

Утвержден
АУТП.407625.000 РЭ-ЛУ

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ
МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ
В РЕЗЕРВУАРЕ **СИМОН-2**
Руководство по эксплуатации
АУТП.407625.000 РЭ



Содержание

1	Описание и работа	4
1.1	Назначение изделия	4
1.2	Технические характеристики	6
1.3	Состав изделия.....	8
1.4	Маркировка	8
1.5	Устройство и работа.....	9
2	Использование по назначению.....	20
2.1	Эксплуатационные ограничения	20
2.2	Обеспечение искробезопасности при монтаже изделия.....	20
2.3	Порядок установки.....	21
2.3.4.1	Запись коэффициентов в контроллер устройства измерения.....	26
2.3.4.2	Запись коэффициентов в панельный компьютер	28
2.4	Порядок работы изделия	31
2.5	Техническое обслуживание.....	31
2.6	Правила хранения и транспортирования	33
2.7	Требования по утилизации	33
Приложение А Ошибка! Закладка не определена.	
Приложение Б	34
Лист регистрации изменений	36

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации (далее - РЭ) предназначено для изучения принципа действия и правил эксплуатации системы измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре **СИМОН-2** (далее - изделие). Технический персонал, обслуживающий изделие, перед началом работы должен ознакомиться с настоящим РЭ.

1 Описание и работа

1.1 Назначение изделия

Изделие предназначено для измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуарах косвенным методом, путем измерения уровня (в том числе и уровня подтоварной воды), среднего значения плотности, среднего значения температуры и вычисления массы и объема нефтепродуктов. Изделие выдает сигналы о достижении предельного уровня, приближении к предельному уровню, приближении к минимальному уровню и минимальному уровню разлива. При достижении предельного уровня имеется возможность выдачи релейного сигнала (сухие контакты 250 В, 0,3 А), используемого для автоматического прекращения налива нефтепродукта в резервуар.

Изделие позволяет контролировать свое состояние, управлять режимами, просматривать и изменять градуировочные коэффициенты с панельного компьютера, расположенного в шкафу управления (в дальнейшем – ПК).

Область применения - автоматизированные системы учета и хранения нефтепродуктов на нефтебазах. Имеется возможность измерения уровня, плотности и температуры на мазуте.

В зависимости от решаемой задачи возможно построение многоканальной системы измерения. Число каналов (резервуаров) до 16.

В состав изделия входят:

- устройство измерения* АУТП.407625.001 в составе:

плотномер ПЛОТ-3Б	АУТП.414122.007	1 шт.;
преобразователь электронный ПЭ-6	АУТП.468166.010	1 шт.;
сервопривод СП-1	АУТП.303359.000	1 шт.;

-шкаф управления АУТП.468353.008 1 шт..

* Количество устройств измерения определяется числом каналов.

Изделие принимает команды и выдает результаты измерений в компьютер или управляющий контроллер распределенной системы управления нефтебазы (PCY) в соответствии с «Протоколом обмена информацией системы СИМОН-2».

Условия эксплуатации изделия:

а) по защищенности от воздействия окружающей среды:

- для плотномера ПЛОТ-3Б исполнение IP68 по ГОСТ 14254-96;
- для сервопривода СП-1 исполнение IP54 по ГОСТ 14254-96;
- для преобразователя электронного ПЭ-6 исполнение IP65 по ГОСТ 14254-96;
- для шкафа управления исполнение IP31 по ГОСТ 14254-96.

б) по стойкости и прочности к воздействию синусоидальной вибрации

- для плотномера ПЛОТ-3Б исполнение N3 по ГОСТ 12997-84;

- для сервопривода СП-1 исполнение N3 по ГОСТ 12997-84;
- для преобразователя
электронного ПЭ-6 исполнение N3 по ГОСТ 12997-84.

в) по стойкости к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха:

- для плотномера ПЛОТ-3Б исполнение У1 по ГОСТ 15150-69;
- для сервопривода СП-1 исполнение У1 по ГОСТ 15150-69;
- для преобразователя
электронного ПЭ-6 исполнение У1 по ГОСТ 15150-69;
- для шкафа управления исполнение УХЛ4 по ГОСТ 15150-69.

Преобразователь электронный ПЭ-6, входящий в состав изделия, имеет маркировку взрывозащиты «1ExdiaIIBT5», соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 31610.11-2012, ГОСТ 1 ЕС 60079-1-2011 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-І) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Привод, входящий в состав сервопривода СП-1, имеет маркировку взрывозащиты «1ExdIIBT5», соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 1 ЕС 60079-1-2011 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-І) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Плотномер ПЛОТ-3Б, входящий в состав изделия, имеет маркировку взрывозащиты «0ExiaIIBT5», соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 31610.11-2012 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-І) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Шкаф управления ШУ, входящий в состав изделия, имеет маркировку взрывозащиты «[Exia]ІВ», соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 31610.11-2012 должен устанавливаться вне взрывоопасных зон.

Система СИМОН-2 соответствует требованиям ТР ТС 012/2011.

Обозначение изделия при заказе и в документации другой продукции, где оно может быть применено, должно состоять из шифра изделия **СИМОН-2**, количества каналов измерения и номера технических условий.

Примеры записи при заказе:

"Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2-01 АУТП.407625.000 ТУ" (один канал измерения).

"Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2-06 АУТП.407625.000 ТУ" (шесть каналов измерения)

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Питание изделия осуществляется от источника переменного тока напряжением (220^{+22}_{-33}) В, частотой (50 ± 1) Гц.

Потребляемая мощность не более 60 ВА для одного канала.

1.2.2 Контролируемая среда

Контролируемая среда - нефтепродукты с кинематической вязкостью до $200 \text{ мм}^2/\text{с}$ (200 сСт) при температуре от минус 40 до 60 °С (до 100 °С при работе на мазуте).

1.2.3 Диапазон измерения уровня:

- нефтепродукта - от 100 до 20000 мм;
- подтоварной воды - от 35 до 1000мм в режиме измерения уровня от верха;
- подтоварной воды - от 25 до 1000мм в режиме измерения уровня от дна.

1.2.4 Диапазон температуры окружающей среды - от минус 40 °С (предельная температура- минус 50 °С) до плюс 45 °С (предельная температура- плюс 55 °С).

1.2.5 Диапазон измерения плотности нефтепродукта - от 630 до $1010 \text{ кг}/\text{м}^3$.

1.2.6 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня равны $\pm 1 \text{ мм}$.

1.2.7 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры нефтепродукта равны $\pm 0,2 \text{ °С}$.

1.2.8 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения средней плотности нефтепродукта равны $\pm 0,5 \text{ кг}/\text{м}^3$.

1.2.9 Объем нефтепродукта вычисляется по формуле:

$$V = V(h)_{20} * [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) * (T_{cm} - 20)] \quad (\text{м}^3)$$

где $V(h)_{20}$ – объем нефтепродукта в резервуаре на измеренном уровне h , определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570-2000. Данные градуировочных таблиц соответствуют температуре стенки резервуара, равной 20 °С;

T_{cm} – температура стенки резервуара;

α_{cm} – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принято равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

α_s – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерения, значение которого принято равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

1.2.10 Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении объема равны $\pm 0,4 \%$ в рабочих условиях при уровне от 250 до 20000 мм.

1.2.11 Масса нефтепродукта вычисляется по формуле:

$$M = \frac{V \cdot \rho_{cp}}{1000}, \text{ (т)}$$

где : V – объем нефтепродукта в резервуаре вычисленный по п. 1.2.9,

ρ_{cp} – среднее значение плотности в резервуаре по ГОСТ 2517-2012

1.2.12 Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении массы равны $\pm 0,5 \%$ в рабочих условиях при уровне от 250 до 20000 мм.

1.2.13 Длина линии связи между электронным преобразователем ПЭ-6 и шкафом управления – не более 2000 м.

1.2.14 Масса изделия

Масса изделия должна быть не более:

Составная часть изделия	Масса, кг, не более
Плотномер ПЛОТ-3Б	1,5
Сервопривод СП-1	48
Преобразователь электронный ПЭ-6	1,5
Шкаф управления (в зависимости от исполнения)	4,5 - 120

1.2.15 Средний срок службы изделия – 12 лет.

1.2.16 Средняя наработка на отказ изделия - 10000 ч.

1.2.17 Межповерочный интервал – 2 года.

1.3 Состав изделия

В комплект поставки одного канала изделия входят документы и изделия, перечисленные в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
АУТП.407625.001	Устройство измерения	*	от 1 до 16
АУТП.414122.007	Плотномер ПЛОТ-3Б	*	входит в состав устройства измерения
АУТП.468353.008-03	Шкаф управления	1	один на все каналы
АУТП.414122.007 ПС	Плотномер ПЛОТ-3Б. Паспорт	*	
АУТП.414122.007 РЭ	Плотномер ПЛОТ-3Б. Руководство по эксплуатации	1	одно на все каналы
АУТП.407625.000 ПС	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2 . Паспорт (один канал)	*	
АУТП.407625.000 ПС	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2-* . Паспорт (сводный)	1	
АУТП.407625.000 РЭ	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2 . Руководство по эксплуатации	1	одно на все каналы
МП 0758-2018	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2. Методика поверки	1	одна на все каналы

* Примечание - соответствует числу каналов и определяется потребителем при заказе (от 1 до 16).

1.4 Маркировка

На боковой поверхности преобразователя электронного ПЭ-6 нанесено наименование изготовителя «ЗАО "АВИАТЕХ"», наименование и шифр прибора «ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЭЛЕКТРОННЫЙ ПЭ-6», маркировка взрывозащиты «1ExdiaIIBT5», значение степени защиты от воздействия окружающей среды «IP65», диапазон температуры окружающей среды « $-40\text{ }^{\circ}\text{C} \leq t_a \leq 45\text{ }^{\circ}\text{C}$ », знак проведения гидроиспытаний «ГИ», специальный знак взрывобезопасности **Ex**, единый знак обращения продукции **EAC**, наименования кабельных вводов «ШУ, СП-1, 24 В, ШД», обозначение искро-

безопасных цепей «ИСКРОБЕЗОПАСНЫЕ ЦЕПИ» (для кабельных вводов «ШУ, СП-1») и заводской номер. На крышке преобразователя электронного ПЭ-6, закрывающей искроопасные цепи (24 В, ШД) нанесена надпись «ОТКРЫВАТЬ, ОТКЛЮЧИВ ОТ СЕТИ».

Маркировка плотномера ПЛОТ-3Б соответствует АУТП.414122.006 ТУ.

На боковой поверхности устройства измерения нанесено наименование изготовителя - «ЗАО "АВИАТЕХ" г. Арзамас», наименование – «Устройство измерения системы СИМОН-2», знак соответствия, знак государственного реестра и заводской номер.

На крышке привода, входящего в состав сервопривода СП-1 нанесено наименование «ШД», маркировка взрывозащиты «1ExdIIBT5», значение степени защиты от воздействия окружающей среды «IP54» и предупредительная надпись «ОТКРЫВАТЬ, ОТКЛЮЧИВ ОТ СЕТИ».

На шкафу управления нанесено наименование изготовителя «ЗАО "АВИАТЕХ" г. Арзамас», наименование прибора «СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРЕ СИМОН-2 ШКАФ УПРАВЛЕНИЯ», маркировка взрывозащиты «[Exia]IB» и заводской номер.

1.5 Устройство и работа

1.5.1 Принцип работы изделия основан на изменении частотных свойств чувствительного элемента плотномера ПЛОТ-3Б при переходе границы раздела сред.

Принцип работы изделия при измерении уровня нефтепродуктов заключается в определении границы раздела воздух-нефтепродукт с помощью плотномера с последующим вычислением уровня.

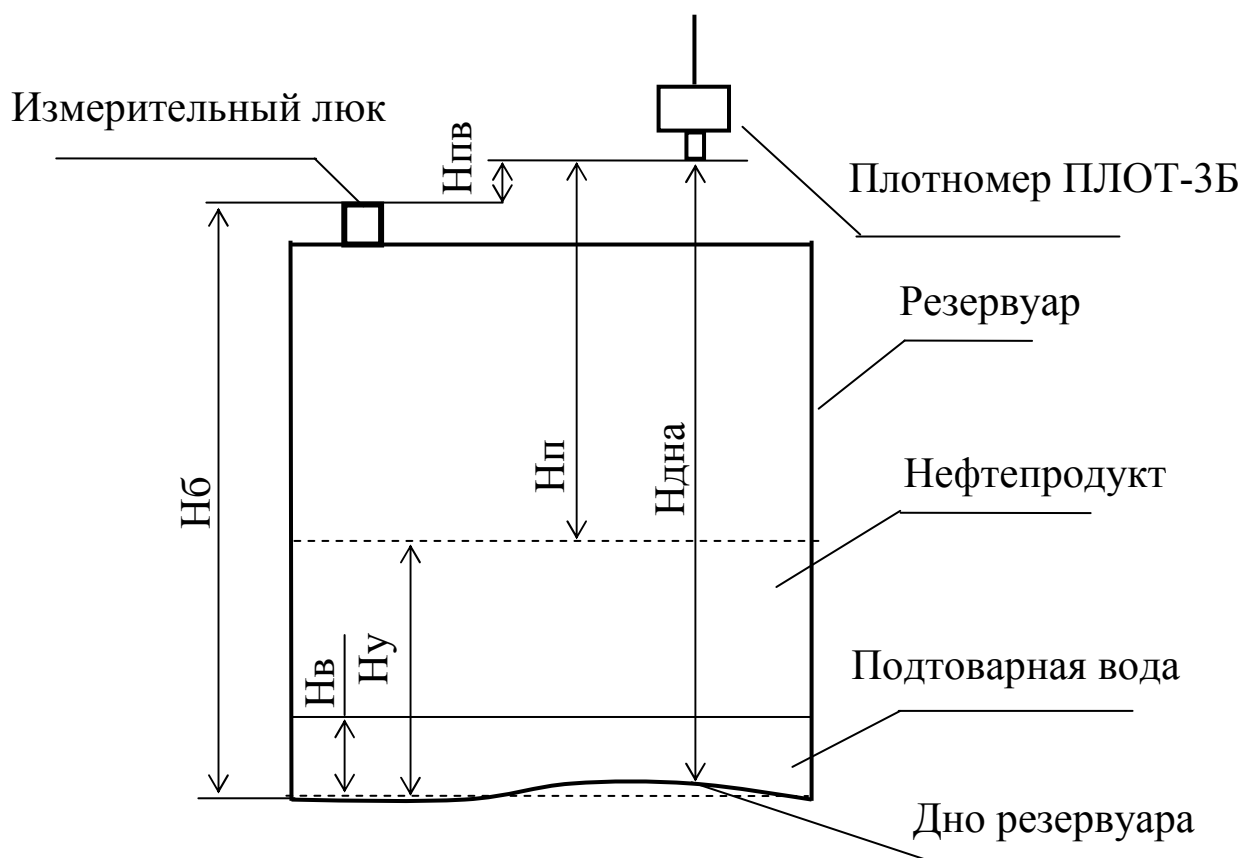
В изделии предусмотрено два метода измерения уровня – метод измерения уровня от верха и метод измерения уровня от дна.

Метод измерения уровня от верха.

Для пояснения принципа измерения уровня от верха на рисунке 1 показано исходное положение плотномера в резервуаре перед проведением измерений.

При проведении измерений уровня от верха после монтажа изделия на резервуаре (рисунок 1) находится расстояние до дна и производится его калибровка с целью определения поправочного коэффициента на положение плотномера относительно замерного люка (Нпв).

Поправочный коэффициент (Нпв), градуировочная таблица резервуара и значение базовой высоты (Нб) записываются в память изделия.



- Нб - базовая высота;
 Ну - уровень нефтепродукта;
 Нпв – поправочный коэффициент от верха;
 Нп – высота пустоты;
 Нв - уровень подтоварной воды;
 Ндна – расстояние до дна резервуара;

Рисунок 1

С помощью сервопривода плотномер, методом последовательного приближения, находит границу раздела воздух-нефтепродукт и изделие производит измерение высоты пустоты (Нп). В момент касания нефтепродукта чувствительным элементом плотномера (вибратором) резко уменьшается частота его колебаний, а следовательно увеличивается измеренное значение плотности. Это и позволяет определять границу раздела воздух-нефтепродукт или найти границу раздела двух несмешивающихся жидкостей, например нефтепродукт-вода.

После проведения измерения высоты пустоты уровень нефтепродукта определяется по формуле:

$$Ну = Нб + Нпв - Нп$$

Значение $H_{пв}$ определяют экспериментально при калибровке изделия на резервуаре по формуле:

$$H_{пв} = H_{д} - H_{и}$$

$H_{д}$, $H_{и}$ – значения уровня, измеренные лотом (измерительной лентой 3-го разряда) и изделием соответственно.

В реальных условиях эксплуатации рельеф дна не является строго горизонтальным. Где-то может быть впадина, а где-то, наоборот, вспучивание дна. Чтобы плотномер не упирался в дно после монтажа изделия на резервуаре экспериментально определяется расстояние до дна по срабатыванию датчика натяжения. Полученное перемещение записывается как **Расстояние до дна** (за вычетом резерва (10 мм)) в таблицу параметров резервуара.

Существует зона нечувствительности $H_{мин} \approx 40$ мм от дна резервуара из-за того, что чувствительный элемент плотномера на 10мм короче окружения, защищающего его от механических повреждений, плюс 20мм необходимое значение глубины погружения чувствительного элемента в подтоварную воду для корректного измерения плотности и плюс 10 мм (резерв).

Поэтому при значениях уровня нефтепродукта и подтоварной воды меньше $H_{умин} = H_{б} + H_{пв} + H_{мин} - H_{дна}$ измерения не производятся.

После проведения измерения уровня нефтепродукта изделие производит вычисление среднего значения плотности.

После вычисления среднего значения плотности производится измерение уровня подтоварной воды. С помощью плотномера определяется граница раздела нефтепродукт-вода и далее определяется уровень подтоварной воды.

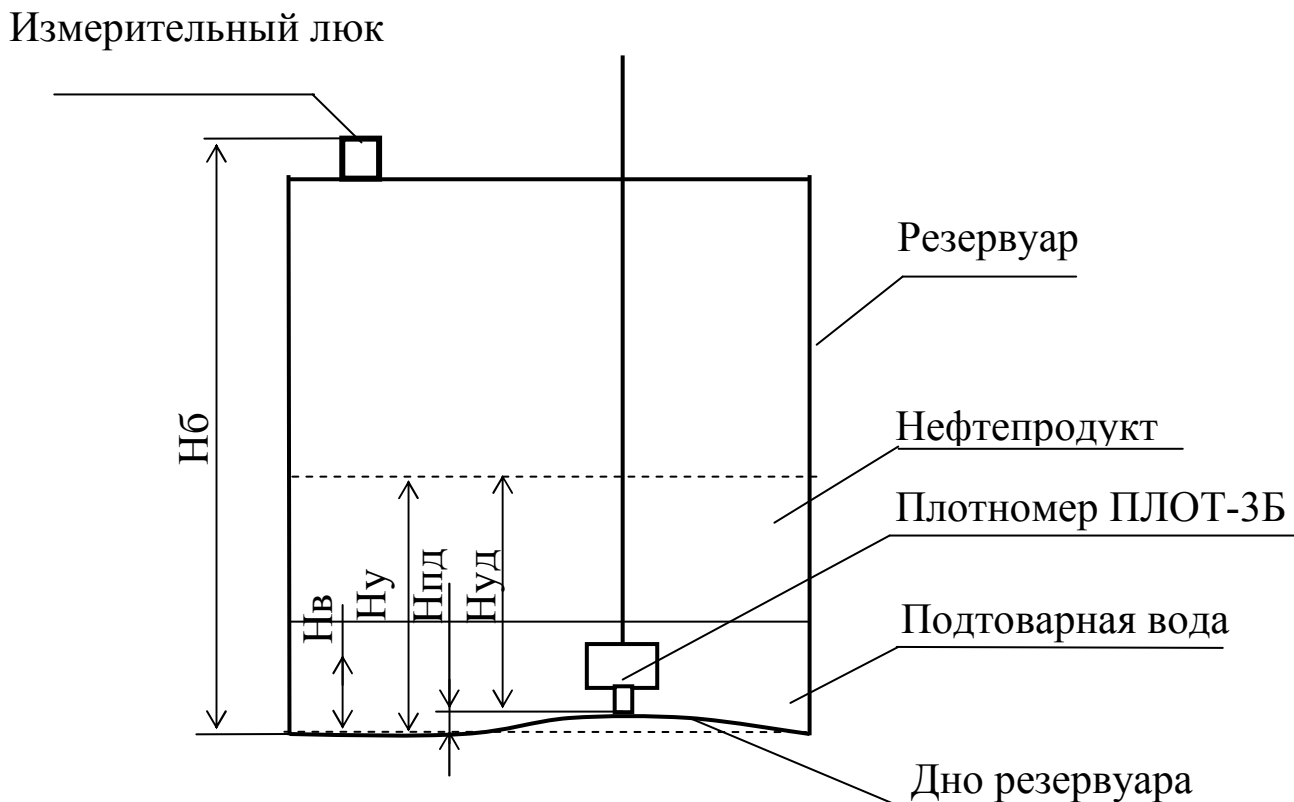
Объем и масса нефтепродуктов вычисляются по формулам п. 1.2.9, п. 1.2.11 соответственно.

Метрологические характеристики изделия при вычислении объема и массы нефтепродукта соответствуют требованиям при взливе более 250 мм.

Метод измерения уровня от дна (по специальному заказу)

Для пояснения принципа измерения уровня от дна на рисунке 2 показано исходное положение плотномера в резервуаре перед проведением измерения.

При проведении измерения уровня от дна после монтажа изделия на резервуаре (рисунок 2) производится его калибровка с целью определения поправочного коэффициента на положение плотномера относительно дна под замерным люком ($H_{пд}$).



Нб - базовая высота;

Ну - уровень нефтепродукта;

Нв - уровень подтоварной воды;

Нпд – поправочный коэффициент от дна;

Нуд – уровень нефтепродукта от дна в месте касания дна плотномером.

Рисунок 2

Поправочный коэффициент (Нпд), градуировочная таблица резервуара записываются в память изделия.

Значение Нпд определяют экспериментально при калибровке изделия на резервуаре по формуле:

$$\text{Нпд} = \text{Нд} - \text{Ни}$$

Уровень нефтепродукта определяется по формуле:

$$\text{Ну} = \text{Нпд} + \text{Нуд}$$

При измерении уровня от дна существует зона нечувствительности $\text{Нмин} \approx 30$ мм от дна резервуара из-за того, что чувствительный элемент плотномера на 10мм короче окружения, защищающего его от механических повреждений, плюс 20мм необходимое значение глубины погружения чувствительного элемента в подтоварную воду для корректного измерения плотности.

Поэтому при значениях уровня нефтепродукта и подтоварной воды меньше $N_{\text{умин}} = N_{\text{мин}} + N_{\text{пд}}$ измерения не производятся.

Объем и масса нефтепродуктов вычисляются по формулам п. 1.2.9, п. 1.2.11 соответственно.

Метрологические характеристики изделия при вычислении объема и массы нефтепродукта соответствуют требованиям при разливе более 250 мм.

1.5.2 Устройство составных частей изделия

Изделие состоит из устройства измерения и шкафа управления. Устройство измерения устанавливается непосредственно на резервуаре, а шкаф управления устанавливается в операторной.

1.5.2.1 Устройство измерения

В состав устройства измерения входят:

- сервопривод СП-1;
- преобразователь электронный ПЭ-6;
- плотномер ПЛОТ-3Б.

Внешний вид устройства измерения приведен на рисунке 3.

1.5.2.1.1 Сервопривод СП-1

Сервопривод СП-1 предназначен для обеспечения перемещения плотномера ПЛОТ-3Б по вертикали резервуара.

В состав сервопривода СП – 1 (1) входят:

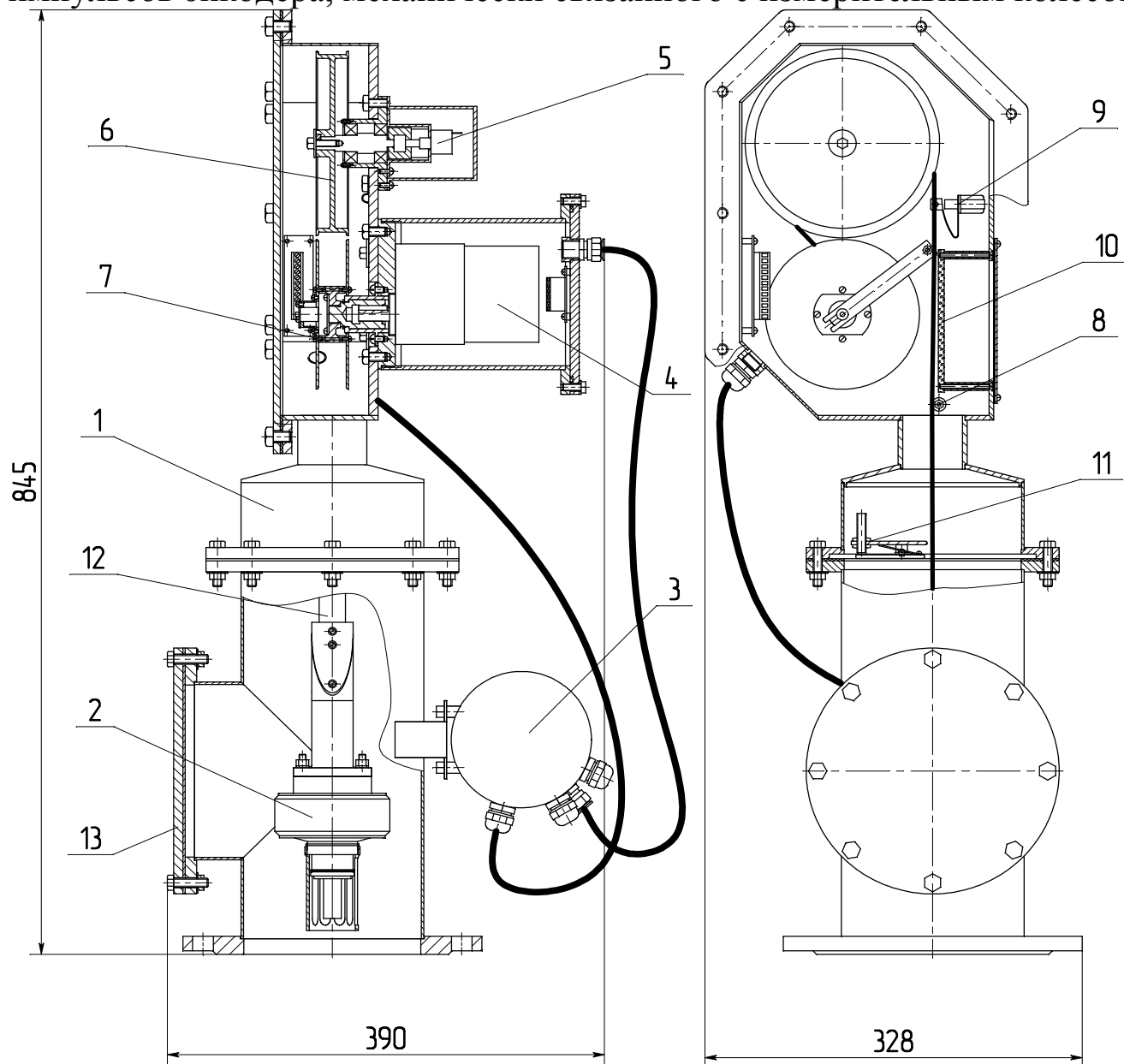
- шаговый двигатель с редуктором (привод) (4);
- энкодер (5);
- колесо измерительное (6);
- барабан с измерительной лентой (7);
- индуктивный датчик натяжения (9);
- визир (10);
- индуктивный датчик верхнего положения (11);
- ленточный кабель с кожухом (12).

Привод представляет собой шаговый двигатель с редуктором. На валу редуктора установлен барабан с ленточным кабелем. Ленточный кабель (12) представляет собой стальную измерительную ленту и 4 токопроводящие жилы, запеченные в прозрачную пленку. Ленточный кабель охватывает колесо измерительное на валу которого установлен энкодер. На конце ленточного кабеля закреплен плотномер ПЛОТ-3Б (2). Вращение шагового двигателя передается через редуктор на барабан.

Перемещение плотномера ПЛОТ-3Б задается количеством шагов двигателя и точно измеряется при помощи измерительного колеса (6) и энкодера (5).

Измерение уровня производится от верхнего положения плотномера ПЛОТ-3Б, контролируемого по срабатыванию индуктивного датчика верхнего положения (11) в режиме измерения от верха или от уровня дна, контролируемого по срабатыванию индуктивного датчика натяжения (9).

Принцип действия сервопривода СП-1 основан на подсчете количества импульсов энкодера, механически связанного с измерительным колесом.



1 - сервопривод СП-1, 2 - плотномер ПЛОТ-3Б, 3 - преобразователь электронный ПЭ-6, 4 – шаговый двигатель с редуктором (привод), 5 - энкодер, 6 – колесо измерительное, 7 - барабан, 8 – направляющий ролик, 9 - индуктивный датчик натяжения, 10 - визир, 11 - индуктивный датчик верхнего положения, 12 - ленточный кабель с кожухом, 13 – крышка люка.

Рисунок 3

Контроллер управления ШД с помощью шагового двигателя обеспечивает перемещение плотномера ПЛОТ-3Б по высоте резервуара. Каждый раз, выдавая последовательность импульсов управления на шаговый двигатель, контроллер управления ШД производит подсчет шагов шагового двигателя от начала движения плотномера (момента выключения индуктивного датчика верхнего положения (11)) до первого импульса энкодера и после последнего импульса энкодера до момента останова плотномера ПЛОТ-3Б на границе раздела воздух-нефтепродукт.

1.5.2.1.2 Преобразователь электронный ПЭ-6

Преобразователь электронный ПЭ-6 предназначен для управления шаговым двигателем и для передачи измеренных значений: уровня нефтепродукта, в том числе и уровня подтоварной воды, плотности и температуры в панельный компьютер, расположенный в шкафу управления.

Взаимодействие преобразователя электронного ПЭ-6 с другими составными частями изделия поясняется комбинированной функциональной схемой изделия, приведенной на рисунке 4.

Конструктивно преобразователь электронный ПЭ-6 представляет собой цилиндрический корпус, закрывающийся с торцевых поверхностей крышками. С одной стороны имеются кабельные вводы для подключения искроопасных цепей (+ 24 В и ШД), с другой стороны кабельные вводы для подключения искробезопасных цепей (ШУ(1), ШУ(2), СП-1).

1.5.2.1.3 Плотномер ПЛОТ-3Б

Плотномер ПЛОТ-3Б предназначен для измерения плотности и температуры нефтепродукта, и передачи измеренных значений по запросу в ПЭ-6.

Принцип действия плотномера основан на зависимости частотных характеристик чувствительного элемента и сопротивления встроенного датчика температуры от параметров контролируемой среды. Частота колебаний чувствительного элемента плотномера зависит от его массы и массы так называемой «присоединенного» нефтепродукта, окружающего чувствительный элемент и совершающего колебания вместе с ним. При изменении плотности нефтепродукта меняется и частота колебаний чувствительного элемента.

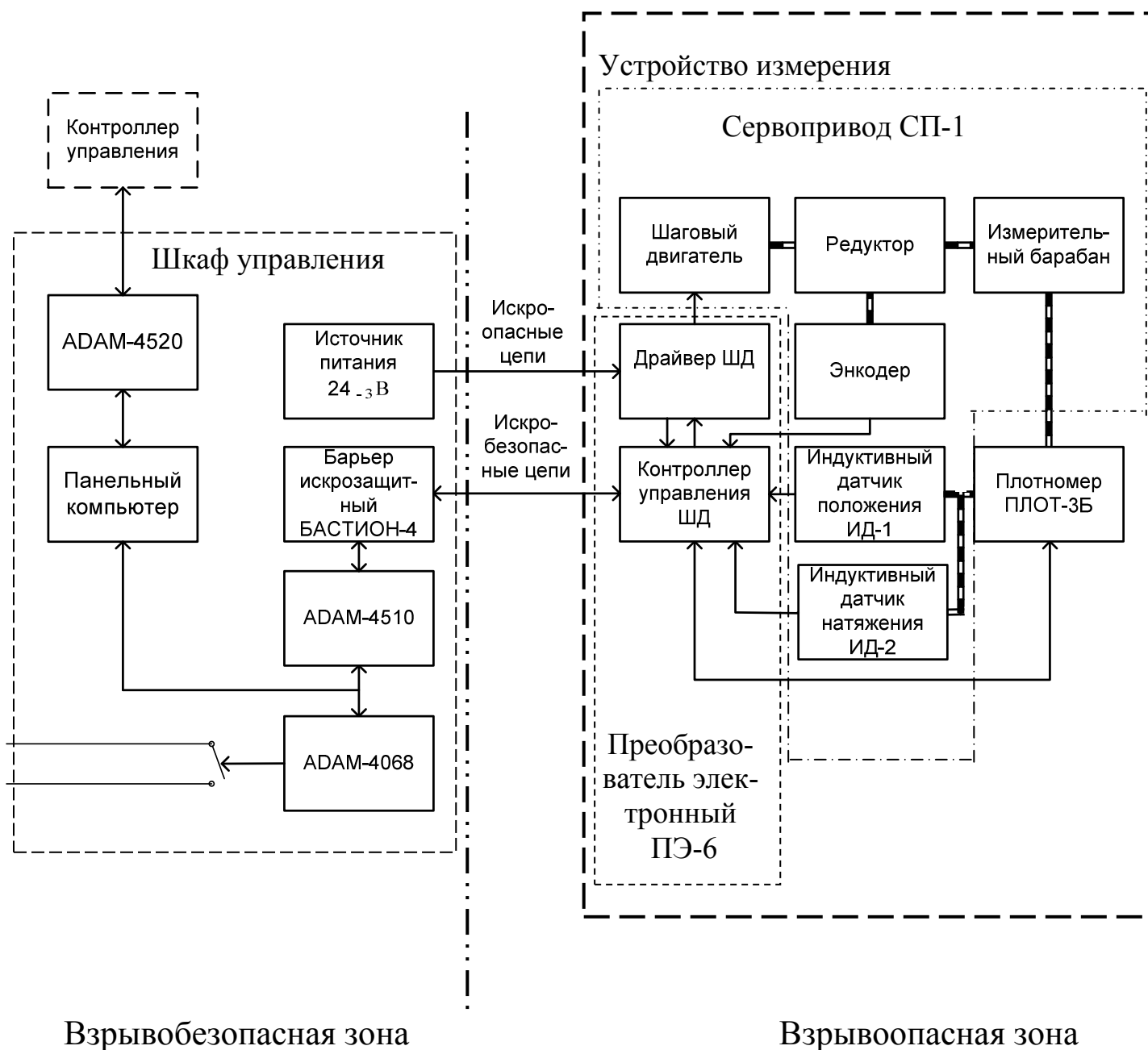


Рисунок 4

Плотномер ПЛОТ-3Б является функционально законченным изделием, и выпускается в соответствии с технической документацией на него. В руководстве по эксплуатации АУТП.414122.007 РЭ можно более подробно с его техническими характеристиками и конструктивным исполнением (см. сайт: www.avia-tech.ru)

1.5.2.2 Шкаф управления

Шкаф управления предназначен для:

- формирования напряжения питания постоянного тока (5 В) для питания панельного компьютера;
- формирования напряжения питания постоянного тока (24 В) для питания модулей серии ADAM, входящих в его состав;
- формирования напряжения питания постоянного тока (24 В) для питания привода;
- формирования релейных выходных сигналов при достижении предельных значений уровня нефтепродуктов;
- обеспечения искробезопасных цепей передачи-приема информации по интерфейсу RS-485 между панельным компьютером и преобразователем электронным ПЭ-6;

Входящие в состав шкафа управления барьеры искрозащитные БАСТИОН-4 обеспечивают искробезопасность информационных цепей.

Панельный компьютер, входящий в шкаф управления, производит управление устройствами измерения, постоянно опрашивает их, принимает от них информацию об измеренных значениях уровня и плотности, производит вычисление объема и массы и обеспечивает связь с компьютером или РСУ.

1.5.3 Обеспечение взрывобезопасности

Взрывозащита изделия обеспечивается следующими мерами:

- информационные линии преобразователя электронного ПЭ-6 подключены через искрозащитный барьер БАСТИОН-4 (сертификат соответствия № ЕАЭС-RU C-RU.МЮ62.В.00669/19 от 05.07.2019 г.), что обеспечивает искробезопасную цепь уровня i_a по ГОСТ 31610.11-2012;
- электронные платы преобразователя ПЭ-6 и мотор-редуктор размещены во взрывонепроницаемых оболочках, выполненных по требованиям ГОСТ 1 ЕС 60079-1-2011;
- внутреннее питание электронных схем преобразователя осуществляется напряжением 5 В, которое ограничивается при помощи трех параллельно соединенных стабилитронов V4, V5, V6 (чертеж АУТП.467459.022 ЭЗ);
- токи цепей, предназначенных для подключения энкодера (датчика вращения измерительного колеса), плотномера ПЛОТ-3Б, датчиков положения ИД1 и натяжения ИД2, дополнительно ограничены внутренними резисторами преобразователя ПЭ-6 и являются искробезопасными;

- на взрывонепроницаемых оболочках имеются надписи: «открывать, отключив от сети!»;
- платы преобразователя электронного покрыты лаком 1А33-1L.

1.5.4 Режимы работы

Изделие предназначено для работы в следующих режимах:

- основной режим (расчет объема, массы, измерения уровня);
- режим измерения средней плотности;
- режим измерения уровня подтоварной воды;
- режим ручного управления.

1.5.4.1 Основной режим

Предназначен для постоянного отслеживания уровня нефтепродукта в резервуаре. В этом режиме производится измерение уровня и производится расчет объема и массы нефтепродукта по измеренным значениям плотности и температуры нефтепродукта в резервуаре.

Объем и масса нефтепродукта в системе СИМОН-2 вычисляются непрерывно.

В режим слежения за уровнем изделие переходит автоматически после подачи напряжения питания или по выбору оператора, если изделие находилось в другом режиме.

Метод измерения уровня от дна или от верха выбирает заказчик.

1.5.4.2 Режим измерения средней плотности

Режим измерения средней плотности предназначен для измерения средней плотности, уровня подтоварной воды.

В системе запуск измерения средней плотности нефтепродукта может производиться:

- по команде АСУ;
- по команде оператора с панельного компьютера (при нажатии кнопки «измерение массы»);
- автоматически, в соответствии с заранее заданным расписанием (записывается при настройке системы), с учетом режима работы нефтебазы (до 8-ми измерений в сутки);
- автоматически при изменении уровня на значение, превышающее порогового значения, задаваемого при настройке системы.

Средняя плотность нефтепродукта измеряется одним из методов:

- по ГОСТ 2517;
- по МИ 3252.

Метод измерения средней плотности должен быть выбран заказчиком при настройке системы.

По ГОСТ 2717 плотность и температура нефтепродукта определяются в трех точках: вверху (250 мм от границы нефтепродукта), в середине и внизу резервуара (250 мм от дна). При уровне от 1 до 2 м температура и плотность определяются в двух точках (вверху и внизу), а при уровне менее 1 м только в середине.

По МИ 3252 плотность и температура определяются: при взливе до 5м через 50см, а после 5м - через 1м.

При работе на мазуте плотность и температура определяются в одной точке (80 мм от уровня).

1.5.4.3 Режим измерения уровня подтоварной воды

Режим измерения уровня подтоварной воды возможен по команде от компьютера или РСУ, или по команде оператора с панельного компьютера.

Режим измерения уровня подтоварной воды невозможен при работе на мазуте.

1.5.4.4 Режим ручного управления

Режим ручного управления включается по команде оператора с панельного компьютера и предназначен для технологических операций по перемещению плотномера по резервуару.

1.5.5 Контроль верхнего и нижнего уровня налива

В режиме слежения за уровнем производится сравнение измеренного значения уровня с 4-мя предельными значениями уровня, запись которых производится в память панельного компьютера при настройке изделия:

- минимальным аварийным уровнем (LL);
- минимальным уровнем (L);
- максимальным уровнем (H);
- максимальным аварийным уровнем (HH).

На мониторе компьютера и панельного компьютера на информационной панели тревог появляется соответствующее сообщение. При уровне выше максимального аварийного (HH) и уровне ниже минимально аварийного (LL) шкаф управления системой СИМОН-2 выдает релейный сигнал («сухие нормально разомкнутые контакты» 250 В, 0,3 А).

2 Использование по назначению

2.1 Эксплуатационные ограничения

Преобразователь электронный ПЭ-6, входящий в состав изделия, имеет маркировку взрывозащиты «1ExdiaIIBT5», соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 31610.11-2012, ГОСТ 1 ЕС 60079-1-2011 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-І) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Сервопривод СП-1, входящий в состав изделия, имеет маркировку взрывозащиты «1ExdIIBT5», соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 1 ЕС 60079-1-2011 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-І) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Плотномер ПЛОТ-ЗБ, входящий в состав изделия, имеет маркировку взрывозащиты «0ExiaIIBT5» соответствует ГОСТ 31610.0-2012, ГОСТ 31610.11-2012 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-І) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

К работе с изделием допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и изучившие эксплуатационную документацию.

2.2 Обеспечение искробезопасности при монтаже изделия

При монтаже изделия необходимо руководствоваться:

- 1) главой Э3.2 ПТЭ и ПТБ “Электроустановки во взрывоопасных зонах”, Энергоатомиздат, г. Москва, 1990 г.;
- 2) правилами устройства электроустановок;
- 3) настоящим РЭ.

Перед установкой проверьте наличие маркировки взрывозащиты на составных частях изделия.

2.3 Порядок установки

2.3.1 Установка устройства измерения на резервуаре

Устройство измерения устанавливается на отрезок трубы Ду150, к которой сверху должен быть приварен фланец (см. рисунок 4а).

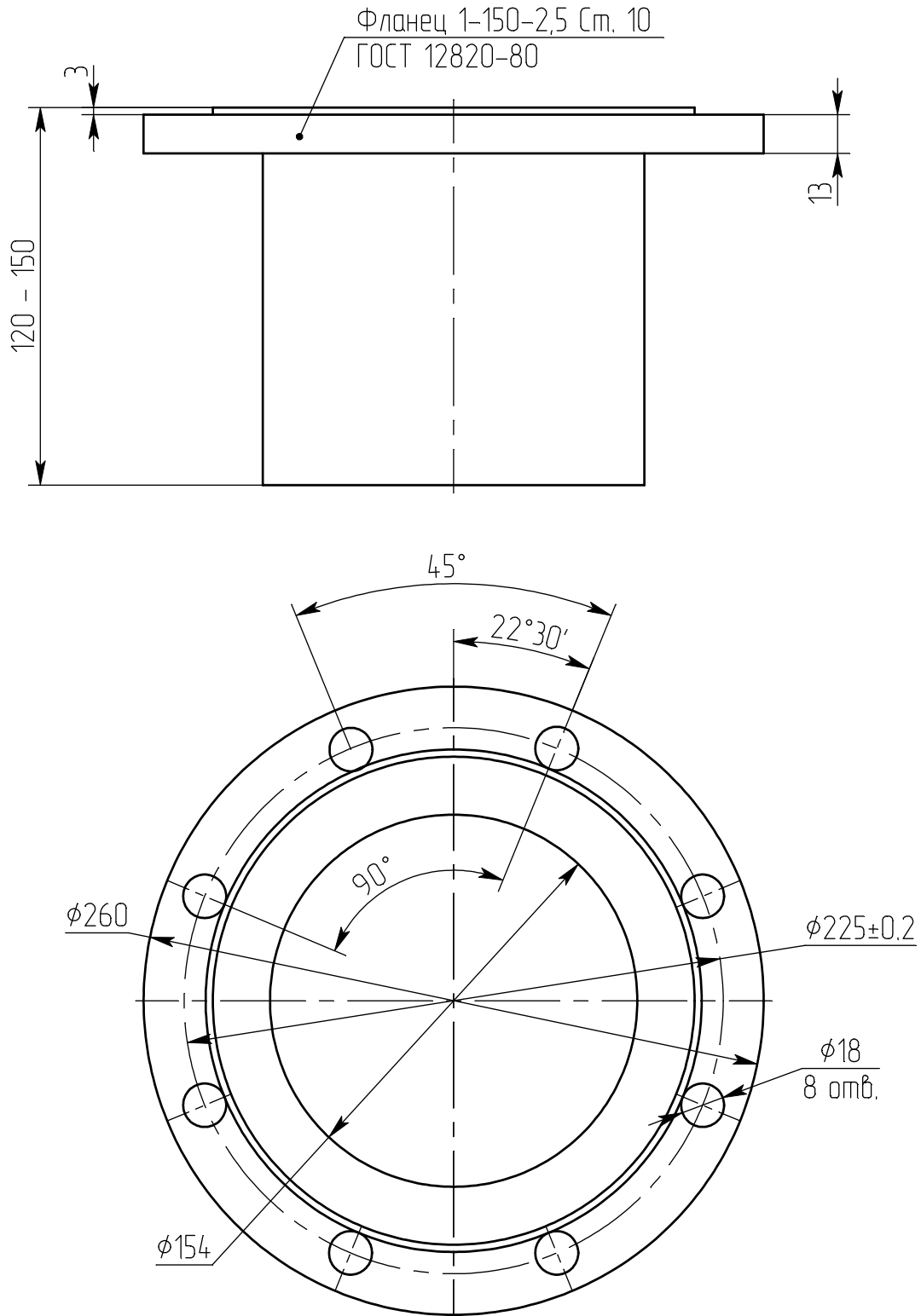


Рисунок 4а

При установке трубы с фланцем на резервуаре необходимо учитывать уклон крыши резервуара или фланца светового люка. Уклон определять с помощью уровня.

Трубу с фланцем устанавливать на крыше резервуара или на фланце светового люка вертикально с учетом наклона крыши (90° минус угол уклона) в соответствии с рисунком 4б.

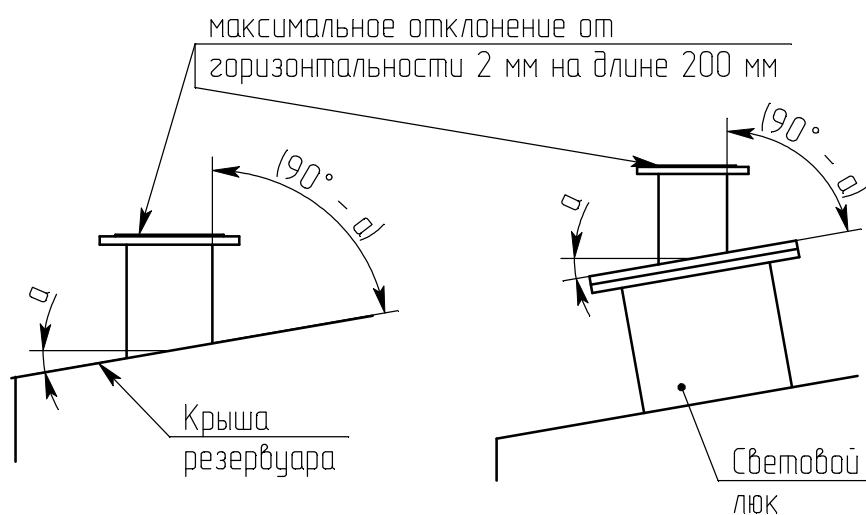


Рисунок 4б

Если резервуар с понтоном, то устройство измерения устанавливается на одной из направляющих труб понтона, сверху которой должен быть приварен фланец 1-150-2,5 Ст. 10. Если диаметр направляющей трубы больше Ду150, то устанавливать, согласно рисунка 4б, на крышку, закрывающую эту трубу. При установке изделия на направляющей трубе понтона, направляющая труба должна быть установлена с отклонением от вертикали не более 20 мм по всей длине направляющей трубы. При большем отклонении, до 35 мм, на плотномер ПЛОТ-3Б должен быть надет конус (см. рисунок 5б).

При установке устройства измерения на резервуаре проверяйте уровнем (уровень длиной 400 мм) вертикальность устройства измерения в плоскости, указанной на рисунке 5а. Отклонение от вертикали не должно превышать 1,5 мм на длине 400 мм. Если отклонение превышает приведенное выше значение, то поворачивая устройство измерения относительно фланца резервуара, найти такое положение, при котором отклонение по вертикали в плоскости, приведенной на рисунке 5а, будет минимальным. При этом отклонение от вертикали в другой плоскости не должно превышать 5 мм на длине 400 мм.

Для обеспечения герметичности между фланцем и изделием установите паронитовую прокладку, закрепите изделие 8-ю болтами М16×50.

После затяжки болтов вновь проверьте вертикальность установки устройства измерения.

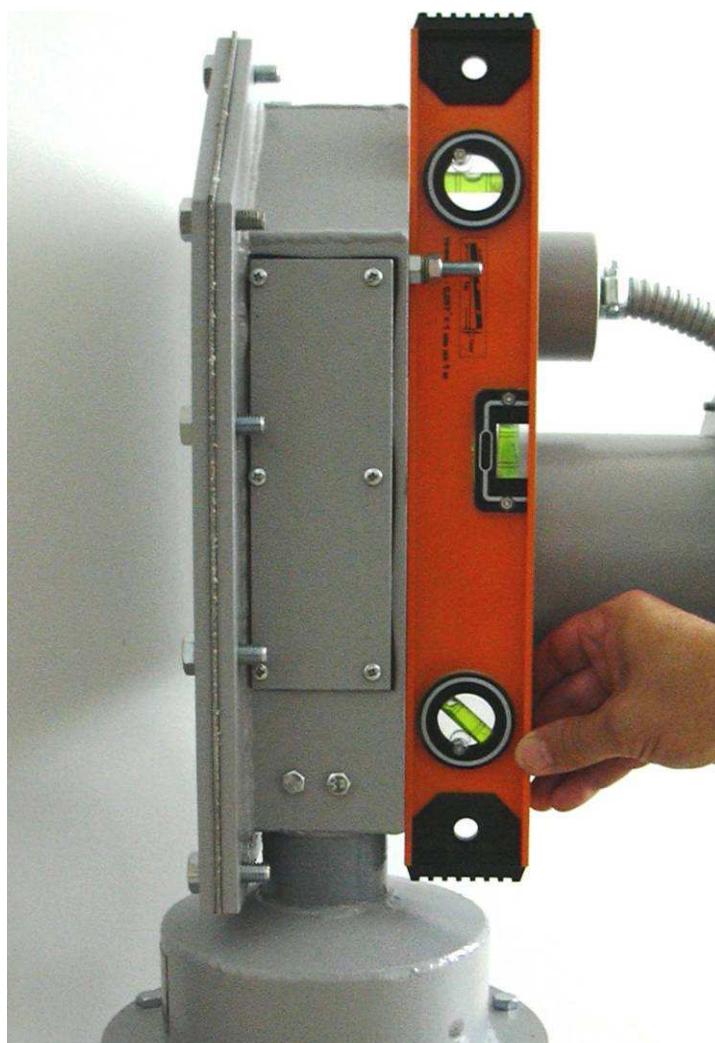


Рисунок 5а

2.3.2 Подключение устройства измерения к шкафу управления

После установки устройств измерений на резервуары произведите их подключение к шкафу управления в соответствии со схемой соединений АУТП.407625.000 Э4. В **Приложении Б** приведена схема электрическая соединений одного устройства измерения со шкафом управления (см. рисунок Б.2).

Внимание! После установки устройств измерения на резервуаре произведите их заземление, используя штырь заземления на них.

Так как на каждой нефтебазе нумерация резервуаров может быть своя в пределах от 1 до 99, то в программе функционирования панельного компьютера и в шкафу управления для простоты принято обозначения резервуаров номерами каналов от 1 до 12.

Поэтому, после подключения устройств измерения к шкафу управления, для удобства дальнейшей работы, составьте таблицу соответствия номеров каналов номерам резервуаров и произведите запись номера резервуара и вид топлива в нем в панельный компьютер (см. п.2.1.3 Приложения А).

Если работа изделия производится под управлением компьютера, то, при настройках программы верхнего уровня на компьютере, произведите изменения в настройках резервуарного парка в соответствии с этой таблицей.

2.3.3 Установка плотномера на устройство измерения

При поставке, для удобства транспортирования изделия, плотномер снимают с устройства измерения. После установки устройства измерения на резервуар необходимо установить плотномер в штатное положение.

На ПЭ-6 откройте крышку, закрывающую клеммники подключения искробезопасных цепей, и к клеммам 13...16 подключите пульт ПТ-1 СИМОН-2, согласно маркировки жил его жгута.

Включите тумблер пульта ПТ-1 СИМОН-2.

Включите тумблеры питания шкафа управления и всех блоков питания, а также тумблер подачи питания на соответствующий канал (резервуар).

На устройстве измерения снимите крышку люка (13) (см. рисунок 3). Демонтируйте транспортные крепления кожуха ленточного кабеля (12) (см. рисунок 3).

При помощи кнопок ▼ (вниз) или ▲ (вверх) переместите кожух ленточного кабеля вниз на 450 мм и достаньте его через люк.

Внимание! Пульт ПТ-1 СИМОН-2 до опускания плотномера не выключать!

На кожух ленточного кабеля установите резиновое кольцо 036-042-36-2-034 ОСТ 1.00980-80, входящее в комплект поставки плотномера ПЛОТ-3Б. Соедините розетку кабеля, расположенную в кожухе с вилкой плотномера и установите кожух на фланце плотномера.

Если устройство измерения устанавливается на направляющей трубе понтона, то рекомендуется установить конус на кожухе в соответствии с рисунками 5б и 5в.

Примечание - Конус предназначен для исключения зацепления плотномера за края направляющей трубы в резервуарах с понтоном.

Внимание! 1. При установке кожуха не повредите резиновое кольцо кожухом.

2. При установке конуса не повредите ленту кабеля.

С помощью 6-ти гаек М6 с шайбами (из комплекта поставки на плотномер) закрепите плотномер на кожухе ленточного кабеля

На устройстве измерения плотномер направьте в люк и опустите в резервуар.

Выключите пульт ПТ-1 СИМОН-2.

При выключении пульта плотномер должен подняться до датчика верхнего положения (11) и после этого начать перемещение вниз для поиска уровня нефтепродукта. Оператор на резервуаре должен проконтролировать отсутствие задеваний при движении плотномера за элементы конструкции (края фланца, прокладки и пр.). После этого необходимо закрепить крышку люка (13) с прокладкой 8-ю болтами М8х30.

Отключите пульт ПТ-1 СИМОН-2 от клеммной колодки, закройте крышку на преобразователе электронном ПЭ-6.

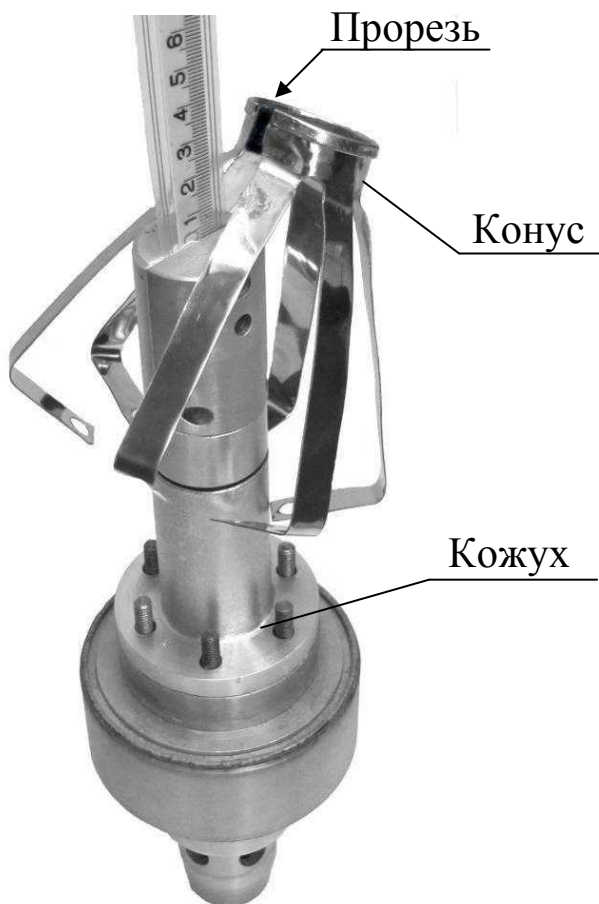


Рисунок 5б



Рисунок 5в

2.3.4 Настройка изделия при проведении пуско-наладочных работ

Перед проведением настроек ознакомьтесь с «Руководством по работе с панелью оператора», приведенным в Приложении А.

При настройке изделия уровень нефтепродукта не должен изменяться. Все задвижки на резервуаре должны быть закрытыми.

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания.

Внимание! Выключатели всех каналов измерения, кроме настраиваемого, должны быть выключены.

Для проведения настроек изделия необходимо выбрать **уровень доступа 2** и ввести пароль, соответствующий этому уровню доступа (см. рисунок А.10, Приложения А).

При проведении пуско-наладочных работ необходимо произвести запись коэффициентов в контроллер устройства измерения и в панельный компьютер.

2.3.4.1 Запись коэффициентов в контроллер устройства измерения

В контроллер устройства измерения необходимо произвести запись следующих коэффициентов:

- адреса обращения контроллера устройства измерения;
- значения базовой высоты;
- расстояния до дна;
- поправочного коэффициента;

2.3.4.1.1 Запись адреса обращения

При выпуске из производства контроллеры устройств измерения имеют обычно адреса обращения от 1 до 12.

При подключении устройств измерения к шкафу управления их адреса обращений могут не соответствовать номеру канала, к которому они подключены. Поэтому при настройке изделия необходимо произвести запись адреса обращения в контроллер устройства измерения. Адрес обращения должен соответствовать номеру канала. Например, если включен 5-й канал, то он должен иметь адрес обращения 5.

Включите питание настраиваемого канала с помощью одного из выключателей **Питание устройств измерения на РВС** (крайний левый выключатель соответствует 1-ому каналу и далее по порядку).

На панельном компьютере выберите вкладку **Парк** и найдите номер канала, у которого в столбце **Тревоги** нет сообщения **К** (сообщение **К** означает, что нет связи (обмена данными) шкафа управления с контроллером устройства измерения).

Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты контроллера**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара), у которого в столбце **Тревоги** не было сообщения **К**, и произведите чтение коэффициентов контроллера. После чтения на мониторе отображаются коэффициенты, записанные при выпуске из производства и адрес обращения в позиции **Адрес**.

Если адрес обращения не соответствует номеру включенного канала, то с помощью кнопок клавиатуры измените адрес обращения в позиции **Адрес** и нажмите кнопку **Запись**.

На панельном компьютере включите вкладку **Парк** и проконтролируйте соответствие записанного адреса обращения номеру включенного канала. В столбце **Тревоги** настраиваемого канала не должно быть сообщения **К**.

2.3.4.1.2 Запись базовой высоты

После записи адреса обращения выберите номер настраиваемого канала и произведите запись значения базовой высоты резервуара, взяв это значение из градуировочной таблицы на данный резервуар.

2.3.4.1.3 Определение и запись расстояния до дна

Выберите вкладку **Резервуар** и выберите номер настраиваемого канала. Задайте режим **Ручное управление**, нажатием на кнопку **Слежение за ур.**

Перейдите на вкладку **Коэффициенты контроллера** и произведите запись значения **Расстояние до дна** равное значению базовой высоты резервуара плюс 1000 мм.

В режиме **Ручное управление** задать перемещение вниз со скоростью 30 мм/с на расстояние, равное (Нб + 1000) мм.

После появления сообщения **ОТ** нажать кнопку **СТОП**.

Уменьшить скорость до 1 мм/с и вновь задать перемещение вниз.

Плотномер начнет медленно двигаться вниз до появления сообщения **ОТ**. Последнее значение в окне **Расс. до верха, мм** перед появлением сообщения **ОТ** принять за расстояние до дна (Ндна).

Перейдите на вкладку **Коэффициенты контроллера** и произведите запись этого значения за вычетом резерва (10 мм).

При работе на мазуте этого делать не следует. Произведите запись значения **Расстояние до дна** равное:

$$Ндна = Нб + Нпв - 10 \text{ (мм)}.$$

2.3.4.1.4 Определение и запись поправочного коэффициента при измерении уровня от верха.

Включите изделие в режим измерения от верха, установив галочку в окне **Режим измерения** в положение **от верха**.

Поправочный коэффициент это расстояние Нпв (см. рисунок 1), которое необходимо определить по формуле:

$$Нпв = Нд - Ни$$

где Нд – значение уровня нефтепродукта, измеренное лотом (измерительной лентой 3-го разряда),

Ни – значение уровня нефтепродукта, измеренное изделием при поправочном коэффициенте равном нулю.

Включите режим **Слежение за уровнем**. Дождитесь выполнения измерения уровня. Результаты измерения уровня запишите.

Повторите измерения уровня (Ни) не менее 3-х раз. Найдите среднее значение Ниср.

С помощью лота (измерительной ленты 3-го разряда) трижды произведите измерение уровня Нд. Найдите среднее значение Ндср.

Найдите разницу Ндср – Ниср, округлите ее до целого значения и запишите как поправочный коэффициент.

После записи, еще раз включите режим **Слежение за уровнем**. Сравните измеренное значение уровня лотом (измерительной ленты 3-го разряда) и измеренное значение уровня изделием. Разница между измеренными значениями не должна превышать ± 1 мм.

2.3.4.1.5 При работе на мазуте имеется вероятность перегрева плотномера. Для исключения перегрева предусмотрен режим автоматического поднятия датчика наверх для остывания. Настройка режима приведена в **Приложении А (п. 4 Задание режимов работы изделия)**.

При превышении измеренного значения температуры **Тем нач охл, °С** плотномер перемещается вверх до расстояния, записанного как **Расст до верха, мм**.

В окне **Тревоги** появляется сообщение **Охл**. При этом невозможно включить режимы **Слежение за уровнем** и **Измерение массы**.

Плотномер выдерживается вверху в течение времени **КЗ, время охл, мин**.

После выдержки плотномера при снижении температуры ниже **Тем нач охл, °С** плотномер поднимается вверх (производится начальная выставка) и включается режим **Слежение за уровнем**.

2.3.4.2 Запись коэффициентов в панельный компьютер

В панельный компьютер необходимо произвести запись по каждому каналу (резервуару) следующих коэффициентов:

- предельных значений уровня Н, НН, L, LL;
- времени включения автоматического измерения массы;
- времени автоматической инициализации;
- режим измерения плотности (по 3 точкам, через 1 м или мазут);
- температурных коэффициентов линейного расширения;
- установить время (при необходимости);
- часовой пояс;
- опрос;
- название резервуара и вид топлива;
- калибровочную таблицу резервуара;

- при работе на резервуаре с понтоном установить галочку, записать массу понтона, плотность продукта при поверке и высоту всплытия понтона;
- значение усреднения скорости изменения уровня.

2.3.4.2.1 Запись предельных значений уровня

Для каждого резервуара необходимо предварительно определиться с предельными значениями уровня Н, НН, L, LL.

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара). Произведите ввод предельных значений уровня Н, НН, L, LL и нажмите на кнопку **Запись**.

2.3.4.2.2 Запись времени включения автоматического измерения массы

Время включения автоматического измерения массы нефтепродуктов в резервуарах может быть одно и то же для всех резервуаров.

Необходимо определиться: сколько таких измерений в течении суток требуется (программа позволяет записать до 8-ми измерений в сутки) и в какое время. Если какие-то из 8-ми измерений можно не выполнять, то против этих измерений необходимо убрать признак измерения («галочку»).

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара). Произведите ввод времени и признака измерения и нажмите кнопку **Запись**.

2.3.4.2.3 Запись времени автоматической инициализации

Для исключения появления дополнительной погрешности измерения уровня один раз в сутки необходимо производить начальную инициализацию.

Время включения автоматической инициализации может быть одно и то же для всех резервуаров. **В течении этого времени (от 3 до 10 мин в зависимости от взлива) не будет информации о измеренных значениях от изделия.** Поэтому задайте время, при котором не будет налива и слива из резервуара.

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара). Произведите ввод времени начальной инициализации и нажмите кнопку **Запись**.

2.3.4.2.4 Запись температурных коэффициентов линейного расширения

В изделии предусмотрена возможность введения температурных коэффициентов линейного расширения на стенки резервуара и измерительной ленты устройства измерения. Признак введения температурных поправок может быть один и тот же для всех резервуаров.

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара). Произведите ввод признака («галочку») введения температурных поправок и нажмите кнопку **Запись**.

2.3.4.2.5 Запись часового пояса и установка времени

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Часовой пояс** введите часовой пояс вашего региона, в позиции **Время** (см. рисунок А.4.3) установите дату и время. Нажмите кнопку **Запись**.

2.3.4.2.6 Запись признака опроса резервуаров

Программа функционирования панельного компьютера позволят последовательно производить опрос до 12 резервуаров. Если к шкафу управления подключено меньше резервуаров или часть резервуаров временно выведено из эксплуатации, то рекомендуется, с целью уменьшения времени опроса всех резервуаров, оставлять опрос только эксплуатирующихся резервуаров.

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара). Произведите ввод признака («галочку») опроса резервуара и нажмите кнопку **Запись**.

2.3.4.2.7 Запись градуировочной таблицы резервуара

Для введения градуировочной таблицы резервуара необходимо предварительно подготовить текстовый файл с именем **N.txt**. и записать его на флэш-накопитель где N – номер канала (адрес контроллера).

1-ая строка - имя резервуара.

2-ая строка - топливо.

3-ая строка - базовая высота в мм.

4-ая строка пустая.

С пятой строки - значения вместимостей по поясам. На каждой строке: номер пояса, пробельный символ¹, начала диапазона пояса в см, пробельный символ, окончания диапазона пояса в см, и дальше через пробельный символ значения объема² для каждого миллиметра пояса начиная с первого миллиметра в м³. После окончания вместимостей по поясам пустая строка.

Далее идет таблица градуировки.

На каждой строке: уровень в сантиметрах, пробельный символ, объем в м³. Уровень начинается с минимального значения.

¹ Пробельный символ – пробел.

² В значениях объема в качестве десятичного разделителя использовать символ «точка» («.»).

Включите питание шкафа управления и питание блоков питания. Выберите вкладку **Настройки резервуара** и перейдите на вкладку **Коэффициенты**. В позиции **Выбор резервуара** выберите номер канала (резервуара). Нажать кнопку **Калиб. Таб.** Далее руководствоваться рекомендациями, изложенными в п.5.1 **Приложением А**.

2.4 Порядок работы изделия

Работа изделия происходит в автоматическом режиме без участия оператора под управлением компьютера или РСУ, а также в соответствии с расписанием измерений.

Результаты измерения параметров нефтепродукта в резервуаре (уровень, плотность, температура, объем и масса) передаются в компьютер или в управляющий контроллер нефтебазы (РСУ) в соответствии с «Протоколом обмена информацией системы СИМОН-2».

Результаты измерения ежесуточно сохраняются в памяти панельного компьютера. При выключении изделия (при проведении профилактических работ или при аварийном отключении энергии) последующее включение выведет на экраны резервуаров последние сохраненные данные.

Работу по настройке изделия и контроль проведения измерений проводит сервисный инженер при помощи панельного компьютера и имеющий соответствующий пароль. Все действия по работе с панельного компьютера описаны в **Приложении А**.

2.5 Техническое обслуживание

2.5.1 Общие указания

2.5.1.1 Техническое обслуживание проводится с целью обеспечения работоспособности изделия в период его эксплуатации.

Виды текущего обслуживания: текущее и периодическое.

К техническому обслуживанию относится демонтаж составных частей изделия для проведения ремонта и монтаж после ремонта, устранение простейших неисправностей («текущий ремонт»), замена составных частей и подготовка к поверке.

2.5.1.2 Техническое обслуживание изделия должны проводить специалисты, прошедшие обучение.

2.5.1.3 Специалисты, обслуживающие изделие, перед началом работы должны изучить руководство по эксплуатации, а также «Руководство пользователя по работе с программой **Simon-2**».

2.5.2 Порядок текущего и периодического ремонта

2.5.2.1 Текущее обслуживание включает в себя ежедневную оценку состояния изделия по принципу «работает-не работает».

2.5.2.2 Периодическое обслуживание выполняется по истечению гарантийного срока и предусматривает следующие виды технического обслуживания.

2.5.2.2.1 Техническое обслуживание ТО-2 (один раз в месяц) предусматривает выполнение следующих видов работ:

- внешний осмотр с проверкой отсутствия механических повреждений ленточного кабеля и чувствительного элемента плотногомера;
- удаление загрязнений на ленточном кабеле;
- удаление загрязнений на чувствительном элементе плотногомера;
- осмотр элементов взрывозащиты в шкафу управления;
- осмотр элементов заземления устройства измерения.

2.5.2.2.2 Техническое обслуживание ТО-3 (один раз в 3 месяца) предусматривает выполнение следующих видов работ:

- внешний осмотр с проверкой отсутствия механических повреждений ленточного кабеля и чувствительного элемента плотногомера;
- удаление загрязнений на ленточном кабеле;
- удаление загрязнений на чувствительном элементе плотногомера;
- осмотр элементов взрывозащиты в шкафу управления;
- осмотр элементов заземления устройства измерения.
- проверка работоспособности во всех режимах.

2.5.2.2.3 Техническое обслуживание ТО-4 (один раз в 6 месяцев) предусматривает выполнение следующих видов работ:

- внешний осмотр с проверкой отсутствия механических повреждений ленточного кабеля и чувствительного элемента плотногомера;
- удаление загрязнений на ленточном кабеле;
- удаление загрязнений на чувствительном элементе плотногомера;
- осмотр элементов взрывозащиты в шкафу управления;
- осмотр элементов заземления устройства измерения.
- проверка работоспособности во всех режимах;
- проведение КМХ (контроля метрологических характеристик).

При наличии загрязнений необходимо чувствительный элемент плотногомера и ленточный кабель промыть бензином или уайт-спиритом.

2.5.3 Поверка изделия

Поверка изделия проводится не реже одного раза в два года по методике «Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2. Методика поверки МП 0758-7-2018».

2.6 Правила хранения и транспортирования

Транспортирование и хранение изделия должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 (условия хранения 3). До введения в эксплуатацию изделие следует хранить на складах в упаковке предприятия-изготовителя при температуре 5...40 °С и относительной влажности до 80 % (при температуре 25 °С).

Транспортирование изделия необходимо осуществлять в транспортной упаковке.

Срок хранения изделия в упаковке в складских помещениях, включая время транспортирования, 3 года.

2.7 Требования по утилизации

Изделие не содержит экологически опасных материалов, загрязняющих окружающую среду.

При утилизации необходимо произвести разборку изделия для разделения составных частей из разных материалов. Изделия из алюминиевого сплава (корпуса привода и ПЭ-6), латуни (кабельные вводы) и черного металла (проставка и др.) сдаются в металлолом отдельно.

Приложение Б

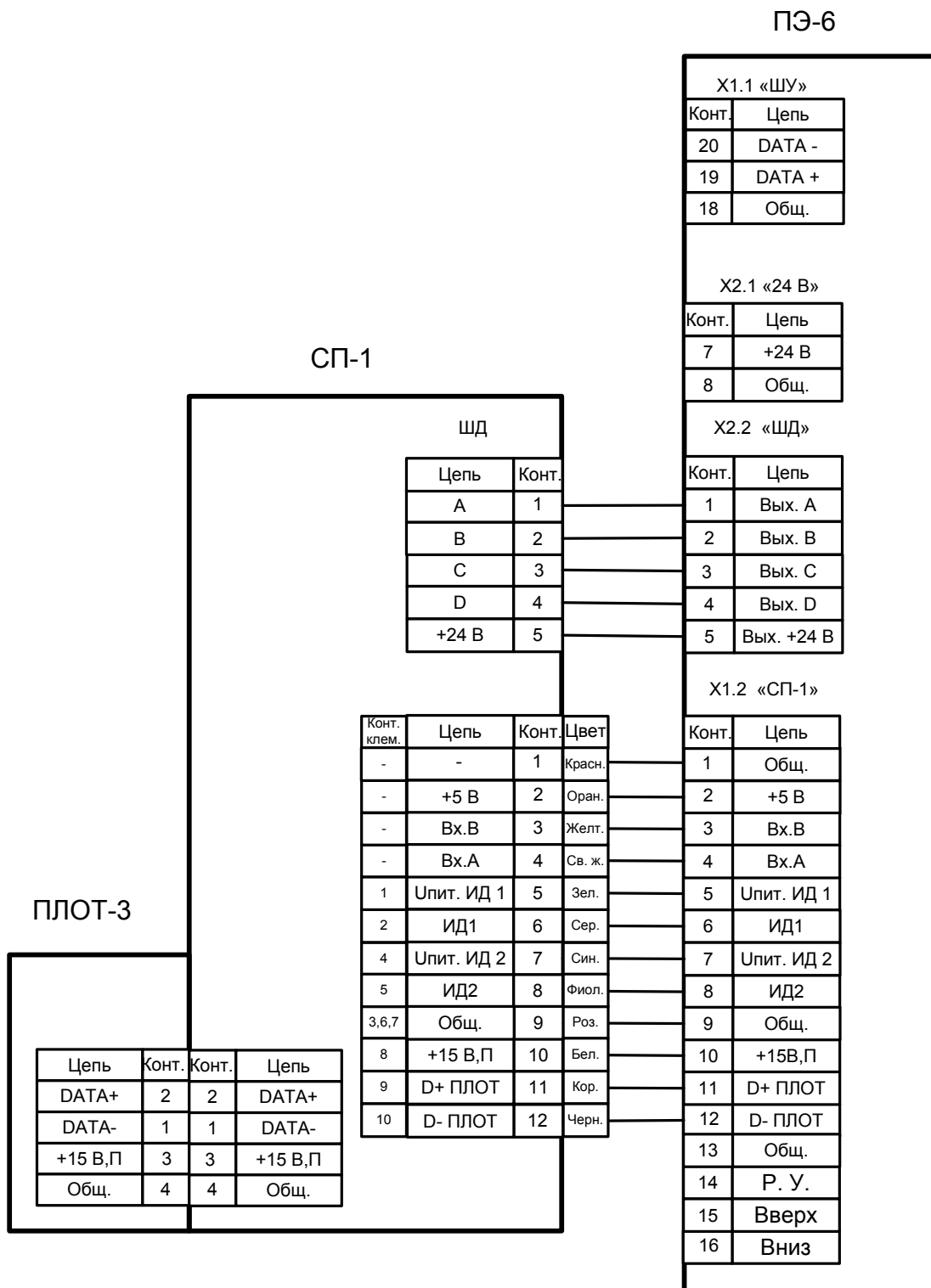
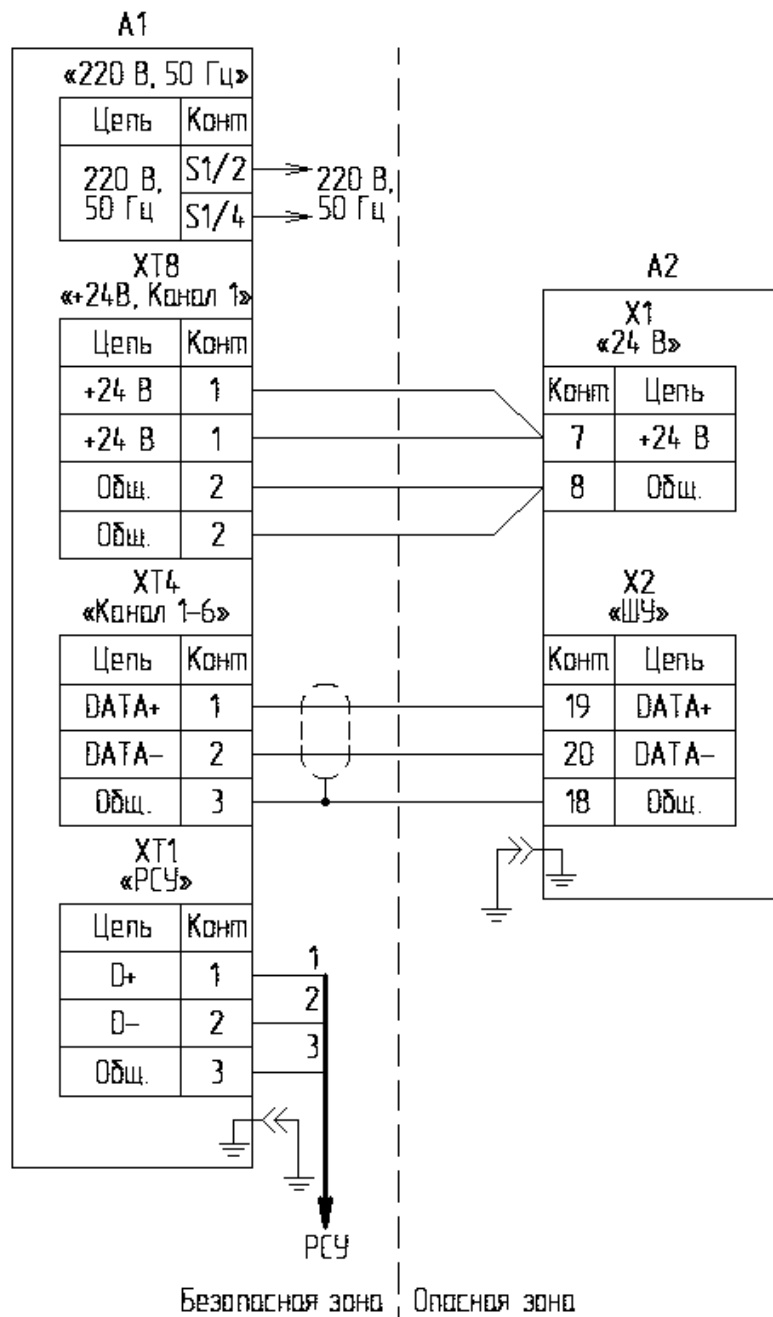


Рисунок Б.1 Схема электрическая соединений устройства измерения



А1 Шкаф управления АУТП.468353.008

А2 Устройство измерения АУТП.407625.001

Рекомендуемые типы кабелей:

для информационных цепей - МКЭШв 1х2х0,5;

для силовой цепи - КВВГ 4хS (S=1мм² или 1,5мм², или 2,5мм² выбирается из условия обеспечения суммарного сопротивление жил «+24 В» и жил «Общ.» - не более 5 Ом).

Рисунок Б.2 Схема электрическая соединений одного канала изделия

