

Утвержден
АУТП.407625.003РЭ-ЛУ



СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ
МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ
В РЕЗЕРВУАРЕ **СИМОН-2М**
Руководство по эксплуатации
АУТП.407625.003РЭ
(ред. от 18.03.2025г.)



Содержание

1 Описание и работа	4
1.1 Назначение изделия.....	4
1.2 Технические характеристики изделия.....	7
1.3 Состав изделия.....	9
1.4 Устройство и работа.....	14
1.5 Маркировка и пломбирование.....	25
1.6 Упаковка.....	25
2 Использование по назначению	27
2.1 Эксплуатационные ограничения.....	27
2.2 Подготовка изделия к использованию.....	27
2.2.1 Установка устройства измерения на резервуаре.....	27
2.2.2 Подключение устройства измерения к шкафу управления.....	33
3 Техническое обслуживание	43
3.1 Общие указания.....	43
3.2 Меры безопасности.....	43
3.3 Порядок текущего и периодического обслуживания.....	43
3.4 Проверка работоспособности изделия.....	44
4 Ремонт	44
5 Правила хранения и транспортирования	44
6 Требования по утилизации	44
Приложение А	46
Приложение Б	69
Приложение В	71
Приложение Г	85

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации (далее - РЭ) предназначено для изучения принципа действия и правил эксплуатации системы измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре **СИМОН-2М** (далее - изделие).

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

Настоящее руководство распространяется на следующие модификации изделия:

- СИМОН-2М-Н для измерения массы и объема нефти и нефтепродуктов (далее по тексту – нефтепродукты);
- СИМОН-2М-С для измерения массы и объема сжиженных углеводородных газов (далее СУГ).

1 Описание и работа

1.1 Назначение изделия

Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуарах СИМОН-2М предназначена для измерения массы и объема нефти, нефтепродуктов или сжиженных углеводородных газов (вместе с парогазовой фазой) в резервуарах путем измерения уровня (в том числе подтоварной воды), среднего значения плотности, среднего значения температуры и вычисления массы и объема нефтепродуктов.

Изделия применяются для учетно-расчетных операций (прием, отпуск, хранение, инвентаризация) и технологических операций в резервуарах автозаправочных станций, нефтебаз, объектов химической и пищевой промышленности.

В состав изделия входят:

- устройство измерения АУТП.407625.004;
- плотномер ПЛОТ-3Б-2 АУТП.414122.032 (входит в состав устройства измерения);
- шкаф управления АУТП.468353.027.

Один шкаф управления в зависимости от варианта исполнения может объединять до шестнадцати изделий.

Условия эксплуатации и степени защиты составных частей изделия указаны в таблице 1.

Таблица 1

Компоненты оборудования	Маркировка взрывозащиты	Степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69
Устройство измерения	1Ex db ia IIB T5 Gb	IP65	У1
Плотномер ПЛОТ-3Б-2	0Ex ia IIB T5 Ga	IP68	У1
Шкаф управления	[Ex ia Ga] IIB	IP31	УХЛ4
Клеммная коробка КСРВ111109*	1Ex e IIC T6 Gb	IP66	УХЛ1
Клеммная коробка КСРВ141410*	1Ex e [ia Ga] IIC T6 Gb	IP66	УХЛ1

* – в состав системы может входить только одна из приведенных выше клеммных коробок в зависимости от условий установки системы:

- клеммная коробка КСРВ111109 устанавливается на устройство измерения на резервуарах, до которых возможно проложить две кабельные линии (цепи питания и информационные цепи ведутся разными кабелями), например, до резервуаров вертикальных стальных (РВС).

- клеммная коробка КСРВ141410 устанавливается на устройство измерения на резервуарах, до которых возможно проложить только одну кабельную линию (в одном кабеле цепи питания и информационные цепи), например, до резервуаров горизонтальных стальных (РГС). В такой клеммной коробке установлен барьер искрозащитный по информационным цепям.

Устройство измерения, входящее в состав системы, имеет маркировку взрывозащиты «1Ex db ia IIВ Т5 Gb», соответствует ГОСТ 31610.0-2019, ГОСТ IEC 60079-1-2013, ГОСТ 31610.11-2014, и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-I) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Плотномер ПЛОТ-3Б-2, входящий в состав системы, имеет маркировку взрывозащиты «0Ex ia IIВ Т5 Ga», соответствует ГОСТ 31610.0-2019, ГОСТ 31610.11-2014 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-I) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Шкаф управления, входящий в состав системы, имеет маркировку взрывозащиты «[Ex ia Ga] IIВ», соответствует ГОСТ 31610.0-2019, ГОСТ 31610.11-2014, устанавливается вне взрывоопасных зон.

Клеммная коробка КСРВ141410, входящая в состав системы, имеет маркировку взрывозащиты «1Ex e IIС Т6 Gb», соответствует ГОСТ Р МЭК 60079-7-2012 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-I) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Клеммная коробка КСРВ171109, входящая в состав системы, имеет маркировку взрывозащиты «1Ex e [ia Ga] IIС Т6 Gb», соответствует ГОСТ Р МЭК 60079-7-2012 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах (В-I) помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

1.1.1 Обозначение изделия при заказе:

Обозначение изделия при заказе:

СИМОН - 2М - X₁ - X₂ - X₃ -X₄ АУТП.414122.006ТУ

X₁ – назначение изделия:

Н2 – для жидкостей (нефтепродуктов) с диапазоном измерения плотности от 630 до 1100 кг/м³;

Н3 – для жидкостей (нефтепродуктов) диапазоном измерения плотности от 950 до 1600 кг/м³;

С – для СУГ;

X₂ – погрешность измерения уровня:

А – ±1 мм;

Б – ±3 мм.

X₃ – максимальная базовая высота резервуара в метрах;

X₄ – минимальный уровень измерения подтоварной воды, мм:

3 – диапазон измерения уровня подтоварной воды от 3 до 250 мм;

40 – диапазон измерения уровня подтоварной воды от 40 до 250 мм.

Примеры записи при заказе:

"Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуарах СИМОН-2М-С-Б-3-3 АУТП.407625.003ТУ" (СИМОН-2М для измерения параметров СУГ с погрешностью измерения уровня ±3 мм, базовая высота резервуара не более 3 м, минимальный уровень измерения подтоварной воды 3 мм).

"Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуарах СИМОН-2М-Н2-А-10-40 АУТП.407625.003ТУ" (СИМОН-2М для измерения параметров нефтепродуктов в диапазоне плотности от 630 до 1100 кг/м³ с погрешностью измерения уровня ±1 мм базовая высота резервуара не более 10 м, минимальный уровень измерения подтоварной воды 40 мм).

1.2 Технические характеристики изделия

1.2.1 Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра	
	СИМОН-2М-Н	СИМОН-2М-С
Диапазон измерения уровня жидкой фазы продукта, мм	от 200 до 20000	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня жидкой фазы продукта, мм	$\pm 1 (\pm 3)^{1)}$	
Диапазон измерения уровня подтоварной воды, мм	от 3 (40) ¹⁾ до 250	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды, мм	± 2	
Диапазон измерения плотности: - нефтепродукта, кг/м ³ - СУГ, кг/м ³	от 630 до 1600 -	- от 420 до 700
Диапазон индикации плотности парогазовой фазы СУГ, кг/м ³		от 1 до 40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности жидкости, кг/м ³ .	$\pm 0,5^{2)}$	
Диапазон измерения температур контролируемой среды, °С	от - 40 до +85	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры, °С	$\pm 0,2$	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы продукта косвенным методом статических измерений, %: - от 0,7 до 200 т - от 200 до 160000 т	$\pm 0,65$ $\pm 0,50$	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродукта и жидкой фазы СУГ косвенным методом статических измерений, %: - до 200 м ³ - от 200 до 160000 м ³	$\pm 0,65$ $\pm 0,50$	
¹⁾ - значение определяется заказом и записывается в паспорте системы. ²⁾ - условия соблюдения значения погрешности приведены в описании типа плотномеров.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра	
	СИМОН-2М-Н	СИМОН-2М-С
Напряжение питания переменного тока, В	от 187 до 242	
Потребляемая мощность на одно устройство измерения по цепи 220 В, Вт, не более	70	
Температура окружающей среды для устройства измерения, °С	от -40 до +70	
Температура окружающей среды для шкафа управления, °С	от 0 до +35	
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7	
Максимально допустимое давление внутри резервуара, МПа	0,5	1,6
Масса устройства измерения, кг, не более	40	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	25000	
Маркировка взрывозащиты: - устройство измерения - плотномер ПЛОТ-3Б-2 - шкаф управления - коробка клеммная	1Ex db ia IIВ Т5 Gb 0 Ex ia IIВ Т5 Ga [Ex ia Ga] IIВ 1Ex e IIС Т6 Gb (1Ex e [ia Ga] IIС Т6 Gb)	
Маркировка степени защиты: - устройство измерения; - плотномер ПЛОТ-3Б-2; - шкаф управления; - коробка клеммная	IP65 IP68 IP31 IP66	
Габаритные размеры: - устройства измерения, не более, мм ШхВхГ - шкафа управления (рассчитанного на одно изделие), не более, мм ШхВхГ	310х400х350	
Срок службы, лет	12	

1.2.2 Объем контролируемой жидкой фазы продукта вычисляется по формуле:

$$V_{ж} = V(h)_{20} \cdot [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s) \cdot (T_{ст} - 20)], [м^3]$$

где: $V(h)_{20}$ – объем жидкой фазы продукта в резервуаре на измеренном уровне h , определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570-2000 для

вертикальных резервуаров (ГОСТ 8.346-2000 для горизонтальных резервуаров). Данные градуировочных таблиц соответствуют температуре стенки резервуара, равной 20 °С;

$T_{ст}$ – температура стенки резервуара;

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

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

1.2.3 Объем контролируемой парогазовой фазы продукта вычисляется по формуле:

$$V_{г} = V - V_{ж}, [м^3]$$

где V – полный объем резервуара, $м^3$;

$V_{ж}$ – объем жидкой фазы СУГ, вычисленный по п.1.2.2.

1.2.4 Масса жидкого продукта $M_{ж}$, т, вычисляется по формуле:

$$M_{ж} = \frac{V_{ж} \cdot \rho_{ср}}{1000},$$

где: $V_{ж}$ – объем жидкой фазы продукта в резервуаре вычисленный по п.1.2.2;

$\rho_{ср}$ – среднее значение плотности жидкости в резервуаре в $кг/м^3$, рассчитанное по методикам:

- по ГОСТ 8.578 в точках отбора проб по ГОСТ 2517;

- по МИ 3252;

- по МИ 3654.

1.2.5 Масса СУГ M , т, вместе с парогазовой фазой вычисляется по формуле:

$$M = \frac{V_{ж} \cdot \rho_{ср} + V_{г} \cdot \rho_{г}}{1000},$$

где: $V_{ж}$ – объем жидкой фазы продукта в резервуаре вычисленный по п.1.2.2;

$\rho_{ср}$ – среднее значение плотности жидкой фазы СУГ в резервуаре, $кг/м^3$;

$V_{г}$ – объем парогазовой фазы СУГ вычисленный по п.1.2.3.

П р и м е ч а н и е – Величина полной массы СУГ метрологически не нормируется и носит ознакомительный характер.

1.2.6 Длина линии связи между устройством измерения и шкафом управления – не более 1200 м.

1.3 Состав изделия

Изделия выпускаются в 2-х вариантах исполнения:

- «СИМОН-2М-Н»;
- «СИМОН-2М-С».

Принцип работы систем и их состав один и тот же.

Система измерения массы и объема нефтепродуктов «СИМОН-2М-Н» является стационарной системой и предназначена для измерения массы и объема нефти и нефтепродуктов в резервуарах, для отслеживания уровня нефтепродуктов при их наполнении и опустошении.

Система измерения массы и объема нефтепродуктов «СИМОН-2М-С» является стационарной системой и предназначена для измерения массы и объема СУГ в резервуарах, для отслеживания уровня жидкой фазы СУГ, при их наполнении и опустошении.

В состав изделия входят: устройство измерения (устанавливается на резервуар) шкаф управления (устанавливается в операторной) и плотномер ПЛОТ-3Б-2 (входит в состав устройства измерения).

В состав шкафа управления входят:

- панельный компьютер;
- блоки питания;
- барьеры искрозащитные;
- модули согласования;
- модули релейных выходов.

Количество устройств измерения и количество шкафов управления зависит от требований заказчика. Конструктивно шкаф управления может быть выполнен в напольном или навесном исполнении.

Изображение общего вида шкафа управления приведено на рисунке 1.а, устройства измерения – на рисунке 1.б.



Рисунок 1а – Общий вид шкафа управления

В комплект поставки изделия входят документы и изделия, перечисленные в таблице 2.

Таблица 2

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
АУТП.407625.003	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2М.	1	
АУТП.407625.003ПС	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2М. Паспорт	1	
АУТП.407625.003ПС1	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2М. Паспорт сводный	1	Один экземпляр на комплект поставляемых систем
АУТП.407625.003РЭ	Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2М Руководство по эксплуатации	1	

1.4 Устройство и работа

1.4.1 Устройство изделия

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

Функциональная схема изделия приведена на рисунке 2.

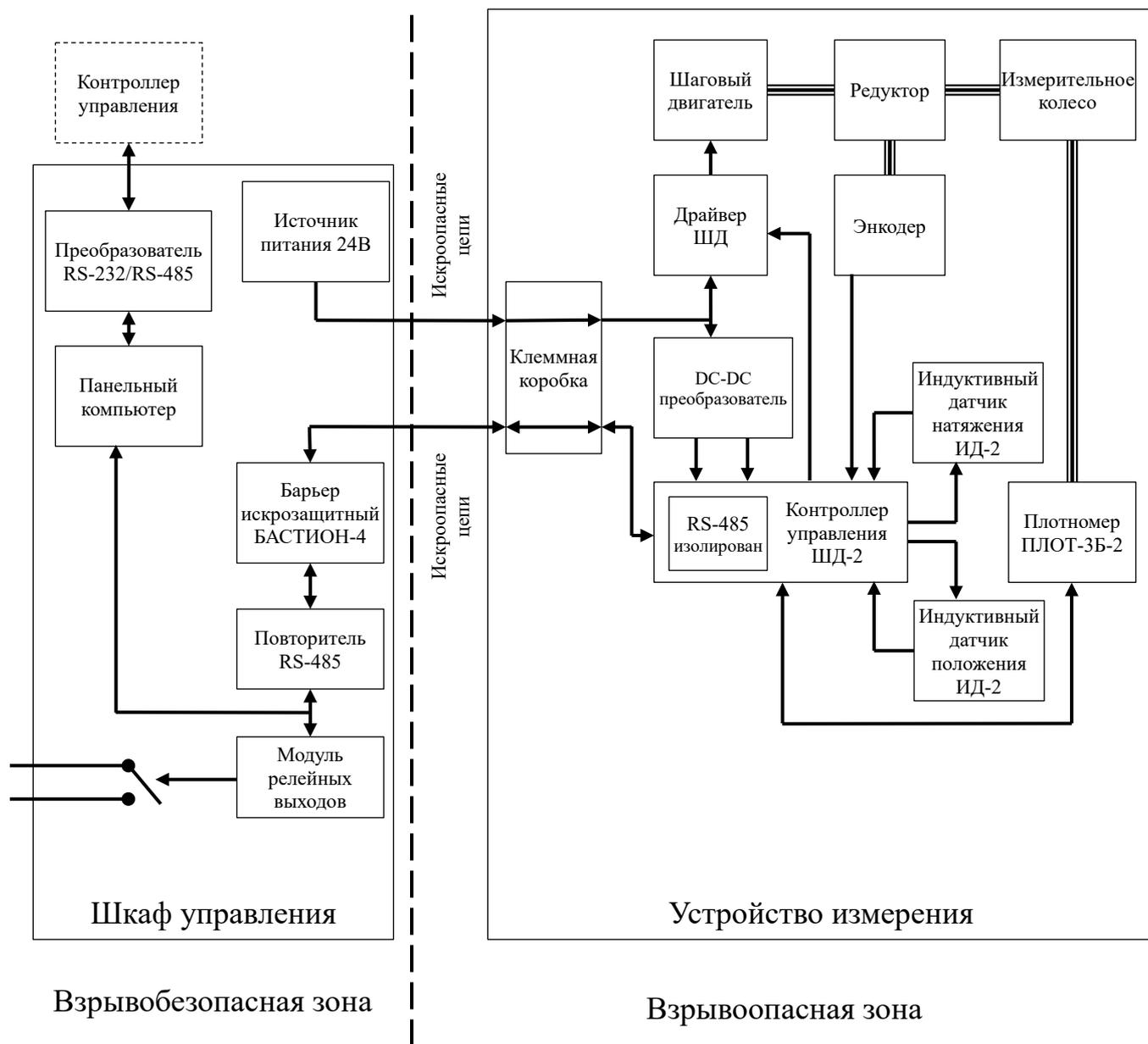


Рисунок 2 – Функциональная схема изделия

1.4.2 Программное обеспечение

1.4.3 Программное обеспечение системы состоит из двух модулей: один встроенный программный модуль устанавливается в панельный компьютер, а другой встроенный программный модуль устанавливается в контроллер

устройства измерения.

1.4.4 Программный модуль, встроенный в панельный компьютер, предназначен для:

- задания режимов работы устройств измерения;
- прием информации с устройств измерения;
- вычисления объема и массы;
- отображения измеренных параметров на встроенном мониторе;
- приема команд и передачи измеренных значений в управляющий контроллер АСУ;

1.4.5 Программный модуль, встроенный в контроллер устройства измерения, предназначен для:

- приема команд от панельного компьютера;
- управления работой привода, входящего в устройство измерения;
- измерения уровня нефтепродукта, СУГ, уровня подтоварной воды;
- приема измеренных значений плотности, температуры с плотномера;
- вычисления средних значений плотности и температуры;
- передачей по запросу измеренных значений в панельный компьютер.

1.4.6 Наименование и цифровой идентификатор ПО для панельного компьютера и контроллера устройства измерения контролируется при программировании, в процессе эксплуатации доступ к идентификатору не предусмотрен. Номера версий ПО отображаются на дисплее панельного компьютера.

1.4.7 ПО записывается в постоянное запоминающее устройство панельного компьютера и контроллера устройства измерения на этапе производства.

1.4.8 Для работы СИ дополнительных системных и аппаратных средств не требуется.

1.4.9 ПО панельного компьютера и контроллера устройства измерения защищено от преднамеренных и случайных изменений следующими защитными мерами:

- изменение кода (перепрограммирование) осуществляется только при подключении компьютера к специальному разъему на плате и невозможно без вскрытия корпуса.
- в протоколах обмена отсутствуют команды изменения ПО.

1.4.10 Средства, информирующие об изменении или удалении файлов ПО, отсутствуют, т. к. достаточно мер по п.1.4.9.

1.4.11 Журнал регистрации ошибок отсутствует.

1.4.12 Для исключения несанкционированного входа в калибровочный

режим, позволяющий изменить градуировочные коэффициенты в памяти СИ, выполнена защита 128-битным паролем, уникальным для каждого прибора СИ. Пароль используется производителем на этапе градуировки и потребителям не передается.

1.4.12.1 Устройство измерения.

В состав устройства измерения входят:

- привод (включает в себя шаговый двигатель, контроллер управления ШД-2 и редуктор);
- энкодер;
- колесо измерительное;
- барабан с ленточным кабелем;
- индуктивный датчик натяжения;
- индуктивный датчик верхнего положения;
- плотномер ПЛОТ-3Б-2;
- коробка клеммная.

Плотномер предназначен для измерения плотности и температуры продукта, и передачи измеренных значений в контроллер управления ШД-2. Принцип действия плотномера основан на зависимости частотных характеристик чувствительного элемента и сопротивления встроенного датчика температуры от параметров контролируемой среды. Собственная частота колебаний чувствительного элемента плотномера зависит от его массы и массы так называемой «присоединенной» жидкости, окружающего чувствительный элемент и совершающего колебания вместе с ним. При изменении плотности продукта меняется и собственная частота колебаний чувствительного элемента.

Плотномер ПЛОТ-3Б-2 является функционально законченным изделием, и выпускается в соответствии с технической документацией на него.

Энкодер, колесо измерительное, барабан с ленточным кабелем, индуктивный датчик натяжения, индуктивный датчик верхнего положения, плотномер установлены в корпусе АУТП.301152.000, выдерживающим избыточное давление до 1,6 МПа (испытательное давление 2,5 МПа).

Вращение шагового двигателя передается на редуктор и через магнитную муфту на барабан с ленточным кабелем. Ленточный кабель охватывает колесо измерительное, на валу которого установлен магнитный энкодер. На конце ленточного кабеля закреплен плотномер ПЛОТ-3Б-2.

Люфт редуктора выбирается весом плотномера. Контроль натяжения ленточного кабеля производится при помощи индуктивного датчика натяжения.

Перемещение датчика плотности задается количеством шагов двигателя и

точно измеряется при помощи измерительного колеса и энкодера.

Измерение уровня производится от верхнего положения датчика плотности, контролируемого по срабатыванию индуктивного датчика верхнего положения при измерении уровня по пустоте или от срабатывания датчика натяжения при измерении уровня от дна резервуара.

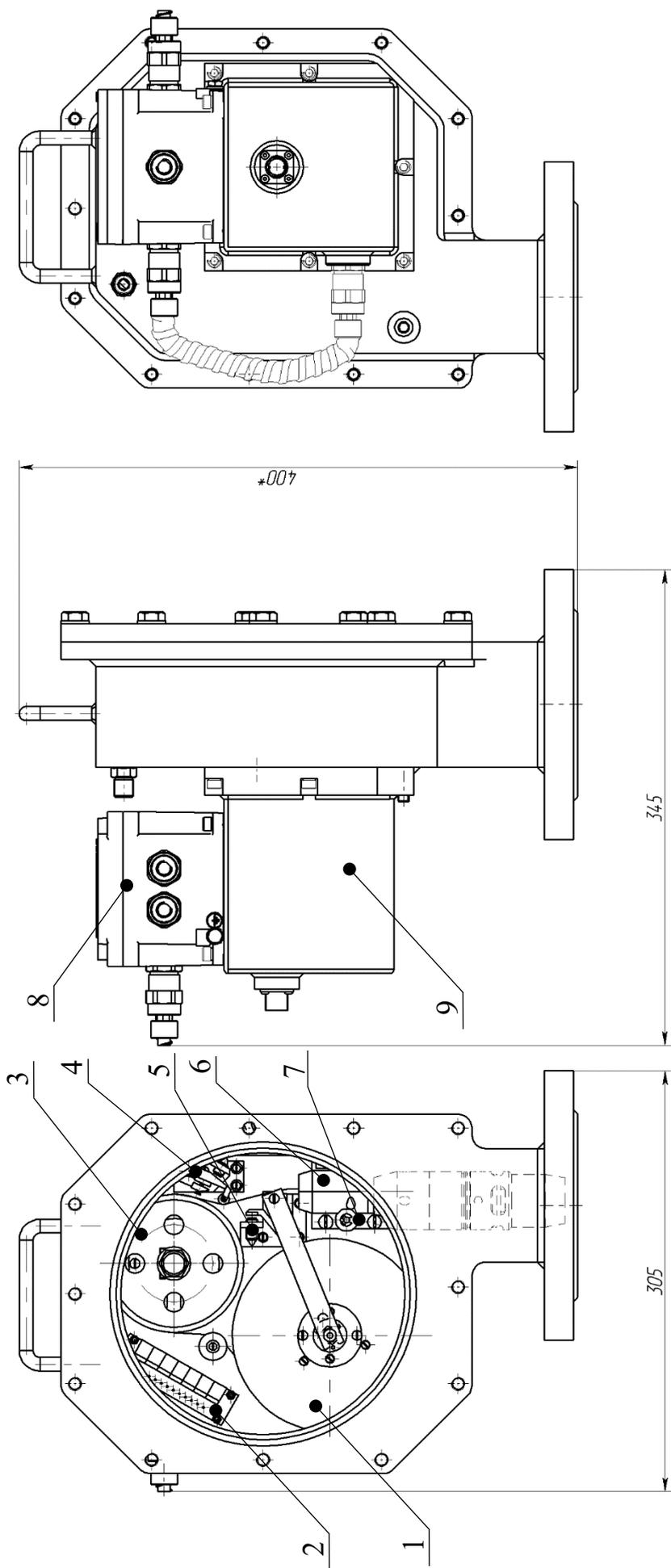
Контроллер управления ШД-2 с помощью шагового двигателя обеспечивает перемещение датчика плотности по высоте резервуара. Принцип измерения перемещения основан на подсчете количества импульсов энкодера, механически связанного с измерительным колесом. За один оборот измерительного колеса энкодер выдает 2048 импульсов, что соответствует цене одного импульса (коэффициенту энкодера) $\approx 0,153$ мм. Точное значение коэффициента энкодера определяется при калибровке изделия в процессе производства и записывается в ППЗУ контроллера управления ШД-2.

Контроллер управления ШД-2 имеет встроенный микропроцессор и работает под управлением панельного компьютера. После приема команд на проведение измерений он автономно, в соответствии со своей рабочей программой, принимает информацию от датчика плотности, управляет перемещением его по резервуару (вверх или вниз) и по запросу от панельного компьютера выдает необходимую информацию.

После получения информации об уровне нефтепродукта, плотности жидкой и газовой фазы (для исполнения СИМОН-2М-С) и температуры от контроллера управления ШД-2, панельный компьютер производит вычисление, объема и массы нефтепродукта.

При измерении параметров СУГ, в панельный компьютер поступает также информация о плотности газа. Из полученных данных панельный компьютер рассчитывает массу жидкой и парогазовой фазы СУГ.

Расположение основных элементов устройства измерения изображено на рисунке 3.



1 – барабан, 2 – датчик верхнего положения, 3 – блок клеммный, 4 – индуктивное измерительное колесо, 5 – индуктивный датчик верхнего положения, 6 – плотномер ПЛОТ-3Б-2, 7 – шаговый двигатель (привод), 8 – клеммная коробка, 9 – корпус измерительного устройства

Рисунок 3 – Расположение основных элементов устройства измерения

1.4.12.2 Шкаф управления

Шкаф управления предназначен для:

- формирования напряжения питания постоянного тока (24 В) для питания привода;
 - формирования напряжения питания постоянного тока (12 В) для питания панельного компьютера;
 - обеспечения искробезопасных цепей приема-передачи информации по интерфейсу RS-485 между панельным компьютером и устройством измерения;
- Входящий в состав шкафа управления барьер искрозащитный БАСТИОН-4 обеспечивает искробезопасность информационных цепей.

1.4.13 Работа изделия

1.4.13.1 Режимы работы

Изделие предназначено для работы в трех режимах:

- режим слежения за уровнем с расчетом объема и массы (основной режим);
- режим измерения средней плотности и уровня подтоварной воды;
- режим ручного управления.

Оператор может выбрать один из указанных выше режимов.

1.4.13.1.1 Режим слежения за уровнем

Режим слежения за уровнем предназначен для постоянного отслеживания уровня жидкости в резервуаре. В этом режиме производится измерение уровня и производится расчет объема и массы продукта по ранее измеренным значениям плотности и температуры продукта в резервуаре.

В режим слежения за уровнем изделие переходит автоматически:

- после начальной выставки;
- по выбору оператора;
- автоматически после 2-х минут отсутствия команд со стороны оператора, если изделие находилось в ручном режиме.

1.4.13.1.2 Режим измерения средней плотности и уровня подтоварной воды

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

В изделии запуск измерения средней плотности продукта может производиться:

- по команде РСУ;
- по команде оператора с панельного компьютера (при нажатии кнопки «сканирование по плотности»);

- 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 пороговое значение, задаваемое при настройке системы.

Средняя плотность жидкости измеряется одним из методов:

- по ГОСТ 8.587 в точках отбора проб по ГОСТ 2517-2012;

- по МИ 3252-2009;

- по МИ 3654.

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

По ГОСТ 2517-2012 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 уровне жидкости до 5м через 50см, а после 5м - через 1м.

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

1.4.13.1.3 Режим ручного управления.

Режим ручного управления включается по команде оператора с панельного компьютера или при подключении пульта ручного управления ПТ-1 и предназначен для технологических операций по перемещению плотномера по резервуару.

1.4.13.2 Контроль верхнего и нижнего уровня жидкости.

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);

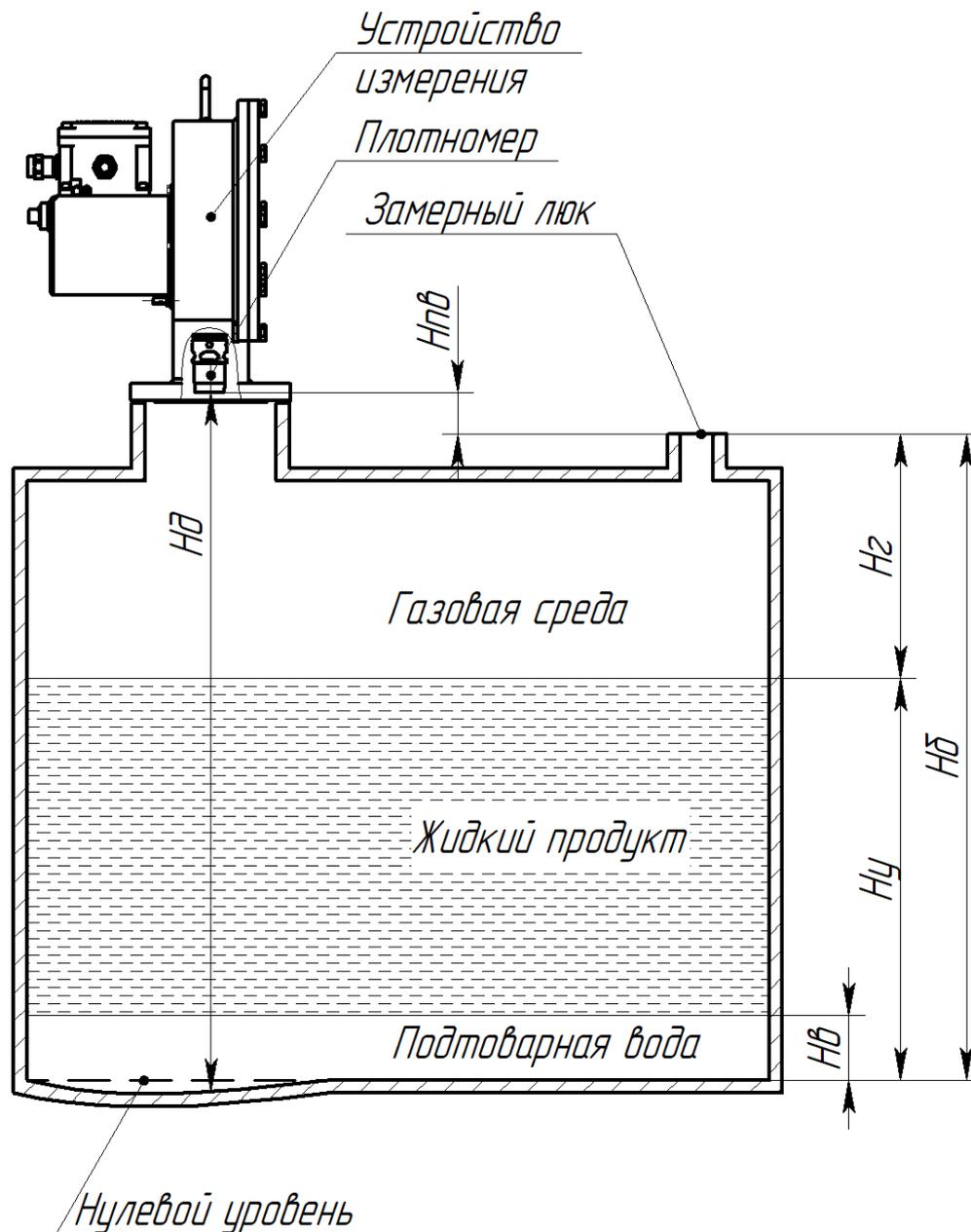
- максимальным уровнем (H);

- 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 изделием выдает релейный сигнал («сухие нормально разомкнутые контакты» 250 В, 0,3 А).

1.4.13.3 Метод измерения уровня от верха (по высоте газовой среды).

Принцип работы изделия при измерении уровня жидкой фазы продукта заключается в определении границы раздела сред с помощью датчика плотности с последующим вычислением уровня. Для пояснения принципа измерения уровня на рисунке 4 показано исходное положение датчика плотности в резервуаре перед проведением измерений.



- Hб** – базовая высота резервуара;
- Hу** – уровень жидкой фазы продукта;
- Hнв** – поправка установки устройства измерения от верха;
- Hг** – высота газовой среды;
- Hв** – уровень подтоварной воды;
- Hд** – расстояние от нижней кромки плотномера до дна резервуара.

Рисунок 4 – Схема измерения уровня жидкой фазы продукта от верха

После монтажа изделия на резервуаре находится расстояние до дна и проводится его калибровка (изделия) с целью определения поправки на установку устройства измерения (Нпв), которая остается постоянной в течение межповерочного интервала.

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

С помощью шагового двигателя с редуктором датчик плотности, методом последовательного приближения, находит границу раздела жидкой и парогазовой среды и изделие проводит измерение высоты парогазовой среды (Нг). В момент касания жидкости чувствительным элементом плотномера (вибратором) резко уменьшается резонансная частота его колебаний, а, следовательно, увеличивается измеренное значение плотности. Это и позволяет определять границу раздела жидкой и парогазовой сред или найти границу раздела двух несмешивающихся жидкостей, например, нефтепродукт-вода.

После проведения измерения высоты пустоты уровень нефтепродукта определяется по формуле:

$$H_y = H_b + H_{пв} - H_g + K_1 * \rho_{тек} / \rho_{ср}.$$

где: $\rho_{тек}$ – текущее значение плотности при нахождении уровня,

$\rho_{ср}$ – среднее значение плотности в резервуаре,

K_1 – коэффициент приведения по плотности.

В реальных условиях эксплуатации рельеф дна не является строго горизонтальным. Где-то может быть впадина, а где-то, наоборот, вспучивание дна. Чтобы датчик плотности 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» в таблицу параметров резервуара.

Кроме этого, существует зона нечувствительности ≈ 30 мм от дна резервуара, поэтому измерении уровня нефтепродукта значение 0 (ноль) означает, что уровень меньше

$$H_{y \min} = H_b + H_{пв} - H_d$$

Объем и масса жидкой фазы продукта вычисляются по формулам п.1.2.2, п. 1.2.3 соответственно. Метод измерения уровня от дна (по специальному заказу).

Для пояснения принципа измерения уровня от дна на рисунке 6 показано исходное положение плотномера в резервуаре перед проведением измерения.

При проведении измерения уровня от дна после монтажа изделия на

резервуаре (рисунок 5) производится его калибровка с целью определения величины поправки на положение плотномера относительно дна под замерным люком (Нпд).

Величина поправки отклонения уровня от дна (Нпд) и градуировочная таблица резервуара записываются в память изделия.

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

$$Нпд = Ну - Нуд$$

П р и м е ч а н и е - если в месте установки плотномера на дне резервуара впадина относительно нулевого уровня, как на рисунке 5, то поправка имеет отрицательное значение.

Уровень нефтепродукта определяется по формуле:

$$Ну = Нпд + Нуд + K_1 * \rho_{тек} / \rho_{ср}$$

где: $\rho_{тек}$ – текущее значение плотности при нахождении уровня,

$\rho_{ср}$ – среднее значение плотности в резервуаре,

K_1 – коэффициент приведения по плотности.

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

Поэтому при значениях уровня жидкой фазы продукта и подтоварной воды меньше

$$Ну_{(мин)} = H_{(мин)} + Нпд$$

измерения не производятся.

Объем и масса нефтепродукта вычисляются по формулам п. 1.2.2, п. 1.2.3 соответственно.

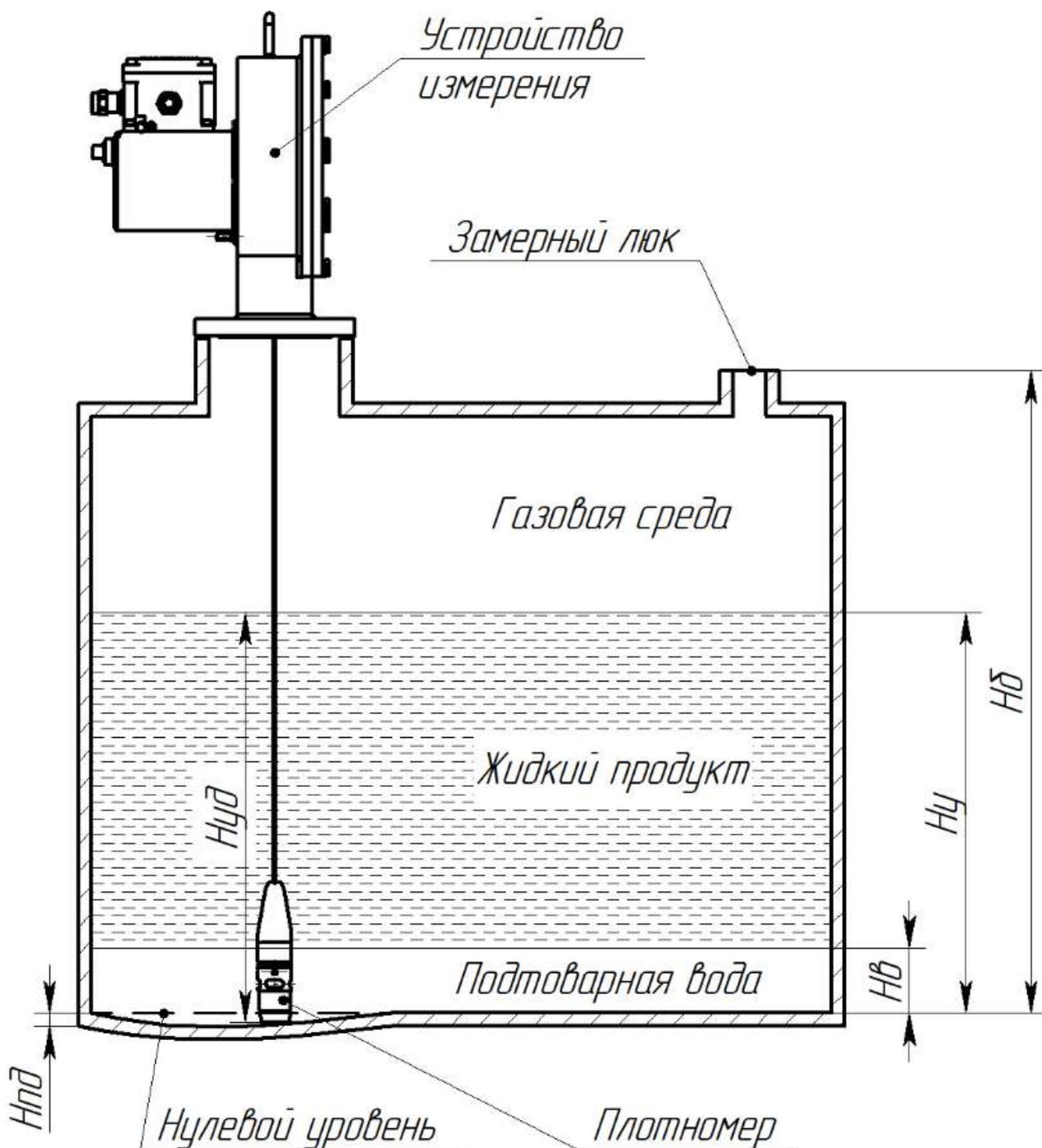
1.4.13.4 Для обеспечения указанных пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкого продукта, при снятии остатков, рекомендуется придерживаться следующих условий по минимальному уровню остатка (налива):

-при отсутствии подтоварной воды, для РГС – 310 мм;

-при наличии подтоварной воды высотой не более 250 мм, для РГС - 930 мм;

- при отсутствии подтоварной воды, для РВС – 250 мм;

- при наличии подтоварной воды высотой не более 250 мм, для РВС – 650 мм.



$H_{б}$ – базовая высота;

$H_{у}$ – уровень нефтепродукта;

$H_{в}$ – уровень подтоварной воды;

$H_{нд}$ – поправка отклонения нулевого уровня от дна;

$H_{уд}$ – уровень нефтепродукта от дна в месте касания дна плотномером.

Рисунок 5 – Схема измерения уровня жидкой фазы продукта от дна

1.5 Маркировка и пломбирование

На шильдике расположенном на боковой поверхности устройства измерения (рисунок 1б) должно быть нанесено наименование «СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ», шифр прибора «СИМОН-2М-□» (□ - обозначение модификации системы), заводской номер системы, наименование составной части системы «УСТРОЙСТВО ИЗМЕРЕНИЯ», заводской номер устройства измерения, маркировка взрывозащиты «1Ex db ia IIB T5 Gb», диапазон рабочих температур « $-40^{\circ}\text{C} \leq t_a \leq +45^{\circ}\text{C}$ », значение степени защиты от воздействия окружающей среды «IP65», наименование изготовителя «АО "АВИАТЕХ" г. Арзамас РОССИЯ».

На боковой поверхности клеммной коробки должно быть нанесены наименования кабельных вводов «24 В», «RS-485».

На боковой поверхности корпуса привода должны содержаться предупреждающие надписи:

- «ОТКРЫВАТЬ ВО ВЗРЫВООПАСНОЙ СРЕДЕ ЗАПРЕЩАЕТСЯ!»;
- «ОТКРЫВАТЬ ОТКЛЮЧИВ ОТ СЕТИ!».

Дополнительные шильдики наименования кабельных вводов «24 В», «RS-485» расположены на корпусе привода.

Над винтом заземления на корпусе устройства измерения должен быть нанесен знак заземления.

На корпусе плотномера должен быть нанесен шифр плотномера «ПЛОТ-3Б-2», маркировка взрывозащиты - «0Ex ia IIB T5 Ga» и заводской номер.

На шкафу управления должно быть нанесено наименование «СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ СИМОН-2М», наименование составной части системы «ШКАФ УПРАВЛЕНИЯ», заводской номер шкафа управления, маркировка взрывозащиты «[Ex ia Ga] IIB» и наименование изготовителя «АО "АВИАТЕХ" г. Арзамас РОССИЯ».

1.6 Упаковка

Для упаковки изделия применяется два вида упаковки:

- для устройства измерения;
- для шкафа управления.

Упаковка устройства измерения должна производиться в ящики из листовых древесных материалов (тип ящика III или IV в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 5959-80). Свободное пространство упаковки заполнить картонными прокладками для исключения перемещения составных частей изделия СИМОН-2М и выхода его из строя.

Упаковка шкафа управления должна производиться в ящики из листовых

древесных материалов (тип ящика выбирается в зависимости от размеров шкафа в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 5959-80).

2 Использование по назначению

2.1 Эксплуатационные ограничения

2.1.1 Условия эксплуатации и степени защиты изделия должны быть в соответствии с таблицей 3.

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

2.1.3 Обеспечение искробезопасности при монтаже изделия

При монтаже изделия необходимо руководствоваться:

1) главой ЭЗ.2 ПТЭ и ПТБ “Электроустановки во взрывоопасных зонах”, Энергоатомиздат, г. Москва, 1990 г.;

2) правилами устройства электроустановок;

3) настоящим РЭ.

Перед установкой необходимо проверить наличие маркировки взрывозащиты на составных частях изделия.

2.1.4 Обеспечение взрывобезопасности

Взрывобезопасность изделия обеспечивается за счет искробезопасной электрической цепи при использовании барьера искрозащитного БАСТИОН-4 АУТП.468243.001 ТУ, а также за счет заключения электронной части устройства измерения во взрывонепроницаемую оболочку вида «d» по ГОСТ ИЕС 60079-1-2013.

2.2 Подготовка изделия к использованию

2.2.1 Установка устройства измерения на резервуаре

2.2.1.1 Подготовка резервуара.

На одном из люков, находящихся на крыше резервуара, должен быть предварительно установлен фланец (см. рис.6) для крепления на нем устройства измерения.

Отклонение от плоскости горизонта можно проверить, используя строительный уровень и пластину толщиной 2 мм. При установке строительного уровня на фланец люка необходимо подсунуть пластину под один край уровня, затем под другой. Если хотя бы в одном случае показания строительного уровня находятся в допуске, то отклонение фланца не превышает допуска (см. рис.7)

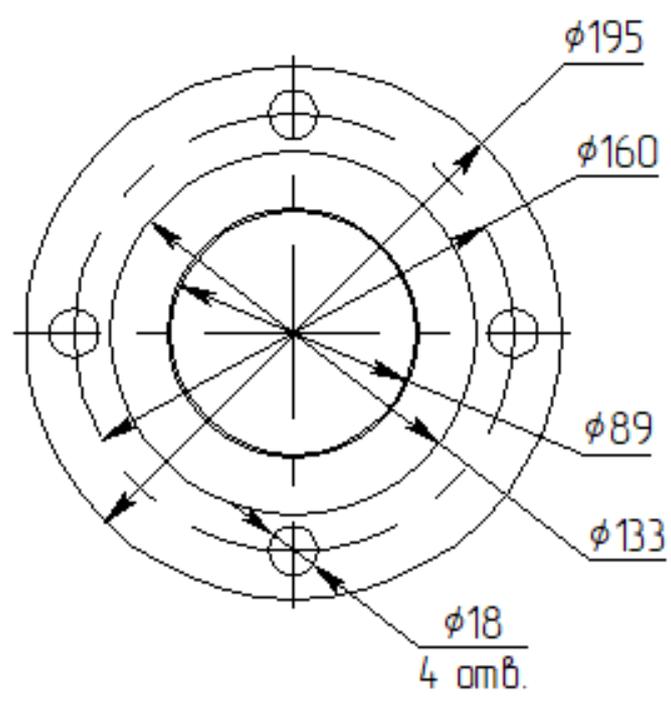
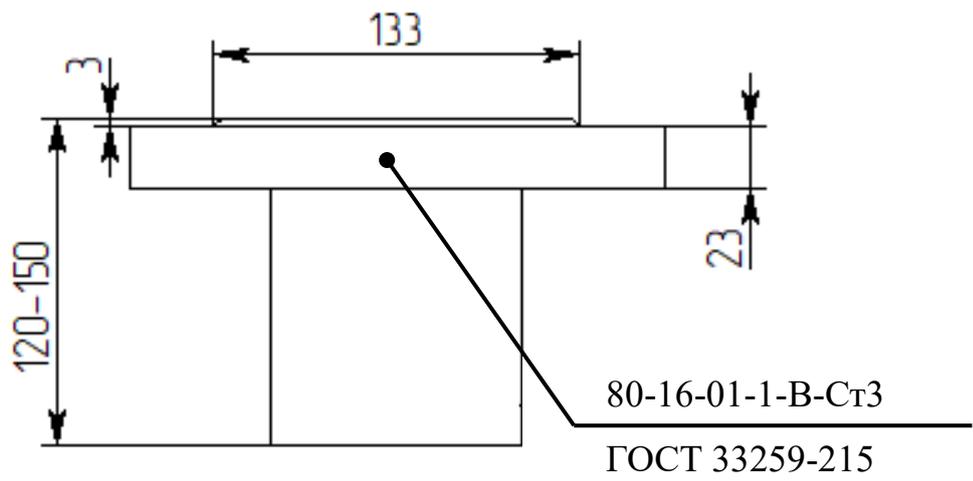


Рисунок 6 – Фланец для крепления устройства измерения системы «СИМОН-2М».

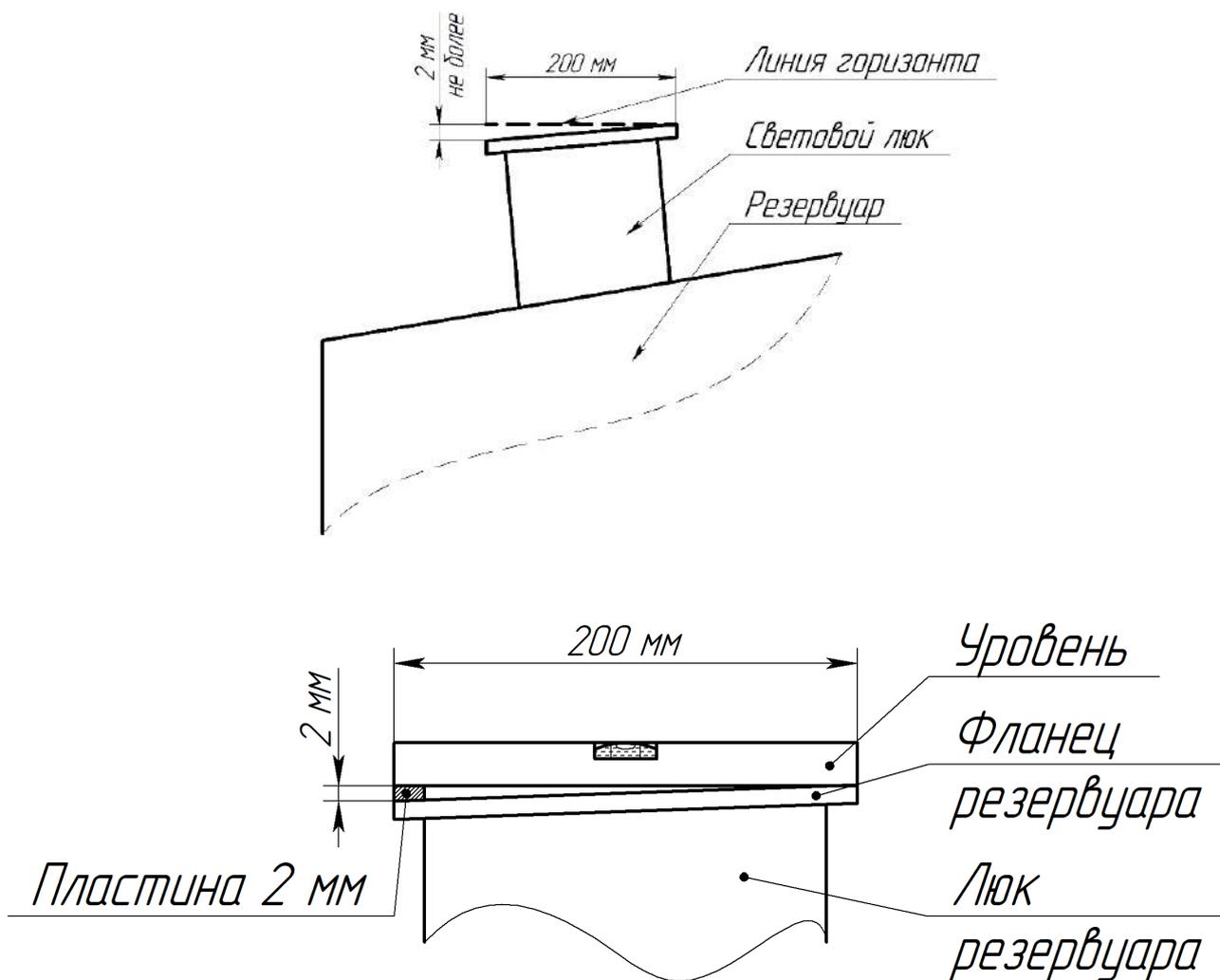


Рисунок 7 – Измерение отклонения плоскости фланца резервуара относительно плоскости горизонта

Если резервуар с понтоном, то устройство измерения устанавливается на одной из направляющих труб понтона, сверху которой должен быть приварен фланец. 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.

Для удобства использования изделия на резервуарах СУГ рекомендуется устанавливать устройство измерения через отсечной кран.

2.2.1.2 Подготовка устройства измерения.

При работе с устройством измерения, нельзя допускать воздействий на ленточный кабель, способных привести к его механическим повреждениям (перегибы, расслоения и т.д.)

Устройство измерения извлечь из транспортировочной тары.

С помощью ключа на 17 мм отвинтить 12 болтов на передней крышке и снять ее вместе с уплотнительной прокладкой.

Снять пластиковый фиксатор ленточного кабеля. Для этого нажать на фиксатор в направлении стрелки (рисунок 8) до момента выхода его из зацепления и потянуть фиксатор на себя.

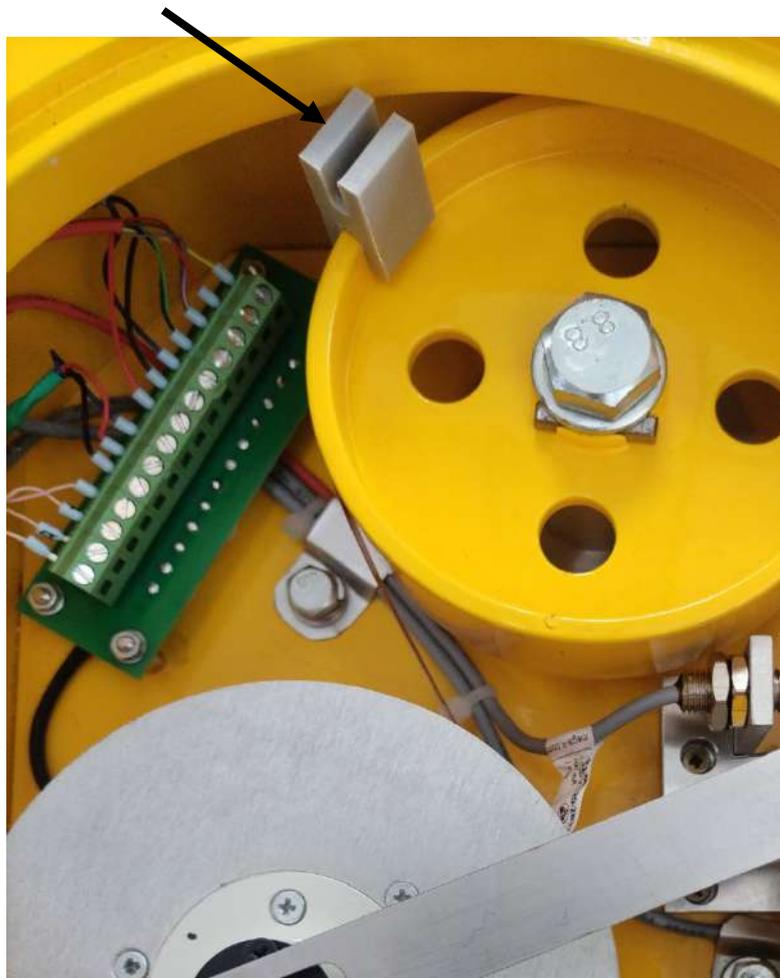


Рисунок 8 – Снятие фиксатора ленточного кабеля.

Удалить с помощью бокорезов хомуты, удерживающие пластиковый фиксатор плотномера (рисунок 9).

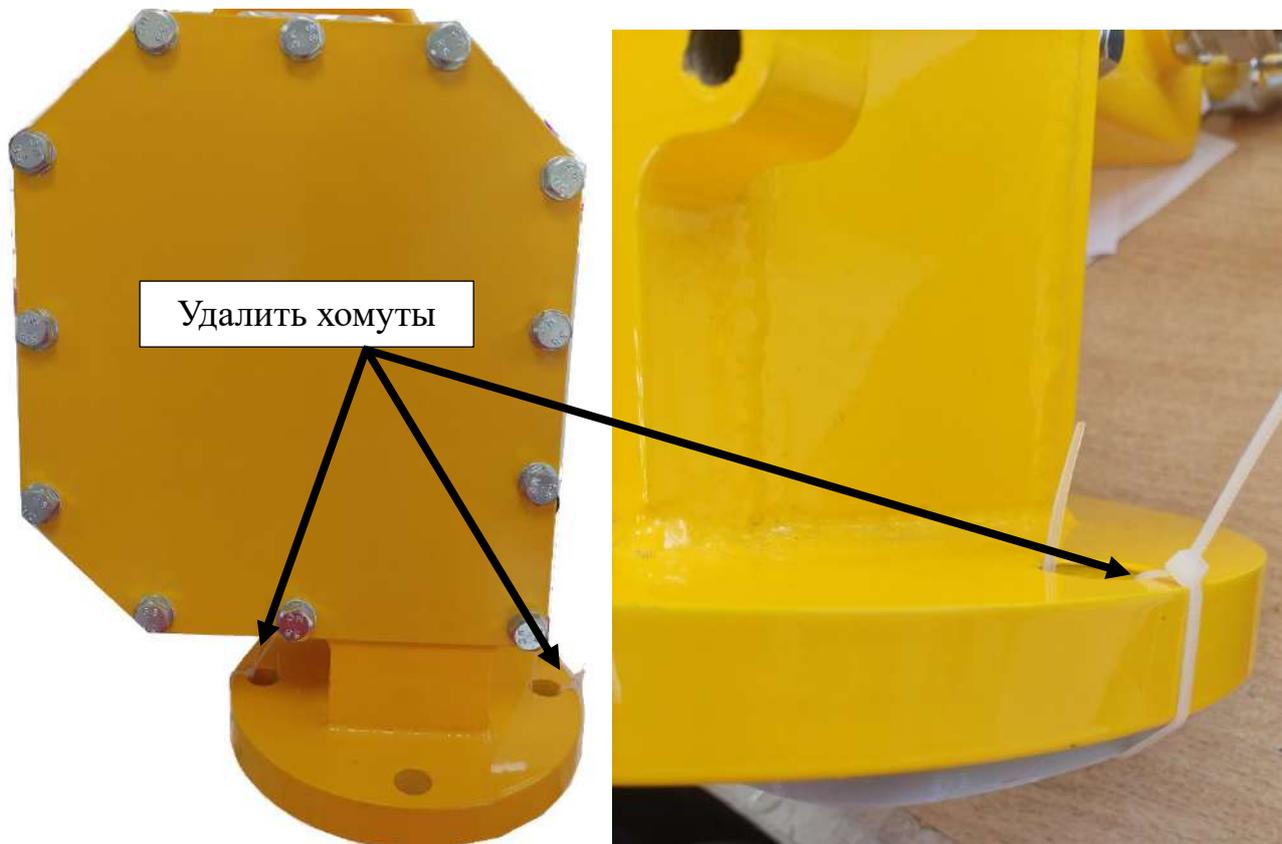


Рисунок 9 – Места крепления фиксатора плотномера.

Извлеките пластиковый фиксатор плотномера из устройства измерения. Преодолевая сопротивление двигателя (рисунок 9). Снять фиксатор с плотномером

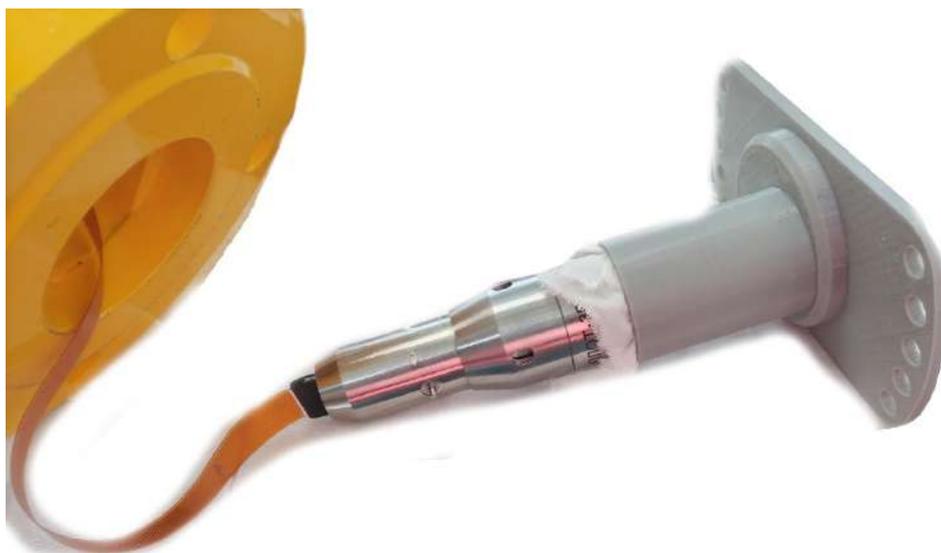


Рисунок 10 – Извлеченный фиксатор с плотномером.

Проверить укладку ленточного кабеля по лентопротяжному механизму. Лента должна быть уложена в соответствии с рисунком 11. Провернуть барабан

намотки ленточного кабеля по часовой стрелке, чтобы плотномер затянулся в корпус устройства измерения. При выполнении этой операции следить, чтобы лента не выходила из лентопротяжного механизма.

2.2.1.3 Установка устройства измерения на резервуар.

Установку устройства измерения производить через уплотнительную прокладку, идущую в комплекте и стянуть 4-я болтами М16×65.

Проверить вертикальность установки устройства измерения, приложив уровень к плоскости, на которую устанавливается передняя крышка. Если отклонение от вертикали превышает $0,2^\circ$, разворотом устройства измерения относительно фланца добиться соблюдения условия вертикальности.

После затяжки болтов вновь проверьте вертикальность установки устройства измерения.

Проверить укладку ленточного кабеля на соответствие рисунку 11. Установить уплотнительное кольцо и переднюю крышку устройства измерения.

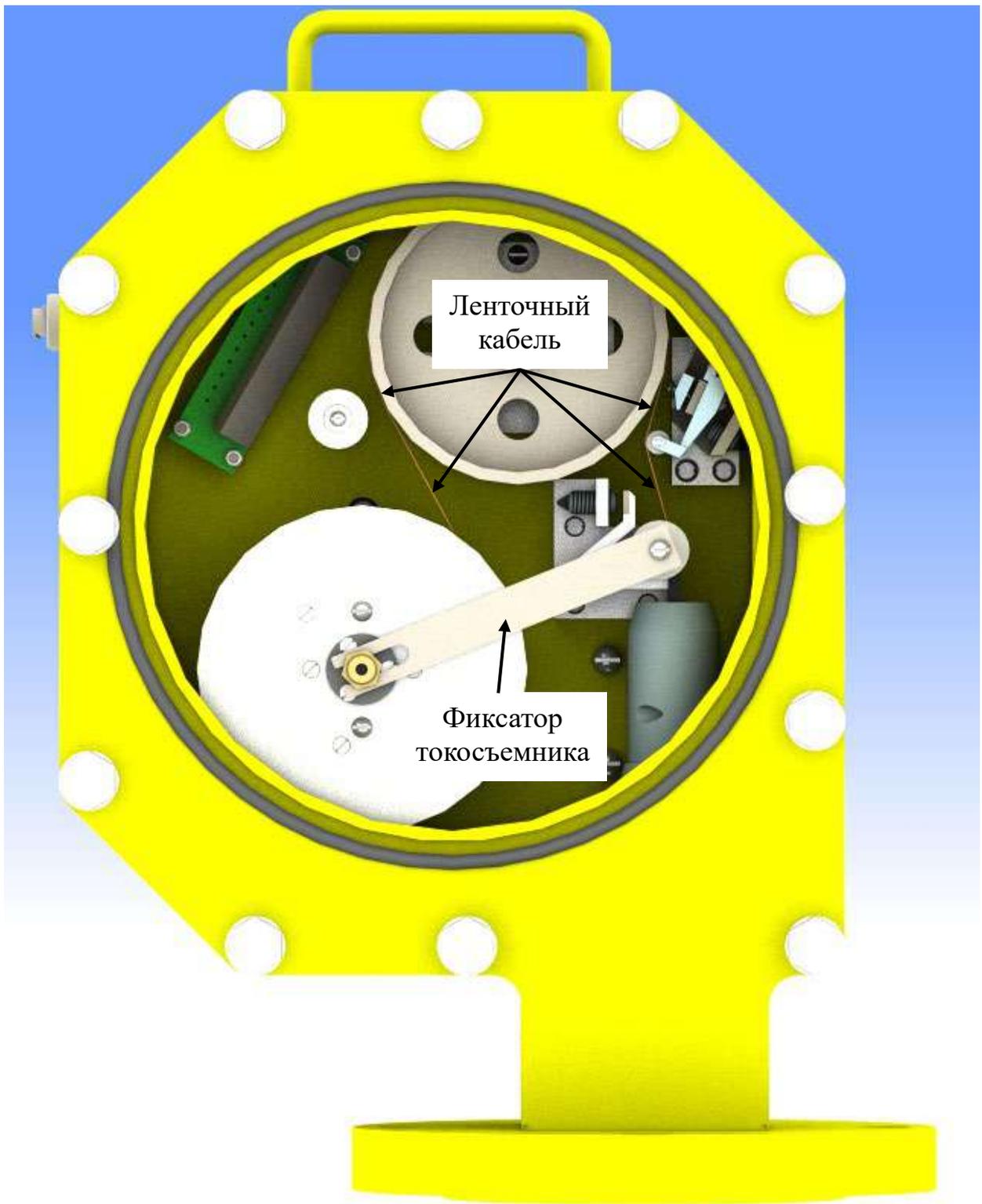


Рисунок 11 – Схема укладки ленты в лентопротяжном механизме.

2.2.2 Подключение устройства измерения к шкафу управления.

После установки устройств измерений на резервуары произвести их подключение к шкафу управления. В **приложении Б** приведены две возможные схема электрического соединения одного устройства измерения со шкафом управления (см. рисунки Б.1 и Б.2).

На рисунке Б.1 приведена схема соединений при наличии двух кабельных линий связей между шкафом управления и клеммной коробкой на устройстве измерения (силовой с напряжением «24 В» и информационной искробезопасной по интерфейсу RS-485).

На рисунке Б.2 приведена схема соединений при наличии одной кабельной линии связи между шкафом управления и клеммной коробкой на устройстве измерения (силовая цепь с напряжением «24 В» и информационная цепь по интерфейсу RS-485). При невозможности прокладки двух кабельных линий, например, на АЗС, где кабельные линии проложены в трубах в земле, или в других аналогичных ситуациях, рекомендуется подключать по схеме, приведенной на рисунке Б.2. В этом случае искробезопасность информационных цепей обеспечивается барьером искрозащитным, установленным в клеммной коробке на устройстве измерения.

Внимание! После установки устройств измерения соединить заземляющий контакт устройства измерения с заземляющим контактом резервуара.

2.2.3 Настройка изделия при проведении пуско-наладочных работ

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

При настройке изделия уровень жидкой фазы продукта в резервуаре не должен изменяться. Все задвижки на резервуаре должны быть закрытыми.

Включить питание шкафа управления и питание блоков питания (см. рис.12).



Рисунок 12 – Выключатель питания шкафа управления (SF1).

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

Для проведения настроек изделия необходимо выбрать уровень доступа «Инженер» и ввести пароль, соответствующий этому уровню доступа (см. рисунок А.8, Приложения А).

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

2.2.3.1 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 при измерении уровня от верха либо от дна, в зависимости от режима измерения уровня (от дна или от верха).

2.2.3.1.1 Запись адреса обращения

При выпуске из производства контроллеры устройств измерения имеют обычно адреса обращения от 1 до 99.

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.

Включить питание настраиваемого канала с помощью соответствующего выключателя в шкафу управления.

На панельном компьютере выбрать вкладку «**Парк**» и найти номер канала, у которого в столбце «**Тревоги**» нет сообщения «**К**» (сообщение «**К**» означает, что нет связи (обмена данными) шкафа управления с контроллером устройства измерения). В левой части окна установить маркер на против соответствующего канала

Выбрать вкладку «**Коэффициенты контроллера**». Произвести чтение коэффициентов контроллера нажатием кнопки «**Чтение**». После чтения на мониторе отображаются коэффициенты, записанные при выпуске из производства и адрес обращения в поле «**Сетевой адрес**».

Если адрес обращения не соответствует номеру включенного канала включить экранную клавиатуру и с ее помощью изменить адрес обращения в поле «**Сетевой адрес**» и нажать кнопку «**Запись**».

Если после подачи питания на настраиваемый канал на вкладке «**Парк**» в столбце «**Тревоги**» сообщение «**К**» горит во всех каналах, нужно перейти на вкладку «**Админ.**» и ввести в текстовом поле области «**Смена адреса контроллера**» необходимый номер с помощью экранной клавиатуры и нажать кнопку «**Изменить**».

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

2.2.3.1.2 Запись базовой высоты

После записи адреса обращения выбрать номер настраиваемого канала и произвести запись значения базовой высоты резервуара в поле «**Базовая высота, мм**», взяв это значение из градуировочной таблицы на данный резервуар. Записать введенные значения нажатием кнопки «**Запись**».

2.2.3.1.3 Определение и запись расстояния до дна.

Перейти на вкладку «**Резервуар**» и выбрать номер настраиваемого канала. В области «**Управление режимами**» нажать кнопку «**Ручное управление**».

В области «**Ручное управление**» нажать кнопку «**Измерить**». Устройство измерение начнет измерение расстояния до дна в автоматическом режиме, по завершении которого в текстовом поле «**Расст. до дна, мм**» появится значение расстояния до дна в миллиметрах ($H_{\text{ИЗМ}}$).

Перейти на вкладку «**Коэффициенты**» и произвести запись расстояния до дна ($H_{\text{ДНА}}$) в соответствующее поле:

$$H_{\text{ДНА}} = H_{\text{ИЗМ}} - 10, [\text{мм}].$$

При работе на мазуте расстояние находится расчётным. Произвести запись значения «**Расстояние до дна**» равное:

$$H_{\text{ДНА}} = H_{\text{Б}} + H_{\text{ПВ}} - 10, [\text{мм}]$$

где $H_{\text{ПВ}}$ – поправочный коэффициент от верха, определяемый по методике п. 2.2.3.1.4.

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

Включить изделие в режим измерения от верха, выбрав на вкладке «**Коэфф.Контроллера**» из выпадающего списка «**Режим измерения**» в положение «**от верха**», если он не выбран.

Поправочный коэффициент от верха — это расстояние $H_{\text{ПВ}}$ (см. рисунок 4), которое необходимо определить по формуле:

$$H_{\text{ПВ}} = H_{\text{Д}} - H_{\text{И}},$$

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

$H_{и}$ – значение уровня нефтепродукта, измеренное изделием при поправочном коэффициенте равном нулю.

Включить режим **«Слежение за уровнем»**. Дождаться выполнения измерения уровня. Записать 3 значения отображаемого уровня с паузой не менее 10 с. Найти среднее значение $H_{иср}$.

С помощью лота (измерительной лентой 3-го разряда) трижды произвести измерение уровня H_d . Найдите среднее значение $H_{дср}$.

Найти разницу ($H_{дср} - H_{иср}$), округлить ее до целого значения и записать как поправочный коэффициент.

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

2.2.3.1.5 Определение и запись поправочного коэффициента при измерении уровня от дна (при необходимости).

Включите изделие в режим измерения от дна, выбрав на вкладке **«Коэфф.Контроллера»** из выпадающего списка **«Режим измерения»** в положение **«от дна»**.

Поправочный коэффициент от дна — это расстояние $H_{пд}$ (см. рисунок 4), которое необходимо определить по формуле:

$$H_{пд} = H_d - H_{и},$$

где H_d – значение уровня нефтепродукта, измеренное лотом (измерительной лентой 2-го разряда),

$H_{и}$ – значение уровня нефтепродукта, измеренное изделием при поправочном коэффициенте равном нулю.

Включите режим **Слежение за уровнем**. Дождитесь выполнения измерения уровня. Запишите 3 значения отображаемого уровня с задержкой не менее 10 с. Найдите среднее значение $H_{иср}$.

С помощью лота (измерительной лентой 2-го разряда) трижды произведите измерение уровня H_d . Найдите среднее значение $H_{дср}$.

Найдите разницу ($H_{дср} - H_{иср}$), 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 лентой 2-го разряда) и измеренное значение уровня изделием. Разница между измеренными значениями не должна превышать ± 1 мм.

2.2.3.2 Запись коэффициентов в панельный компьютер

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

- предельных значений уровня Н, НН, L, LL;
- времени включения автоматического измерения массы;
- времени автоматической инициализации;
- режим измерения плотности (по ГОСТ 8.587; по МИ 3252; по МИ 3654);
- температурных коэффициентов линейного расширения ленты и резервуара;
- 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.

2.2.3.2.1 Запись предельных значений уровня

Для каждого резервуара необходимо установить предельные значения уровня:

- Н – максимальный уровень, мм;
- НН – максимальный аварийный уровень, мм;
- L – минимальный уровень, мм;
- LL – минимальный аварийный уровень, мм.

Выбрать вкладку «**Кэфф.Резервуара**». В поле «**Парк**» выбрать резервуар, который необходимо настроить. Произвести ввод предельных значений уровня Н, НН, L, LL и нажать на кнопку «**Запись**».

При необходимости выдачи релейных сигналов по достижению минимального и максимального аварийного уровня в резервуаре, поставить «галочку» в области «**Использовать релейный модуль**».

2.2.3.2.2 Запись времени включения автоматического измерения средней плотности и температуры.

Выбрать сколько измерений средней плотности и температуры продукта в течении суток требуется и в какое время (программа позволяет записать до 8-ми измерений в сутки). Для каждого измерения в области «**Расписание**» установить признак измерения («галочку») и записать время в формате «**ЧЧ:ММ**». Нажать кнопку «**Запись**».

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

2.2.3.2.3 Запись времени начальной выставки.

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

Время включения автоматической инициализации может быть одно и то же для всех резервуаров. **В течении этого времени (от 3 до 20 мин в зависимости от взлива) не будет информации о измеренных значениях от изделия.** Поэтому необходимо задавать время, при котором не будет налива и слива из резервуара.

Выбрать вкладку «**Коэффициенты**». В позиции «**Выбор резервуара**» выбрать номер канала (резервуара). Ввести в поле «**Время автоматической инициализации**» времени начальной инициализации в формате «ЧЧ:ММ» и нажать кнопку «**Запись**».

2.2.3.2.4 Запись температурных коэффициентов линейного расширения.

В изделии предусмотрена возможность введения температурных коэффициентов линейного расширения на стенки резервуара и измерительного колеса устройства измерения.

Выбрать вкладку «**Коэффициенты**». Ввести признак («галочку») введения температурных поправок в поле «**Использовать температурный коэффициент**» в поля «**Для стенки резервуара**» и «**Для ленточного кабеля**» ввести соответствующие значения коэффициентов расширения и нажать кнопку «**Запись**».

2.2.3.2.5 Запись коэффициентов при установке изделия на резервуар с понтоном.

Выбрать вкладку «**Коэффициенты**». Ввести признак («галочку») резервуара с понтоном в поле «**Резервуар с понтоном**» в поля «**Для стенки резервуара**», «**Плотность при поверке, кг/м³**» и «**Высота всплытия, мм**» ввести соответствующие значения коэффициентов расширения и нажать кнопку «**Запись**».

2.2.3.2.6 Выбор градуировочной таблицы резервуара.

Для правильного определения объема и массы продукта в резервуаре необходимо использовать актуальную градуировочную таблицу. Для ее загрузки необходимо выбрать вкладку «**Коэффициенты**» и нажать кнопку «**Град.табл.**» и в открывшемся окне выбрать таблицу, соответствующую данному резервуару.

В поле «**Название резервуара**» можно ввести название резервуара, а в поле «**Топливо**» выбрать из выпадающего списка продукт, которым будет заполняться резервуар и нажать кнопку «**Запись**».

При отсутствии в списке нужного топлива его можно добавить на вкладке **«Настройки»**, вписав в поле **«Название топлива»** требуемое название и нажав кнопку **«Добавить топливо»**.

2.2.3.2.7 Запись градуировочной таблицы резервуара.

Если необходимая градуировочная таблица в памяти панельного компьютера отсутствует, ее следует создать самостоятельно и внести в память компьютер. Для этого, 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 символ, начала диапазона пояса в см, пробельный символ, окончания диапазона пояса в см, и дальше через пробельный символ значения объема (в качестве десятичного разделителя использовать символ «точка» («.»)) 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.

2.2.3.2.8 Включение режима автоматического сканирования.

Для включения автоматического сканирования средней плотности и температуры продукта в резервуаре при изменении уровня продукта на определенную величину необходимо установить признак («галочку») в поле **«Включить авт. сканирование»**. Поля **«Уровень включения, мм»**, **«Время усреднения, мин.»** и **«Уровень отклонения, мм»** заполняются согласно п.А.8 **«Руководства по работе с панелью оператора»** (Приложение А).

2.2.3.2.9 Включение режима автоматического охлаждения датчика.

При работе на жидкостях с высокой вязкостью (преимущественно на мазуте) существует вероятность перегрева датчика. Для исключения таких ситуаций задается режим охлаждения датчика.

Для включения автоматического охлаждения датчика необходимо установить признак («галочку») в поле **«Включить охлаждение датчика»**. Поля **«Темп. начала охл., °С»**, **«Расстояние до верха, мм»** и **«Время охлаждения, мин.»** заполняются согласно п.А.9 **«Руководства по работе с панелью оператора»** (Приложение А).

2.2.3.2.10 Включение режима автоматического обогрева датчика.

Для работы измерительных устройств, установленных на резервуарах с дизельным топливом при температуре ниже минус 20 °С (по показаниям термодатчика плотномера) необходимо включать режим автоматического обогрева датчика.

Для включения автоматического обогрева датчика необходимо установить признак («галочку») в поле **«Включить нагрев датчика»**. Поля **«Коэф.удержания плотн. вверху при нач. выст.»** и **«Отсутствие ФАПЧ, мин.»** заполняются согласно п.А.10 **«Руководства по работе с панелью оператора»** (Приложение А).

2.2.3.3 Дополнительные настройки программы.

2.2.3.3.1 Установка текущих даты и времени.

Выбрать вкладку **«Настройки»**. В поле **«Время панельного компьютера»** необходимо ввести актуальные дату и время в формате **«ДД.ММ.ГГ ЧЧ:ММ:СС»**. Нажать кнопку **Запись**.

2.2.3.3.2 Запись признака опроса резервуаров.

2.2.3.3.2.1 Временное отключение опроса на резервуарах, работа которых временно приостановлена.

Программа функционирования панельного компьютера позволят последовательно производить опрос до 16 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.

Для этого в левой части экрана в поле **«Парк»** выбрать резервуар, который временно выведен из эксплуатации и убрать «галочку» в поле **«Опрос резервуара»**.

2.2.3.3.2.2 Отключение выведенных из эксплуатации резервуаров и подключение вновь введенных резервуаров.

Для полного отключения или подключения опроса резервуаров на вкладке **«Настройки»** в поле **«Активные каналы»** установить для подключения и снять для отключения «галочку» напротив нужного канала.

2.2.4 Использование изделия.

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

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

2.2.7 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.

2.2.8 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**.

2.2.9 Методика измерений

Методика измерений в резервуарах косвенным методом статических измерений с применением системы «СИМОН-2М» приведена в **приложении В**.

2.2.10 Техническое обслуживание

2.3 Общие указания

2.3.1 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.

2.3.2 Техническое обслуживание изделия должны проводить специалисты, прошедшие обучение.

2.3.3 Специалисты, обслуживающие изделие, перед началом работы должны изучить руководство по эксплуатации, а также «Руководство пользователя по работе с программой **SIMON2M**» (Приложение А).

2.4 Меры безопасности

2.4.1 При проведении периодического обслуживания и ремонта необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) монтаж и демонтаж изделия производить только после отключения питания от изделия или устройства измерения;

б) при работе на резервуарах с СУГАми демонтаж производить только после перекрытия отсечной задвижки и сброса давления на свечу из внутренних полостей устройства измерения.

2.5 Порядок текущего и периодического обслуживания

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

2.5.2 Периодическое обслуживание выполняется по истечении гарантийного срока и предусматривает следующие виды технического обслуживания.

2.5.2.1 Техническое обслуживание ТО-1 (один раз в 3 месяца) предусматривает выполнение следующих видов работ:

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

2.5.2.2 Техническое обслуживание ТО-2 (один раз в 6 месяцев) предусматривает выполнение следующих видов работ:

- внешний осмотр с проверкой отсутствия механических повреждений ленточного кабеля и чувствительного элемента плотномера;
- удаление загрязнений на ленточном кабеле;
- удаление загрязнений на чувствительном элементе плотномера;
- 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 плотномера и ленточный кабель промыть бензином или уайт-спиритом.

2.6 Поверка работоспособности изделия.

Поверка изделия проводится не реже одного раза в год по методике «Система измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2М. Методика поверки».

3 Ремонт

3.1 Ремонт изделия обслуживающим персоналом на месте эксплуатации возможен только путем замены плотномера, ленточного кабеля, либо восстановления сигнальных и питающих линий между устройством измерения и шкафом управления. Любые другие вмешательства в конструкцию изделия запрещены!

4 Правила хранения и транспортирования

4.1 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).

4.2 Транспортирование изделия необходимо осуществлять в транспортной упаковке.

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

5 Требования по утилизации

5.1 Изделие не содержит экологически опасных материалов, загрязняющих окружающую среду.

5.2 При утилизации необходимо произвести разборку изделия для разделения составных частей из разных материалов. Изделия из алюминиевого

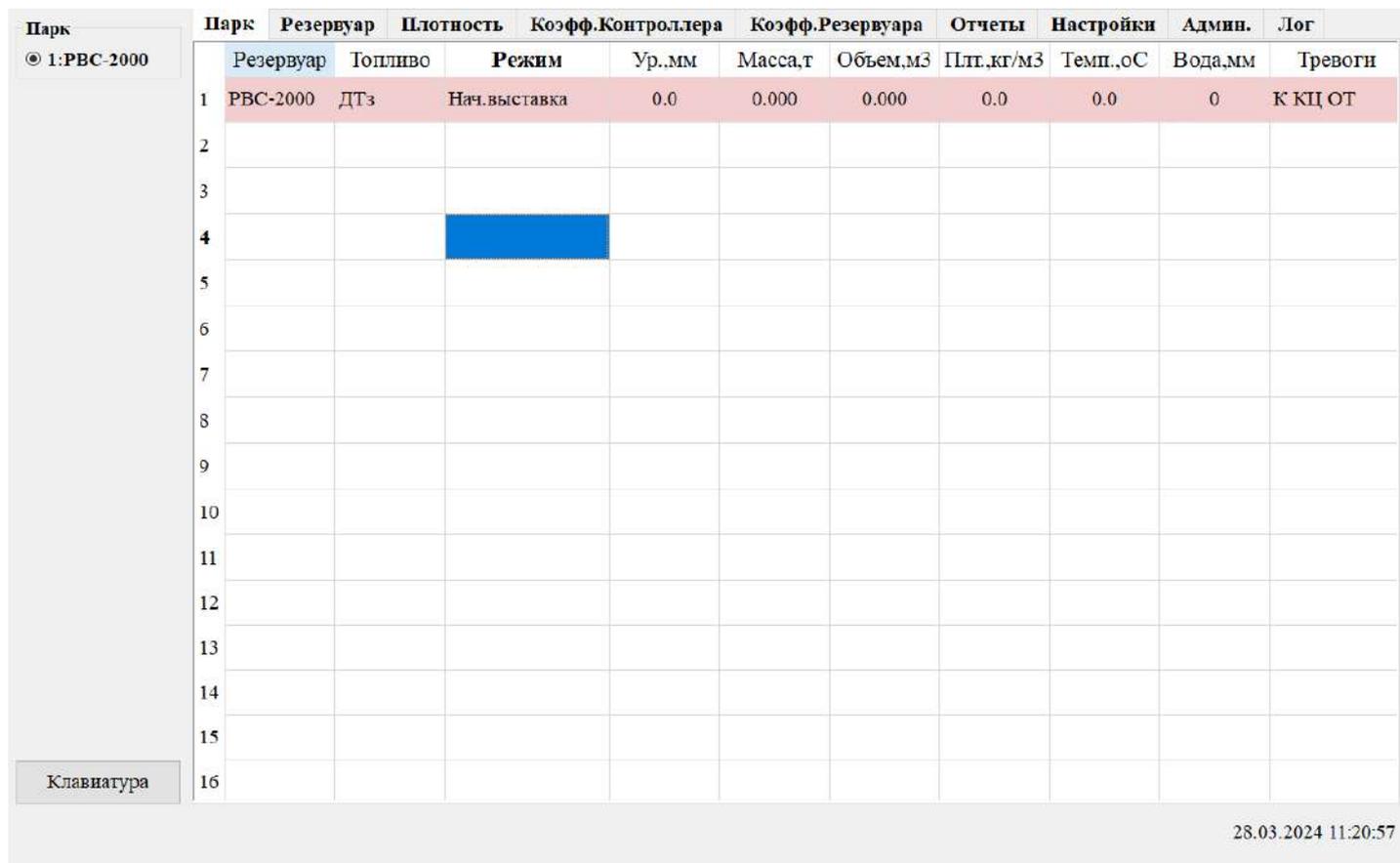
сплава, латуни (кабельные вводы) и черного металла (проставка и др.) сдаются в металлолом отдельно.

Приложение А

Руководство по работе с панелью оператора

А.1 Начало работы

После включения питания панельного компьютера (далее ПК) на его экране появляется основное окно, приведенное на рисунке А.1.



The screenshot shows a software interface for an operator panel. On the left, there is a sidebar with 'Парк' (Park) and '© 1:РВС-2000'. Below it is a 'Клавиатура' (Keyboard) button. The main area is a table with 11 columns: Резервуар, Топливо, Режим, Ур..мм, Масса,т, Объем,м3, Плт..кг/м3, Темп..оС, Вода,мм, and Тревоги. The first row (row 1) is highlighted in light red and contains the following data: Резервуар: РВС-2000, Топливо: ДТз, Режим: Нач.выставка, Ур..мм: 0.0, Масса,т: 0.000, Объем,м3: 0.000, Плт..кг/м3: 0.0, Темп..оС: 0.0, Вода,мм: 0, Тревоги: К КЦ ОТ. The table has 16 rows in total, numbered 1 to 16 on the left. A blue rectangular highlight is present under the 'Режим' column for row 4. At the bottom right of the interface, the date and time '28.03.2024 11:20:57' are displayed.

Парк	Резервуар	Топливо	Режим	Ур..мм	Масса,т	Объем,м3	Плт..кг/м3	Темп..оС	Вода,мм	Тревоги
© 1:РВС-2000	РВС-2000	ДТз	Нач.выставка	0.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0	К КЦ ОТ

Рисунок А.1

ПК приступает к периодическому опросу устройств измерения. Если ПК принимает измеренные значения от контроллера, то в строке, соответствующей номеру канала (резервуара), на общем экране парка выводится принятая информация. При нештатной работе отдельного устройства измерения строка, отвечающая за отображение данных этого резервуара, подсвечивается красным цветом и в колонке «Тревоги» выводятся сообщения вида: *К*-нет связи с контроллером, *НВ*-не проведена начальная выставка системы и т.д. (п.А.2.2).

А.2 Описание интерфейса

В левой части окна отображается список активных каналов «Парк» отображает каналы, выбранные на вкладке «Настройки»

Режимы работы программы в основном окне состоят из 9-х вкладок:

- «Парк»;
- «Резервуар»;
- «Плотность»;
- «Коэфф. Контроллера»;
- «Коэфф. Резервуара»;
- «Отчеты»;
- «Настройки»;
- «Админ»;
- «Лог».

А.2.1 Вкладка «Парк», отображает в табличной форме основные результаты измерений во всех резервуарах парка (рисунок А.1).

Номера строк соответствуют номеру системы (резервуара) - от 1 до 16.

В столбцах отображается следующая информация:

- *Резервуар* – название резервуара (редактируется на вкладке «Коэфф. Резервуара»);
- *Топливо* – тип топлива (редактируется на вкладке «Коэфф. Резервуара»);
- *Режим* – текущий режим работы устройства измерения (п.А.2.2.1 «в»);
- *Ур., мм* - уровень жидкой фазы продукта в резервуаре в мм;
- *Масса, т.* - масса продукта в резервуаре в тоннах;
- *Объем, м³* - объем резервуара (из градуировочной таблицы) в м³;
- *Пл., кг/м³* - средняя плотность жидкой фазы продукта в резервуаре, измеренная в режиме «Сканирование по плотности» в кг/м³;
- *Темп., °С* - средняя температура в резервуаре, измеренная в режиме «Сканирование по плотности» в °С;
- *Вода, мм.* - уровень подтоварной воды в резервуаре, в мм;
- *Тревоги* – Краткое обозначение нештатной работы изделия (п.А.2.2.3).

А.2.2 Вкладка «Резервуар», отображает все параметры резервуара, кнопки управления режимами работы устройства измерения (рисунок А.2).

Парк	Резервуар	Плотность	Кэфф.Контроллера	Кэфф.Резервуара	Отчеты	Настройки	Админ.	Лог
1:1	Канал: 1	Резервуар: 1	Топливо: Дизель-опт		<input checked="" type="checkbox"/> Опрос контроллера			
Состояние датчика		Жидкое топливо		Плотность				
Движение	Останов	25.07.2024 16:16:47		17.07.2024 14:10:35				
Положение	Воздух	Уровень, мм	195.4	Плотн. ж., кг/м ³ 806.1				
Режим	Слеж. за уровнем	Масса ж., т	1.616	Темп. ж., °C -196.1				
Расст. до верха, мм	251.1	Объем ж., м ³	2.005	Плотн. ж. 15°C, кг/м ³ 0.0				
Тек. плотн., кг/м ³	334.1	Скорость, мм/ч	0	Плотн. ж. 20°C, кг/м ³ 0.0				
Температура, °C	-192.9	Масса общая, т	1.686	Парогазовая фаза				
Управление режимами		Объем общий, м ³	60.000	17.07.2024 14:10:35				
Сканирование по плотности		Подтоварная вода		Масса газа, т 0.070				
Слежение за уровнем		01.01.1970 03:00:00		Объем газа, м ³ 57.995				
Ручное управление		Уровень воды, мм	0	Плотн. газа, кг/м ³ 1.2				
		Масса воды, т	0.000	Темп. газа, °C -174.1				
		Объем воды, м ³	0.000	Пропан/бутан, % 100 / 0				
		Ручное управление		010000_1_0000_10000000_00001				
		Путь, мм	0	Ск., мм/с		0		
		Вниз		Вверх		Стоп		
		Расст. до дна, мм	0					
		Измерить						
Авторизован пользователь 'Пользователь'.								25.07.2024 16:16:48

Рисунок А.2

А.2.2.1 Состояние датчика:

а) *Движение* – текущее направление перемещения датчика:

- Вверх
- Вниз
- Останов

б) *Положение* – положение плотномера (погружен/не погружен в жидкость):

- Воздух
- Жидкость

в) *Режим* – текущий режим работы устройства измерения:

- Слеж. за уровнем – слежение за уровнем нефтепродукта.
- Изм. ср. плотности – измерение средней плотности и температуры продукта.
- Изм. ур. воды – измерение уровня подтоварной воды.
- Изм. плотн. ГФ – измерение плотности газовой фазы.
- Нач. выставка – начальная выставка (п. А.2.2.5)

- Ручное упр. – ручное управление.
- Задание перем. – перемещение устройства измерения (в режиме ручного управления).
- Изм.раст.до дна – измерение расстояния до дна.

А.2.2.2 *Управление режимами* – кнопки для включения режимов устройства измерения (п.А.4)

А.2.2.3 *Панель предупреждений* – текстовое отображение текущих предупреждений и ошибок устройства измерения и резервуара. Краткое название также отображается на вкладке «Парк» в столбце «Тревоги»:

- *Контроллер не опрашивается* (НО – Нет Опроса) отключен опрос контроллера;
- *Нет связи с контроллером* (К) – ошибка опроса устройства измерения или устройство измерения не отвечает;
- *Режим "Обогрев датчика"* (НД – Нагрев Датчика) – специальный режим, устанавливается автоматически. (п. А.10);
- *Ошибка "Обогрев датчика"* (ОН – Ошибка Нагрева) – ошибка во время работы режима «Обогрев датчика»;
- *Режим "Охлаждение датчика"* (ОД – Охлаждение Датчика) – специальный режим, устанавливается автоматически. (п. А.9);
- *Ошибка "Охлаждение датчика"*(ОО – Ошибка Охлаждения) – ошибка во время работы режима «Охлаждение датчика»;
- *Нет ответа от плотномера* (П) – ошибка или отсутствие передачи данных с плотномера;
- *Нет ФАПЧ* (Ф) – отсутствие данных по плотности;
- *Сработали оба концевика* (КЦ) – сработали датчики отсутствия натяжения ленточного кабеля и верхнего положения;
- *Нет натяжения лент.кабеля* (ОТ – Обрыв Троса) – сработал датчик отсутствия натяжения ленточного кабеля;
- *Ур. больше максимального* (Н) – уровень жидкой фазы продукта превысил максимальный уровень;
- *Ур. больше макс. Аварийного* (НН) – уровень жидкой фазы продукта превысил максимальный аварийный уровень;
- *Ур. меньше минимального* (L) – уровень жидкой фазы продукта достиг минимального уровня;
- *Ур. меньше мин. Аварийного* (LL) – уровень жидкой фазы продукта достиг минимального аварийного уровня;

- *Ошибка перемещения* (ОП) – отсутствует вращение измерительного колеса;
- *Ошибка напр.перемещения* (НП) – направление вращения измерительного колеса не соответствует направлению вращения двигателя;
- *Отказ верхнего концевика* (ОВК) – отказ датчика верхнего положения плотномера;
- *Аварийный останов* (АО) – аварийная блокировка режимов работы системы.

А.2.2.4 *Жидкое топливо* – данные, полученные в режиме «*Слежение за уровнем*»:

- *Уровень, мм* – уровень жидкой фазы продукта в резервуаре;
- *Масса ж., т* – масса жидкой фазы продукта в резервуаре;
- *Объём, м³* – значение объема жидкой фазы продукта, рассчитанное по градуировочной таблице резервуара для измеренного значения уровня (Если градуировочная таблица не загружена, или уровень превышает максимальное значение в градуировочной таблице – выводится 0);
- *Скорость, мм/ч* - скорость изменения уровня при наливе/сливе;
- *Масса общая, т* – масса жидкой фазы продукта и подтоварной воды, если установлен коэффициент резервуара «Нетто» (п.А.2.5.); масса жидкой фазы продукта и парогазовой фазы, если установлен коэффициент контроллера «Задержка перед измерение плотности ГФ, мин.» (п.А.2.4.);
- *Объём общий, м³* – Объем жидкой фазы и подтоварной воды, если установлен коэффициент резервуара «Нетто» (п.А.2.5.); общей объем резервуара (п.А.2.5 «Объем полный, м3»), если установлен коэффициент контроллера «Задержка перед измерение плотности ГФ, мин.» (п.А.2.4.);
- Дата и время последнего фактического измеренного уровня жидкой фазы продукта.

А.2.2.5 *Плотность* – данные, полученные в режиме «*Сканирование по плотности*»:

- *Плотн.ж., кг/м³* – средняя плотность жидкой фазы продукта в резервуаре;
- *Темп. ж., °С* – средняя температура жидкой фазы продукта в резервуаре;

- *Плотн.ж.15°C, кг/м³* – средняя плотность жидкой фазы продукта в резервуаре, приведенная к 15°C;
- *Плотн.ж.20°C, кг/м³* – средняя плотность жидкой фазы продукта в резервуаре, приведенная к 20°C.

А.2.2.6 *Парогазовая фаза* – данные, полученные в режиме «Сканирование плотности», если установлен коэффициент контроллера «Задержка перед измерением плотности ГФ, мин» (п.А.2.4)

- *Масса газа, т* – масса парогазовой фазы продукта;
- *Объем газа, м³* – объем парогазовой фазы продукта;
- *Плотн. газа, кг/м³* – плотность парогазовой фазы продукта;
- *Темп. газа, °C* – температура парогазовой фазы продукта;
- *Пропан/бутан, %* – процентное соотношение пропана и бутана для СУГ;
- Дата и время проведения последнего сканирования резервуара по плотности.

А.2.2.7 *Подтоварная вода* – данные измерений подтоварной воды в резервуаре, если установлен коэффициент контроллера «Измерение воды при сканировании по плотности» (п.А.2.4.):

- *Уровень воды, мм* – уровень подтоварной воды;
- *Масса воды, т* – масса подтоварной воды, если установлен коэффициент резервуара «Нетто» (п.А.2.5.);
- *Объем воды, т* – объём подтоварной воды, если установлен коэффициент резервуара «Нетто» (п.А.2.5.);
- Дата и время получения данных по уровню подтоварной воды.

А.2.3 Вкладка «Плотность» отображает данные последних 20 сканирований по плотности. В левой панели отображаются список (дата-время) сканирований по плотности с возможностью выбора конкретного сканирования. При выборе измерения будут заполнены панель «Измерение плотности» и таблица данных плотности и температуры жидкой фазы продукта в зависимости от уровня измерения. Рисунок А.3

Парк
© 1:1

Парк Резервуар Плотность Коэфф.Контроллера Коэфф.Резервуара Отчеты Настройки Админ. Лог

Канал: 1 Резервуар: 1 Топливо: Дизель-опт

Результаты измерения плотности по точкам

Измерение плотности	Положение, мм	Температура, °С	Плотность, кг/м ³
24.07.2024 15:27	1 150	-195.5	781.2
24.07.2024 14:58	2		
24.07.2024 14:48	3		
19.07.2024 15:37	4		
17.07.2024 14:10	5		
17.07.2024 13:17	6		
15.07.2024 10:43	7		
	8		
	9		
	10		
	11		
	12		
	13		
	14		
	15		
	16		
	17		
	18		
	19		
	20		

Уровень, мм 206.00

Масса ж., т 1.694

Плотн. ж., кг/м³ 781.2

Темп. ж., °С -195.5

Масса газа, т 0.069

Плотн. газа, кг/м³ 1.2

Темп. газа, °С -189.3

Масса общая, т 1.763

Пропан/бутан, % 100 / 0

Уровень воды, мм 0

ГОСТ 2517 для РВС (от верха)

24.07.2024 15:27

Очистить

Клавнатура

25.07.2024 16:20:50

Рисунок А.3

Содержание полей панели «Измерение плотности» соответствует полям панели «Сканирование по плотности» вкладки «Резервуар».

А.2.4 Вкладка «*Коэфф. Контроллера*» предназначена для установки настроек контроллера (Рисунок А.4).

Коэффициенты, расположенные в левой части окна, доступны для изменения на уровне доступа «*Инженер*». Коэффициенты, расположенные в правой части окна, являются метрологически значимыми, записываются на заводе-изготовителе и доступны для изменения только при проведении операций поверки поверителю с уровнем доступа «*Поверитель*».

Рисунок А.4

- *Сетевой адрес* – сетевой адрес устройства измерения, который отображается при чтении коэффициентов с выбранного резервуара или который необходимо изменить при записи коэффициентов;
- *Режим измерения* – режим измерения уровня жидкой фазы продукта в резервуаре: «*от верха*» – точка отсчета верхняя точка резервуара; «*от дна*» – точка отсчета дно резервуара;
- *Базовая высота, мм* – базовая высота резервуара;
- *Расстояние до дна, мм* – расстояние, измеренное устройством измерения, при перемещении от дна резервуара до срабатывания датчика верхнего положения;

- *Коэффициент от дна* – поправочный коэффициент, необходимый при измерении уровня в режиме «от дна», показывает расстояние между чувствительным элементом устройства измерения и нулевым уровнем резервуара, мм;
- *Коэффициент от верха* – смещение чувствительного элемента плотномера относительно уровня базовой высоты резервуара, мм;
- *Задержка перед измерением ρ ГФ,мин* – время выдержки плотномера в парогазовой фазе продукта перед измерением ее температуры и плотности;
- *Измерение воды при скан. по плотности* – включение/отключение режима измерения подтоварной воды при сканировании резервуара по плотности;
- *Режим сканирования по плотности:*
 - *ГОСТ 2517-2012 для РВС* – для вертикальных стальных резервуаров;
 - *ГОСТ 2517-2012 РГС $D > 2500$ мм* – для горизонтальных стальных резервуаров диаметром больше 2500 мм;
 - *ГОСТ 2517-2012 РГС $D < 2500$ мм* – для горизонтальных стальных резервуаров диаметром меньше 2500 мм;
 - *МИ 3252-2009* – для вертикальных резервуаров;
 - Мазут.

В правом нижнем углу отображается версия и сборка ПО контроллера.

А.2.5 Вкладка «*Коэфф.Резервуара*» предназначена для установки настроек резервуара (Рисунок А.5)

Парк 1:1

Парк Резервуар Плотность Коэфф.Контроллера Коэфф.Резервуара Отчеты Настройки Админ. Лог

Канал: 1 Резервуар: 1 Топливо: Дизель-опт

Использовать релейный модуль

НН, мм 3000 LL, мм 0

Н, мм 2500 L, мм 0

Объем полный, м³ 60.000

Усреднение скорости, с. 120

Скорость для вкл. реж. Плотность 100

Отложенное сканирование

Масса ж. Нетто. (Жидкое топливо без воды)

Масса ж. Брутто. (Масса ж. + Масса воды)

Использовать температурный коэффициент

Для стенки резервуара 0.00000000

Для измерительной ленты 0.00000000

Градуйровочная таблица АЗС51РГС№3_24

Название резервуара 1

Топливо Дизель-опт

Включить авт. сканирование

Уровень включения, мм. 200

Время усреднения, мин. 3

Уровень отклонения, мм. 10

Включить охлаждение датчика

Темп. начала охл., °С 0.0

Расстояние до верха, мм. 0

Время охлаждения, мин. 0

Включить нагрев датчика

Коэф. удержания плотн. вверху при нач. выст. 1

Отсутствие ФАПЧ, мин. 1

Резервуар с понтоном

Масса понтона, кг 0.000

Плотн. поверке, кг/м³ 0.000

Высота всплытия, мм 0

Расписание

Начальная выставка 16:38

Авто. сканирование по плотности

15:35 10:00

10:00 10:00

10:00 10:00

10:00 10:00

Клавიაгура Чтение Запись

№ устр. измер.: 0

№ плотномера: 0

Авторизован пользователь 'Инженер'. 25.07.2024 16:29:34

Рисунок А.5

- *Использовать релейный модуль* – если уровень нефтепродукта будет ниже уровня, указанного в *LL* или выше уровня, указанного в *НН* – на релейном модуле будут замыкаться соответствующие контакты;
- *НН, мм* – максимальное аварийное значение уровня жидкой фазы продукта, при котором задействуется релейный модуль (если выбрана настройка «*Использовать релейный модуль*») и отображается текстовое предупреждение на вкладках «*Парк*» и «*Резервуар*»;
- *Н, мм* – значение уровня, при котором отображается текстовое предупреждение на вкладках «*Парк*» и «*Резервуар*»;
- *LL, мм* – минимальное аварийное значение уровня жидкой фазы продукта, при котором задействуется релейный модуль (если выбрана настройка «*Использовать релейный модуль*») и отображается текстовое предупреждение на вкладках «*Парк*» и «*Резервуар*»;

- *L, мм* – минимальное значение уровня жидкой фазы продукта, при котором отображается текстовое предупреждение на вкладках «Парк» и «Резервуар»;
- *Объем полный, м³* – полный объем резервуара согласно градуировочной таблице;
- *Усреднение скорости* – время, за которое происходит усреднение измеренной скорости наполнения или опорожнения резервуара, с;
- *Скорость для включения реж.Плотность* – скорость изменения уровня в мм/ч, после превышения которого при операциях налива/слива с резервуара включение режима «Сканирование по плотности» недоступно, так как в резервуаре идет процесс налива/слива;
- *Отложенное сканирование.*
 - «Да» – если в данных условиях включение режима «Сканирование по плотности» невозможно (условия описаны в п.А.4), режим будет установлен, когда будут выполнены все необходимые условия;
 - «Нет» – режим «Сканирования по плотности» включается только по нажатию кнопки и при условии соблюдения остальных требований;
- *Масса ж. Нетто* – на вкладке «Резервуар» в разделе «Жидкое топливо» в «Масса ж.,т» и «Объем ж., м³» будут отображаться данные по топливу без учета объема и массы подтоварной воды; масса, объем и уровень подтоварной воды будут отражаться в разделе «Подтоварная вода» (Объем топлива = Объем по измеренному уровню – объем подтоварной воды). Масса воды (т.) = Объем воды * 998 / 1000)
- *Масса ж. Брутто* – на вкладке «Резервуар» в разделе «Жидкое топливо» в «Масса ж.,т» и «Объем ж., м³» будут отображаться данные по топливу согласно измеренному уровню (объем и масса рассчитываются исходя из общего уровня жидкости и измеренной средней плотности); в разделе «Подтоварная вода» отображается только измеренный уровень подтоварной воды.
- *Использовать температурный коэффициент* – учет температурных коэффициентов линейного расширения стенок резервуара и измерительной ленты при измерении массы продукта;

- *Град. Табл.* – кнопка выбора градуировочной таблицы из списка (п.А.2.7 «Градуировочные таблицы»);
- *Название резервуара* – вводится название резервуара;
- *Топливо* – выбирается из выпадающего списка. Список настраивается на вкладке «Настройки» (п.А.2.2.7);
- *Включить авт.сканирование* – включение режима «Сканирование по плотности» при изменении уровня и настройка параметров сканирования (п.А.8);
- *Включить охлаждение датчика* – включение режима охлаждения плотномера и настройка параметров охлаждения (п.А.9);
- *Включить нагрев датчика* – включение режима обогрева плотномера и настройка параметров обогрева (п.А.10);
- *Резервуар с понтоном* - установить галочку, если используется резервуар с понтоном. Коэффициенты для понтона берут из градуировочной таблицы на резервуар;
- *Расписание:*
 - *Начальная выставка* – время, когда прекращается выполнение режима слежения за уровнем, плотномер перемещается в крайнее положение до срабатывания одного из датчиков, в зависимости от режима измерения;
 - *Авто.Сканирование по плотности* - время, когда автоматически запускается режим «Сканирование по плотности»;
- *№ устр.измер* – вводится номер устройства измерения данного канала;
- *№ плотномера* – вводится номер плотномер данного канала.

А.2.6 Вкладка «Отчеты» (Рисунок А.6) предназначена для формирования таблицы по данным измерений или по действиям пользователя. Отчет можно сохранить на USB флэш память.

Парк	Резервуар	Плотность	Коэфф.Контроллера	Коэфф.Резервуара	Отчеты	Настройки	Админ.	Лог	
5	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
6	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
7	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
8	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
9	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
10	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
11	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
12	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
13	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
14	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
15	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
16	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
17	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
18	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
19	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
20	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
21	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
22	1,616	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
23	0,103	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
24	0,103	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68
25	0,103	806,095	-196,1	0	57,995	0,07	1,2	-174,1	1,68

Рисунок А.6

- Для получения отчета по данным результатов измерений необходимо установить фильтры «Канал» и/или «Резервуар» и/или «Топливо», установить фильтры периода «С/ПО» и нажать кнопку «По измерениям».
- Для получения отчета по действиям пользователей необходимо установить фильтр *Пользователи* (или оставить его «---» если нужна выборка по всем пользователям), установить фильтры периода «С/ПО» и нажать кнопку «По пользователям»
- Кнопки «День», «Неделя», «Месяц», «Год» изменяют фильтр «С» на соответствующий период до текущей даты.
- Для сохранения отчета необходимо установить USB флэш память в любой свободный USB порт ПК, сформировать нужный отчет и нажать кнопку «Сохранить отчет». Отчет сохраняется в формате csv (разделитель «;») в корень USB флэш памяти.

А.2.7 Вкладка «Настройки» - Настройки программы (Рисунок А.7)

Рисунок А.7

2.7.1 Панель «Настройки»:

- *Адрес панельного ПК* – Адрес панельного компьютера. По данному адресу к панельному компьютеру обращаются программы верхнего уровня;
- *Сом-порт контроллера* – сом-порт (COM*) панельного компьютера, к которому подключено устройство измерения;
- *Тип соед. С ПК верх.ур.* – выбор типа соединения с компьютером верхнего уровня: «RTU» - через сом-порт; «TCP» - через локальную сеть (Ethernet).
- *Порт ПК* – порт для связи с компьютером верхнего уровня. Если «Тип соед. С ПК верх.ур.» выбран «RTU», то из выпадающего списка выбирается номер сом-порта (COM*). Если «Тип соед. С ПК верх.ур.» выбран «TCP», то указывается номер порта для подключения по локальной сети (502);
- *Протокол обмена* – Протокол обмена с компьютером верхнего уровня; «СИМОН» - если программа верхнего уровня «СИМОН2М-Клиент»; «Струна...» - если программа верхнего уровня «СТРУНА+»;

- *Время опроса датчика, мс* – интервал между опросами устройства измерения в миллисекундах (не ниже 250 мс);
- *Время до ост.опроса, с* – если в течении данного времени от устройства измерения не поступают данные (ошибка связи) – опрос устройства измерения останавливается. Если установлен «0» - опрос не останавливается никогда;
- *Сохранение измерений в БД, с* – частота сохранения данных в Базе Данных (не чаще чем 1 раз в 60 секунд). Если установлен «0» - данные не сохраняются в Базе Данных;
- *Настройки порта контроллера* – настройка параметров com-порта подключения к устройству измерения;
- *Настройки порта* – настройка параметров com-порта подключения к компьютеру верхнего уровня.

А.2.7.2 Панель настроек видов топлива:

- *Добавить топливо* – добавление названия продукта в список используемых видов продукта;
- *Удалить топливо* – удалить из списка ниже выбранное топливо;

А.2.7.3 *Активные каналы* – выбор активных каналов. Активные каналы отображаются в панели «Парк» слева. После изменение активных каналов происходит проверка связи с устройствами измерения по выбранным каналам, чтение коэффициентов, загрузка градуировочных таблиц. На это время опрос всех устройств измерения приостанавливается, запросы от ПО верхнего уровня так же не принимаются.

А.2.7.4 *Панель Управление градуировочными таблицами* – управление градуировочными таблицами:

- Левое поле – список градуировочных таблиц, которые можно выбрать на вкладке «*Коэфф.Резервуара*» - «*Градуировочная таблица*» (п.А.2.5.)
- Правое поле – градуировочная таблица, разбитая по миллиметрам.
- Для добавления новой градуировочной таблицы необходимо поместить подготовленный текстовый файл с таблицей на USB флеш-память в папку «*SimonUpdate*» и подключить USB карту в любой свободный USB порт на Панельном компьютере, затем нажать кнопку «*Добавить*». Название текстового файла градуировочной таблице появится в списке. Информацию об ошибках добавления градуировочной таблицы можно посмотреть на вкладке «*Лог*». После добавления градуировочной таблице её

можно выбрать из выпадающего меню на вкладке «*Коэфф.Резервуара*» – «*Градуировочная таблица*» (п.А.2.5.)

- Для удаления градуировочной таблицы необходимо выбрать таблицу из списка и нажать кнопку «*Удалить*».

А.2.2 Вкладка «Админ.» (Рисунок А.8)

Рисунок А.8

- *Авторизация* – выбор пользователя с различными уровнями доступа (п.А.5).
- *Смена адреса контроллера* – изменяет адрес устройства измерения (канал). Для изменения адреса должно быть включено только одно устройство измерения;
- *База данных* – настройки резервного копирования базы данных:
 - *Размер, МБ* – текущий размер базы данным;
 - *Хранилище, Гб* – максимальный размер папки, где хранятся резервные копии. Если размер всех резервных копий будет больше, чем размер *Хранилища* – старые резервные копии будут удаляться;
 - *Рез.копир., дн.* – частота создания резервной копии базы данных (дни). Создание резервной копии базы данных (далее БД) происходит в 00:00:00. Резервные копии БД запаковываются в zip архив и сохраняются в папке «C:\Simon-2m\Backup\»;
 - Кнопка «*Сохранить*» – сохраняет настройки резервного копирования;
 - Кнопка «*Рез. Коп-е*» - создать резервную копию базы данных.
 - Кнопка «*Очистить БД*» - удаляет из БД данные измерений по всем резервуарам. Данные по действия пользователей сохраняются.

- *Обновление ПО.*
 - Для обновления ПО необходимо записать на USB флеш-память в папку «*SimonUpdate*» 2 файла: «*SIMON2M.exe*» - новая версия программы и «*Update.info*» - MD5 хеш сумма (Файлы предоставляются АО «Авиатех»). Подключить USB флеш-память в любой свободный слот ПК и нажать кнопку «*Обновить*». Программа СИМОН2М перезагрузится и будет установлена новая версия ПО.
 - Для восстановления предыдущей версии программы необходимо выбрать нужную версию из списка «*Старые версии*» и нажать кнопку «*Восстановить*». Программа СИМОН2М перезагрузится и будет восстановлена выбранная версия ПО.

А.3 Выбор резервуара

Для работы с нужным каналом (резервуаром) необходимо произвести его выбор на левой панели «*Парк*». Если панель «*Парк*» пуста – необходимо отметить активные каналы на вкладки «*Настройки*» (п.А.2.7).

При работе с выбранным каналом необходимо обратить внимание стоит ли флажок индикатора «*Опрос контроллера*» (правый верхний угол) на вкладке «*Резервуар*» (Рисунок А.2). Для получения данных от устройства измерения флажок должен быть установлен.

А.4 Задание режимов работы изделия

Для задания режимов работы изделия необходимо выбрать вкладку «*Резервуары*» (Рисунок А.2).

А.4.1 *Сканирование по плотности* – устройство измерения измеряет среднюю плотность и температуру по алгоритму указанному в ГОСТ 2517-2012 либо в МИ 3252-2009 в зависимости от выбранного варианта (вкладка «*Коэфф.Контроллера*», панель «*Режим сканирования по плотности*»), уровень подтоварной воды (если установлен коэффициент контроллера – «*Измерение воды при скан. по плотности*»), газовую фазу (если установлен коэффициент контроллера «*Задержка перед измерением $\rho_{ГФ, мин.}$* » > 0). Измеренные данные отображаются на панели «*Измерение плотности*» (Рисунок А.2), а также записываются во вкладку «*Плотность*» (Рисунок А.3). При завершении измерения ПК автоматически переходит в режим «*Слежение за уровнем*». Режим «*Сканирование по плотности*» не может быть включен, если:

а) уровень жидкой фазы продукта меньше 200 мм;

б) последнее значение уровня жидкой фазы продукта было получено более 10 секунд назад. Если режим *«Слежение за уровнем»* не включен, включить его и дождаться, когда уровень будет найден;

в) скорость изменения уровня больше чем в коэффициенте резервуара *«Скорость для вкл. реж. Плотность»*.

А.4.2 *Слежение за уровнем* (основной режим) - устройство автоматически измеряет уровень жидкой фазы продукта в резервуаре и скорость изменения уровня по алгоритму, заданному в ПК. В режиме *«Слежение за уровнем»* проводится допусковый контроль уровня. Если уровень жидкой фазы продукта превысит аварийный максимальный уровень (*НН*), или станет ниже аварийного минимального уровня (*LL*), то ПК выдаст сигнал на замыкание контактов реле (при выборе *«Использовать релейный модуль»* на вкладке *«Коэфф. Резервуара»*) и выдаст предупреждающее сообщение о превышении уровня. Измеренные значения параметров отображаются на панели *«Уровень»* (рисунок А.2).

А.4.3 *Ручное управление* – останавливает текущий режим, становится доступна панель *«Ручное управление»*.

а) кнопки *«Вниз»* и *«Вверх»* перемещают плотномер на расстояние равное *«Путь, мм»* со скоростью *«Скорость, мм/с»* (задается с клавиатуры);

б) кнопка *«Измерить»* запускает режим *«Измерение расстояния до дна»*. По окончании данного режима в поле *«Расст. до дна, мм»* будет выведено расстояние до дна в миллиметрах;

в) кнопка *«Стоп»* останавливает режимы *«Перемещение»* и *«Измерение расстояния до дна»*.

Также устройство измерения переходит в ручной режим при подключении к нему пульта управления.

При длительном бездействии или отключении пульта управления устройство измерения переходит в режим слежения за уровнем.

А.5 Авторизация и уровни доступа

Программа запускается с уровнем доступа *«Пользователь»*. Для авторизации с другим уровнем доступа необходимо перейти на вкладку

«Админ.», в выпадающем меню выбрать пользователя, ввести пароль, нажать кнопку «Вход».

Для смены пароля необходимо на вкладке «Админ.» авторизоваться с необходимым уровнем доступа, ввести в поле «Новый пароль» новый пароль, нажать кнопку «Изменить пароль».

Уровни доступа:

- «Пользователь» Пароль по умолчанию – нет
 - Чтение измеренных параметров парка резервуаров и каждого резервуара отдельно;
 - Чтение коэффициентов контроллера;
 - Чтение коэффициентов резервуара
- «Оператор» Пароль по умолчанию - «111»
 - Доступ уровня «Пользователь»;
 - Изменение пароля для уровня «Оператор»;
 - Запись коэффициентов резервуара;
 - Установка режимов работы устройства измерения;
- «Инженер» Пароль по умолчанию – «222»
 - Доступ уровня «Оператор»;
 - Изменение пароля для уровня «Инженер»;
 - Запись не метрологических коэффициентов устройства измерения;
 - Изменение списка топлива;
 - Изменение настроек приложения;
 - Выбор активных каналов;

После выполнения настроек необходимо вернуть уровень доступа «Пользователь».

А.6 Настройка коэффициентов контроллера

Коэффициенты контроллера устанавливаются на вкладке «*Коэфф. Контроллера*». Доступ к записи коэффициентов регулируется уровнем доступа авторизованного пользователя (см. п.А.5.).

Для записи коэффициентов рекомендуется отключить опрос резервуаров, с которыми отсутствует связь и перевести устройство в режим «*Ручное управление*».

После изменения коэффициентов необходимо нажать кнопку «*Запись*». Программа информирует в случае удачного/неудачного сохранения коэффициентов.

После записи коэффициентов рекомендуется нажать кнопку «*Чтение*», чтобы убедиться в правильности записи коэффициентов.

После записи коэффициентов контроллера желательно установить режим «*Слежение за уровнем*». Если оставить режим «*Ручное управление*», то через 2 минуты бездействия автоматически запустится режим «*Слежение за уровнем*».

А.7 Настройка коэффициентов резервуара

Коэффициенты резервуара устанавливаются на вкладке «*Коэфф. Резервуара*». Доступ к записи коэффициентов регулируется уровнем доступа авторизованного пользователя (см п.А.5.). После изменения коэффициентов необходимо нажать кнопку «*Запись*». Программа информирует в случае удачного/неудачного сохранения коэффициентов.

А.8 Автоматическое включение режима «*Сканирование по плотности*» при изменении уровня.

Для включения и настройки автоматического сканирования по плотности необходимо зайти на вкладку «*Коэфф. резервуара*» и установить флажок в окошке «*Включить авт. сканирование*» (Рисунок А.2) и задать необходимые условия:

- *Порог включения, мм.* – минимальное изменение текущего уровня относительно последнего уровня, при котором производилось сканирование резервуара по плотности, после превышения которого запустится автоматическое измерение плотности;
- *Время усреднения, мин.* – промежуток времени, в течении которого происходит оценка изменения уровня. Если за это время изменение уровня не превысило «*Уровень отклонения, мм*», значит процесс заполнения/опустошения резервуара закончился.

- *Уровень отклонения, мм.* - минимальное изменение уровня за «*Время усреднения*», необходимое для оценки завершения процесса заполнения/опустошения резервуара;

Алгоритм работы

После сканирования резервуара по плотности фиксируется значение уровня, при котором производилось измерение. В процессе слежения за уровнем сравнивается текущее значение со значением уровня, записанным в памяти. При разнице уровней больше «*Порога включения, мм*», система считает, что начался налив/слив продукта с резервуара. Включение режима «*Сканирование по плотности*» в процессе налива невозможно. По истечении «*Времени усреднения*», если уровень изменился на величину большую, чем «*Уровень отклонения*», система записывает в память текущий уровень, запускает отсчет «*Времени усреднения*» и сравнивает записанный уровень с текущим. Цикл завершается, когда изменение уровня за «*Времени усреднения*» меньше «*Уровня отклонения*», это означает, что операция налива/слива завершилась и система переходит в режим «*Сканирование по плотности*». Результаты измерения сохраняются в память и могут быть просмотрены на вкладке «*Плотность*».

А.9 Автоматическое включение режима «*Охлаждение датчика*»

Режим «*Охлаждение датчика*» используется для охлаждения датчика при работе преимущественно на мазуте.

Для включения и настройки режима «*Охлаждение датчика*» необходимо зайти на вкладку «*Коэфф. резервуара*» и установить флажок «*Включить охлаждение датчика*» (Рисунок А.5).

При превышении температуры, указанной в коэффициенте «*Темп. начала охл., оС*» плотномер перемещается на «*Расстояние до верха, мм*» и ожидает там «*Время охлаждения, мин*».

Установка других режимов работы устройства измерения невозможна, пока температура плотномера не станет меньше «*Темп. начала охл., оС*»

А.10 Автоматическое включение режима «*Нагрев датчика*»

Режим предназначен для нормальной работы измерительных устройств, установленных на резервуарах с дизельным топливом при температуре ниже «*минус*» 20 °С (по показаниям термодатчика плотномера).

Для включения и настройки режима «*Нагрев датчика*» необходимо зайти на вкладку «*Коэфф. резервуара*» и поставить флажок «*Включить нагрев датчика*» (Рисунок А.5).

- *Коэф.удержания плотн. вверху при нач. выст.* – Куд. Время нахождения плотномера в зоне обогрева (максимальное верхнее положение) на этапе начальной выставки в зависимости от температуры дизельного топлива рассчитывается в зависимости от температуры топлива:
 - $t < -20^{\circ}\text{C}$ Время нахождение = 10 минут * Куд
 - $t < -30^{\circ}\text{C}$ Время нахождение = 30 минут * Куд
 - $t < -40^{\circ}\text{C}$ Время нахождение = 40 минут * Куд
- *Отсутствие ФАПЧ, мин.* – Если ошибка «Нет ФАПЧ» активна дольше, чем данный коэффициент, то плотномер поднимается в зону обогрева и выдерживается время, в зависимости от температуры и «*Коэф.удержания плотн. вверху при нач. выст.*». Даже если в процессе обогрева ФАПЧ появился – плотномер остается в «гаражном положении» рассчитанное время.

Приложение Б

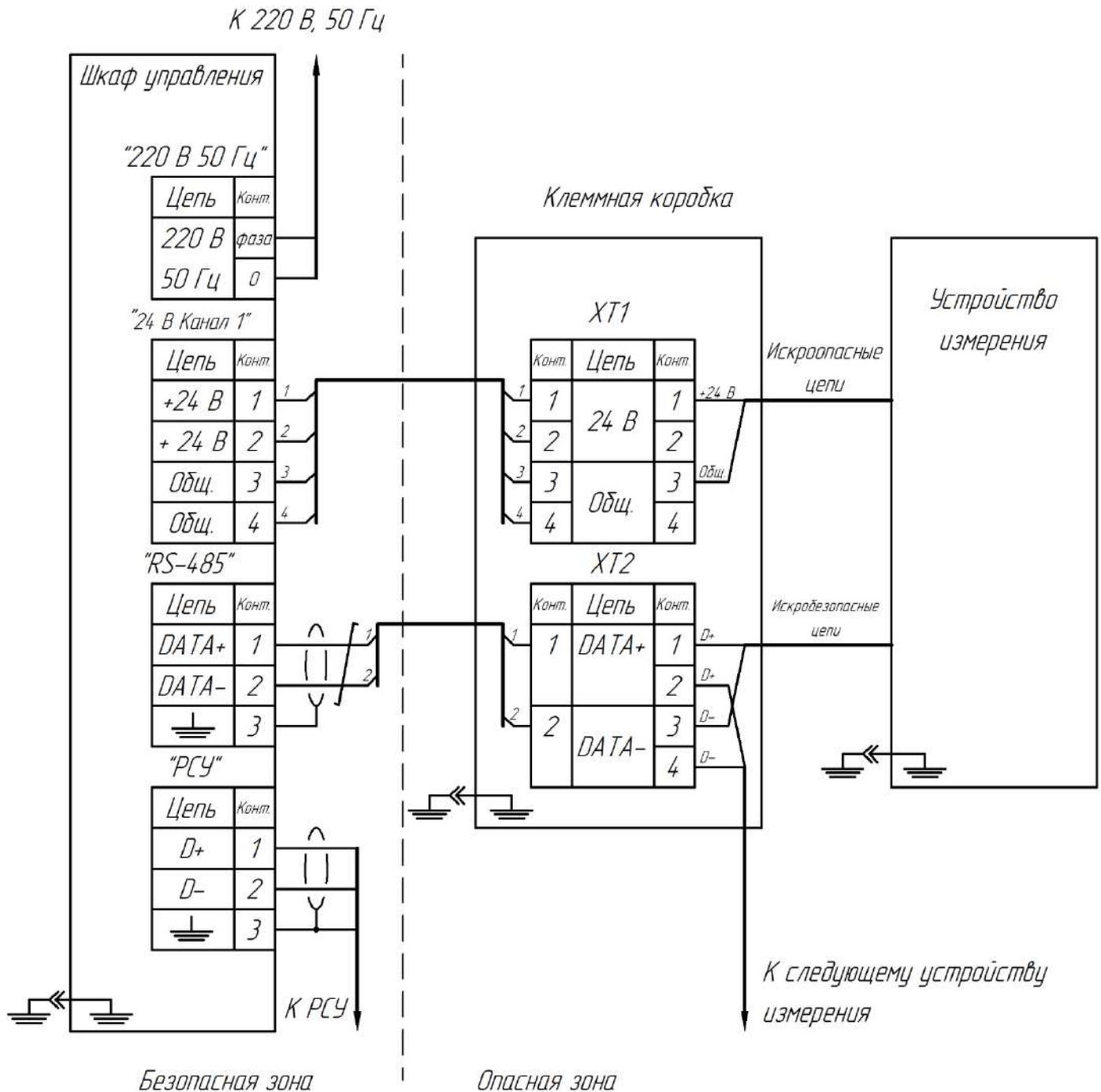


Рисунок Б.1 Схема электрическая соединений одного канала системы

Рекомендуемые типы кабелей:

- для информационных цепей - МКЭШв 1x2x0,5;
- для силовой цепи - КВВГ 4xS (S=1мм² или 1,5мм², или 2,5мм² выбирается из условия обеспечения суммарного сопротивление жил «+24 В» и жил «Общ.» - не более 5 Ом).

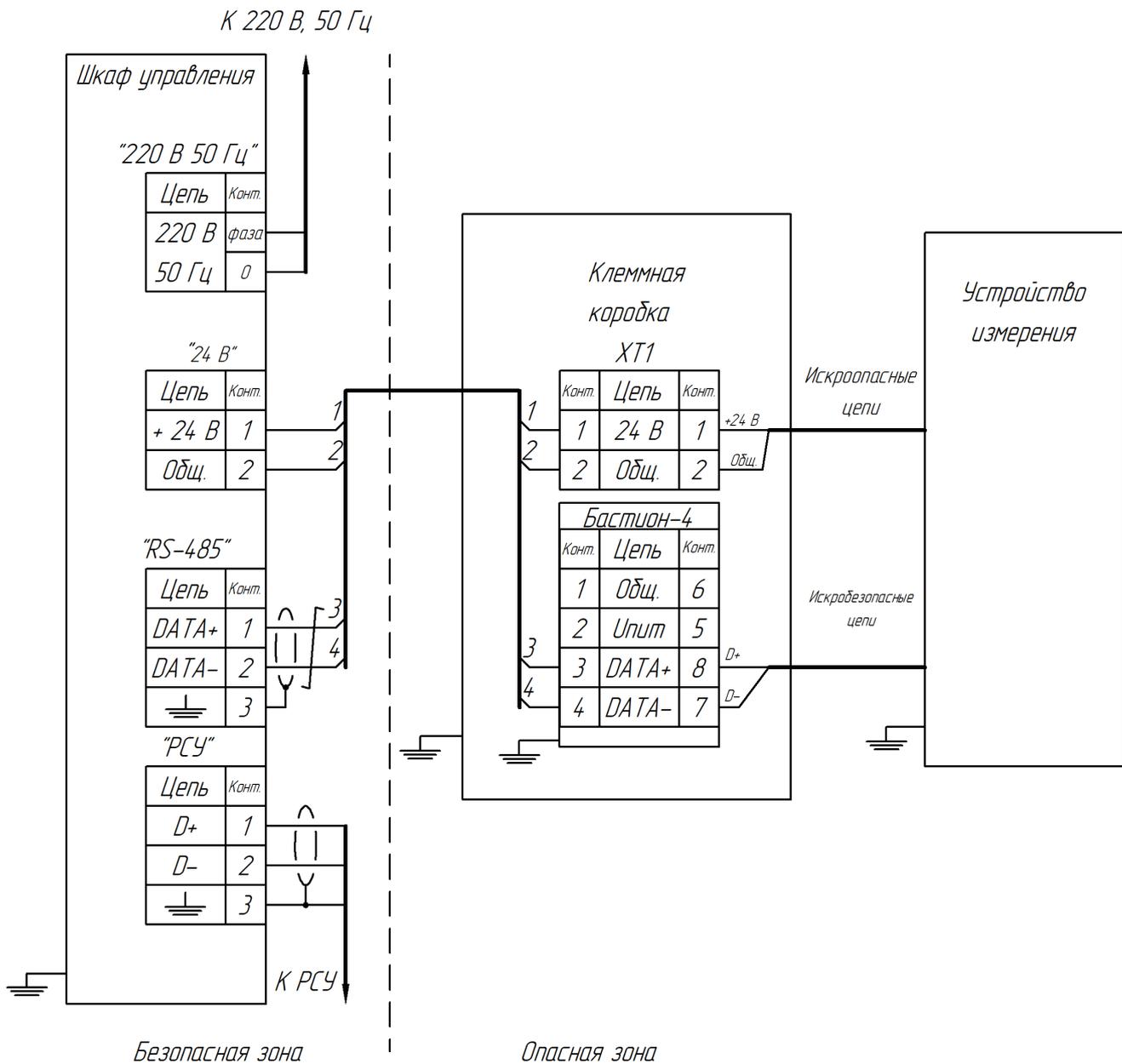


Рисунок Б.2 Схема электрическая соединений одного канала системы при использовании одного кабеля для подключения устройства измерения.

Приложение В

В.1 Метод измерений

В.1.1 Измерения массы жидкого продукта выполняют косвенным методом статических измерений с применением системы СИМОН-2М, в которой производится преобразование измеряемых физических величин в электрические сигналы, их обработка и проведение необходимых вычислений с помощью встроенного ПО.

В.1.2 Массу жидкого продукта, не кипящего в нормальных условиях, измеряют при помощи системы СИМОН-2М-Н. Массу продукта, состоящего из СУГ, измеряют при помощи системы СИМОН-2М-С.

В.1.3 При применении косвенного метода статических измерений при измерении массы жидкого продукта:

В.1.4 Устанавливают в системе СИМОН-2М значение базовой высоты в соответствии с градуировочной таблицей резервуара, в котором проводятся измерения.

В.1.5 Уровень подтоварной воды в резервуаре измеряют с помощью системы СИМОН-2М с использованием измерительного канала уровня подтоварной воды.

В.1.6 Объем подтоварной воды в резервуаре определяют по градуировочной таблице на резервуар, занесенной в память встроенного ПО системы СИМОН-2М, используя результаты измерения уровня подтоварной воды в резервуаре.

В.1.7 Уровень жидкости в резервуаре измеряют с помощью системы СИМОН-2М, с использованием измерительного канала уровня жидкости.

В.1.8 Объем жидкости в резервуаре определяют по градуировочной таблице на резервуар, занесенной в память встроенного ПО системы СИМОН-2М, используя результаты измерения уровня жидкости в резервуаре.

В.1.9 Объем жидкого продукта в резервуаре определяют вычитанием из объема жидкости объема подтоварной воды.

В.1.10 Объем жидкого продукта в резервуаре приводят к температуре жидкого продукта в резервуаре.

В.1.11 Погрешность измерения объема $\pm 0,5\%$ обеспечивается при уровне нефтепродукта более 270 мм) при погрешности измерения уровня ± 1 мм) и – 790 мм (при погрешности измерения уровня ± 3 мм).

В.1.12 Плотность жидкого продукта, измеряют с помощью системы СИМОН-2М с использованием измерительного канала плотности.

В.1.13 Температуру жидкого продукта в резервуаре измеряют с помощью системы СИМОН-2М с использованием измерительного канала температуры.

В.1.14 При проведении учетных операций массу принимаемого или отпускаемого жидкого продукта определяют:

- при отпуске продукта из резервуара: по результатам измерений массы продукта m_i до отпуски из резервуара и массы продукта m_{i+1} после отпуски из резервуара;
- при приеме продукта в резервуар: по результатам измерений массы продукта m_{i+1} до приема в резервуар и массы продукта m_i после приема в резервуар.

В.2 Требования безопасности и охраны окружающей среды

В.2.1 При выполнении работ должны соблюдаться требования следующих нормативных документов:

- в области охраны труда и промышленной безопасности:*
 - Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ;
 - Правил организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
 - Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности по;
- в области пожарной безопасности:*
 - Федерального закона Российской Федерации «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ;
 - Правил противопожарного режима в Российской Федерации по;
- в области охраны окружающей среды:*
 - Федерального закона «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ и других действующих законодательных актов на территории Российской Федерации;
 - Федерального закона «Об охране атмосферного воздуха» от 4.05.1999 г. № 96-ФЗ и других действующих законодательных актов на территории РФ;
- в области соблюдения безопасности эксплуатации электроустановок*
 - Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок по;
 - Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.

В.2.2 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

В.2.3 Площадка около резервуара должна содержаться в чистоте, без следов жидкого продукта и оборудована первичными средствами пожаротушения в соответствии с ОСТ 39.107. Не допускается выбросов и выделение нефтепродукта в окружающую среду.

В.2.4 Для освещения в темное время суток применяют переносные светильники во взрывозащищенном исполнении (напряжение питания не более 12 В).

В.2.5 Электрооборудование (средства измерений и технические средства), применяемое при выполнении измерений, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении, соответствующему классу взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9 места применения, отвечать требованиям ГОСТ 31610.20-1, ГОСТ 31610.0, иметь сертификат соответствия техническому регламенту Таможенного Союза и заключение экспертизы промышленной безопасности.

В.2.6 Лица, выполняющие работы, должны использовать спецодежду: костюмы по ГОСТ 12.4.310, спецобувь по ГОСТ 12.4.137, строительную каску по ГОСТ 12.4.087, рукавицы по ГОСТ 12.4.010 и очки защитные по ГОСТ 12.4.253.

В.3 Требования к квалификации операторов

В.3.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и пригодные по состоянию здоровья, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 4-го разряда, изучившие настоящую Методику, эксплуатационную документацию на применяемые средства измерений и прошедшие инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004, по промышленной безопасности в соответствии с Постановлением правительства РФ от 25 октября 2019 г. №1365.

В.4 Условия измерений

В.4.1 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 45 °С
- давление окружающей среды от 84,0 до 106,7 кПа

- относительная влажность воздуха от 30 до 90 %
- избыточное давление в резервуаре, при измерении массы жидкой фазы продукта (СУГ) до 2,5 МПа

В.4.2 При применении рулетки, а также вспомогательных средств измерений, должны соблюдаться условия окружающей среды, указанные в эксплуатационных документах на данные средства измерений.

В.4.3 Измерения проводят при установившемся уровне жидкости.

В.4.4 Для обеспечения указанных в 4.1 настоящей методики пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкого продукта, принятой в резервуар или отпущенной из него, необходимо проверять условия:

- при приеме жидкого продукта в резервуар с уровня жидкости $H_{i+1}^{жс}$, мм до уровня $H_i^{жс}$, мм:

$$H_i^{жс} \geq F * (H_{i+1}^{жс} - H_{i+1}^B) + H_i^B, \quad (B.1)$$

- при отпуске жидкого продукта из резервуара с уровня $H_i^{жс}$, мм до уровня $H_{i+1}^{жс}$, мм:

$$H_i^{жс} \leq M * (H_i^{жс} - H_i^B) + H_{i+1}^B. \quad (B.2)$$

Примечания

1) Формула (B.1) регламентирует ориентировочную высоту уровня принятого жидкого продукта в резервуар.

2) Формула (B.2) регламентирует ориентировочную высоту уровня отпущенного из резервуара жидкого продукта.

Параметры F и M , вычисляются по формулам:

$$F = \frac{b}{a} + \sqrt{\left(\frac{b^2}{a^2} - 1\right) + \frac{(\Delta H_i^{жс})^2 + (\Delta H_{i+1}^{жс})^2 + (\Delta H_i^B)^2 + (\Delta H_{i+1}^B)^2}{a \cdot (H_{i+1}^{жс} - H_{i+1}^B)^2}} \cdot 10^4, \quad (B.3)$$

$$M = \frac{b}{a} - \sqrt{\left(\frac{b^2}{a^2} - 1\right) + \frac{(\Delta H_i^{жс})^2 + (\Delta H_{i+1}^{жс})^2 + (\Delta H_i^B)^2 + (\Delta H_{i+1}^B)^2}{a \cdot (H_i^{жс} - H_i^B)^2}} \cdot 10^4, \quad (B.4)$$

где $\Delta H_i^{жс}$, $\Delta H_{i+1}^{жс}$ – абсолютные погрешности измерений уровней жидкости, при помощи системы «СИМОН-2М», мм;

ΔH_i^B , ΔH_{i+1}^B – абсолютные погрешности измерений уровней подтоварной воды, при помощи системы «СИМОН-2М», мм;

a , b – параметры, вычисляемые по формулам:

$$a = \left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 - \delta_k^2 - \delta\rho^2 - \delta N^2, b = \left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 - \delta N^2$$

δm – пределы допускаемой относительной погрешности массы жидкого продукта, %;

δ_k – относительная погрешность определения вместимости резервуара, %;

$\delta\rho$ – относительная погрешность измерения плотности жидкого продукта, %;

$H_i^{\text{ж}}, H_{i+1}^{\text{жс}}$ – уровни жидкости, мм;

$H_i^{\text{в}}, H_{i+1}^{\text{в}}$ – уровни подтоварной воды, мм;

В.5 Подготовка к выполнению измерений

В.5.1 При подготовке к выполнению измерений проводят следующие операции:

В.5.2 Перед наливом (сливом) жидкого продукта проверяют исправность технологической обвязки и техническое состояние трубопроводов, запорной арматуры, отсутствие протечек и механических повреждений.

В.5.3 Проверяют целостность пломб и клейм на технологическом оборудовании и средствах измерения.

В.5.4 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений и актов ежегодного измерения базовой высоты резервуаров.

В.5.5 Проверяют работоспособность системы СИМОН-2М в соответствии с руководством по эксплуатации.

В.5.6 Перед проведением измерений обеспечивают отстой жидкого продуктов в резервуарах после заполнения или отгрузки продолжительностью не менее двух часов.

В.6 Выполнение измерений и обработка их результатов

Результаты измерений, результаты обработки измерений, а также результаты промежуточных вычислений, выполняемых по настоящей методике измерений, подлежат округлению. Требуемое число десятичных знаков приведено в таблице В.1.

Таблица В.1

Наименование параметра	Единица измерений	Число разрядов после запятой
Уровень	мм	1
Температура	°С	1
Плотность	кг/м ³	1
Масса жидкого продукта	т	3
Объем	м ³	3
Коэффициент объемного расширения жидкого продукта, 1/°С:	1/°С	
- промежуточный результат вычислений		8
- окончательный результат вычислений		6
Относительная погрешность	%	2
* Для промежуточных расчетов		
Примечание – Величины, не указанные в таблице, округляют до 7 знака после запятой.		

В.6.1 Вычисление объема жидкого продукта

В.6.1.1 Объем жидкого продукта в резервуаре $(V_0)_i$, м³, после приема его в резервуар или до отпуска его из резервуара, приведенный к температуре составления градуировочной таблицы, вычисляют по формуле:

$$(V_0)_i = V_i^{\text{ж}} - V_i^{\text{в}}, \quad (\text{В. 5})$$

где $V_i^{\text{ж}}$ – объем жидкости, определенный по градуировочной таблице резервуара, используя результат измерения уровня $H_i^{\text{ж}}$, м³;

$V_i^{\text{в}}$ – объем подтоварной воды, определенный по градуировочной таблице резервуара, используя результат измерения уровня $H_i^{\text{в}}$, м³.

В.6.1.2 Объем жидкого продукта в резервуаре $(V_0)_{i+1}$, м³, до приема его в резервуар или после отпуска его из резервуара, приведенный к температуре составления градуировочной таблицы, вычисляют по формуле:

$$(V_0)_{i+1} = V_{i+1}^{\text{ж}} - V_{i+1}^{\text{в}}, \quad (\text{В. 6})$$

где $V_{i+1}^{\text{ж}}$ – объем жидкости, определенный по градуировочной таблице резервуара, используя результат измерения уровня $H_{i+1}^{\text{ж}}$, м³;

$V_{i+1}^{\text{в}}$ – объем подтоварной воды, определенный по градуировочной таблице резервуара, используя результат измерения уровня $H_{i+1}^{\text{в}}$, м³.

В.6.1.3 Объем жидкого продукта в резервуаре (V_0), м³, при снятии остатков, приведенный к температуре составления градуировочной таблицы, вычисляют по формуле:

$$V_0 = V^{\text{ж}} - V^{\text{в}}, \quad (\text{В. 7})$$

где $V^{\text{ж}}$ – объем жидкости, определенный по градуировочной таблице резервуара, используя результат измерения уровня $H^{\text{ж}}$, м³;

$V^{\text{в}}$ – объем подтоварной воды, определенный по градуировочной таблице резервуара, используя результат измерения уровня $H^{\text{в}}$, м³.

В.6.1.4 Объем жидкого продукта в резервуаре $V(t)_i$, м³, после приема его в резервуар или до отпуска его из резервуара, приведенный к температуре жидкого продукта в резервуаре $T_{v,i}$, °С, вычисляют по формулам:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических

$$V(t)_i = (V_0)_i \cdot \{1 + (2 \cdot \alpha_{cm}) \cdot [(T_{cm})_i - 20]\}, \quad (\text{В. 8})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических

$$V(t)_i = (V_0)_i \cdot \{1 + (3 \cdot \alpha_{cm}) \cdot [(T_{cm})_i - 20]\}; \quad (\text{В. 9})$$

где $(V_0)_i$ – объем жидкого продукта, вычисляемый по формуле (4), м³;

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

$(T_{cm})_i$ – температура стенки резервуара, значение которого принимают равным значению температуры жидкого продукта в резервуаре $T_{v,i}$, °С.

В.6.1.5 Объем жидкого продукта в резервуаре $V(t)_{i+1}$, м³, до приема его в резервуар или после отпуска его из резервуара, приведенный к температуре жидкого продукта в резервуаре $T_{v,i}$, °С, вычисляют по формулам:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических:

$$V(t)_{i+1} = (V_0)_{i+1} \cdot \{1 + (2 \cdot \alpha_{cm}) \cdot [(T_{cm})_{i+1} - 20]\}, \quad (\text{В. 10})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических:

$$V(t)_{i+1} = (V_0)_{i+1} \cdot \{1 + (3 \cdot \alpha_{cm}) \cdot [(T_{cm})_{i+1} - 20]\}, \quad (\text{В. 11})$$

где $(V_0)_{i+1}$ – объем жидкого продукта, вычисляемый по формуле (5), м³;

$(T_{cm})_{i+1}$ – температура стенки резервуара, значение которого принимают равным значению температуры жидкого продукта в резервуаре $T_{v,i+1}$, °С.

В.6.1.6 Объем жидкого продукта в резервуаре $V(t)$, м³, при снятии остатков, приведенный к температуре жидкого продукта в резервуаре T_v , вычисляют по формулам:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических:

$$V(t) = (V_0) \cdot \{1 + (2 \cdot \alpha_{cm}) \cdot [(T_{cm}) - 20]\}, \quad (\text{В. 12})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических:

$$V(t) = (V_0) \cdot \{1 + (3 \cdot \alpha_{cm}) \cdot [(T_{cm}) - 20]\}; \quad (\text{В. 13})$$

где (V_0) – объем жидкого продукта, вычисляемый по формуле (6), м³

(T_{cm}) – температура стенки резервуара, значение которого принимают равным значению температуры жидкого продукта в резервуаре T_v , °С.

В.6.2 Измерение плотности жидкого продукта

В.6.2.1 Плотность жидкого продукта, измеряют на трех уровнях:

- верхний - на 250 мм ниже поверхности жидкого продукта;
- средний - с середины высота столба жидкого продукта;
- нижний - на 250 мм выше уровня подтоварной воды (при наличии), или на 250 мм выше днища резервуара.

В.6.2.2 Плотность жидкого продукта после приема в резервуар или до отпуска из резервуара $(\rho_v)_i$, кг/м³, вычисляют по формуле:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических

$$(\rho_v)_i = \frac{(\rho_B)_i + 3 \cdot (\rho_C)_i + (\rho_H)_i}{5}; \quad (B.14)$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических и сферических:

$$(\rho_v)_i = \frac{(\rho_B)_i + 6 \cdot (\rho_C)_i + (\rho_H)_i}{8}; \quad (B.15)$$

где $(\rho_B)_i$ - плотность жидкого продукта, измеренная на верхнем уровне, кг/м³;

$(\rho_C)_i$ - плотность жидкого продукта, измеренная на среднем уровне, кг/м³;

$(\rho_H)_i$ - плотность жидкого продукта, измеренная на нижнем уровне, кг/м³.

В.6.2.3 Плотность жидкого продукта до приема в резервуар или после отпуска из резервуара $(\rho_v)_i$, кг/м³, вычисляют по формуле:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических

$$(\rho_v)_{i+1} = \frac{(\rho_B)_{i+1} + 3 \cdot (\rho_C)_{i+1} + (\rho_H)_{i+1}}{5}; \quad (B.16)$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических и сферических:

$$(\rho_v)_{i+1} = \frac{(\rho_B)_{i+1} + 6 \cdot (\rho_C)_{i+1} + (\rho_H)_{i+1}}{8}; \quad (B.17)$$

где $(\rho_B)_{i+1}$ - плотность жидкого продукта, измеренная на верхнем уровне, кг/м³;

$(\rho_C)_{i+1}$ - плотность жидкого продукта, измеренная на среднем уровне, кг/м³;

$(\rho_H)_{i+1}$ - плотность жидкого продукта, измеренная на нижнем уровне, кг/м³.

В.6.2.4 Плотность жидкого продукта при снятии остатков ρ_v , кг/м³, вычисляют по формуле:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических

$$\rho_v = \frac{\rho_B + 3 \cdot \rho_C + \rho_H}{5}; \quad (\text{В. 18})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических и сферических:

$$\rho_v = \frac{\rho_B + 6 \cdot \rho_C + \rho_H}{8}; \quad (\text{В. 19})$$

где ρ_B - плотность жидкого продукта, измеренная на верхнем уровне, кг/м³;
 ρ_C - плотность жидкого продукта, измеренная на среднем уровне, кг/м³;
 ρ_H - плотность жидкого продукта, измеренная на нижнем уровне, кг/м³.

В.6.3 Измерение температуры жидкого продукта

В.6.3.1 Температуру жидкого продукта, измеряют на трех уровнях:

- верхний - на 250 мм ниже поверхности жидкого продукта;
- средний - с середины высота столба жидкого продукта;
- нижний - на 250 мм выше уровня подтоварной воды (при наличии), или на 250 мм выше днища резервуара.

В.6.3.2 Температуру жидкого продукта после приема в резервуар или до отпуска из резервуара $T_{v,i}$, °С, вычисляют по формуле:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических:

$$T_{v,i} = \frac{(T_B)_i + 3 \cdot (T_C)_i + (T_H)_i}{5}, \quad (\text{В. 20})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических и сферических:

$$T_{v,i} = \frac{(T_B)_i + 6 \cdot (T_C)_i + (T_H)_i}{8}, \quad (\text{В. 21})$$

где $(T_B)_i$ - температура жидкого продукта, измеренная на верхнем уровне, °С;
 $(T_C)_i$ - температура жидкого продукта, измеренная на среднем уровне, °С;
 $(T_H)_i$ - температура жидкого продукта, измеренная на нижнем уровне, °С.

В.6.3.3 Температуру жидкого продукта до приема в резервуар или после отпуска из резервуара $T_{v,i+1}$, °С, вычисляют по формуле:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических

$$T_{v,i+1} = \frac{(T_B)_{i+1} + 3 \cdot (T_C)_{i+1} + (T_H)_{i+1}}{5}, \quad (\text{В. 22})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических и сферических

$$T_{v,i+1} = \frac{(T_B)_{i+1} + 6 \cdot (T_C)_{i+1} + (T_H)_{i+1}}{8}, \quad (\text{В. 23})$$

где $(T_B)_i$ - температура жидкого продукта, измеренная на верхнем уровне, °С;
 $(T_C)_i$ - температура жидкого продукта, измеренная на среднем уровне, °С;

$(T_H)_i$ - температура жидкого продукта, измеренная на нижнем уровне, °С.

В.6.3.4 Температуру жидкого продукта при снятии остатков T_v , °С, вычисляют по формуле:

- для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических

$$T_v = \frac{T_B + 3 \cdot T_C + T_H}{5}, \quad (\text{В. 24})$$

- для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических и сферических

$$T_v = \frac{T_B + 6 \cdot T_C + T_H}{8}, \quad (\text{В. 25})$$

где T_B - температура жидкого продукта, измеренная на верхнем уровне, °С;

T_C - температура жидкого продукта, измеренная на среднем уровне, °С;

T_H - температура жидкого продукта, измеренная на нижнем уровне, °С.

В.6.4 Вычисление массы жидкого продукта

В.6.4.1 Массу жидкого продукта в резервуаре m_i , т, после приема его в резервуар или до отпуски его из резервуара, вычисляют по формуле:

$$m_i = (\rho_v)_i \cdot V(t)_i \cdot 10^{-3}, \quad (\text{В. 26})$$

где $(\rho_v)_i$ – плотность жидкого продукта кг/м³;

$V(t)_i$ – объем жидкого продукта, м³.

В.6.4.2 Массу жидкого продукта в резервуаре m_{i+1} , т, до приема его в резервуар или после отпуски его из резервуара, вычисляют по формуле:

$$m_{i+1} = (\rho_v)_{i+1} \cdot V(t)_{i+1} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{В. 27})$$

где $(\rho_v)_{i+1}$ – плотность жидкого продукта, кг/м³;

$V(t)_{i+1}$ – объем жидкого продукта, м³.

В.6.4.3 Массу жидкого продукта в резервуаре m , т, при снятии остатков, вычисляют по формуле:

$$m_i = \rho_v \cdot V(t) \cdot 10^{-3}, \quad (\text{В. 28})$$

В.6.4.4 Массу жидкого продукта m , т, принятого в резервуар или отпущенного из резервуара, при проведении учетной операции, вычисляют по формуле:

$$m = m_i - m_{i+1}, \quad (\text{В. 29})$$

В.6.5 Определение относительной погрешности измерений массы и объема жидкого продукта

В.6.5.1 Относительную погрешность измерений массы жидкого продукта при проведении учетных операций δ_m , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{m_i}{m}\right)^2 \cdot A_i^2 + \left(\frac{m_{i+1}}{m}\right)^2 \cdot A_{i+1}^2 + (\delta N)^2}, \quad (\text{В. 30})$$

где m_i – масса жидкого продукта после приема его в резервуар или до отпуска его из резервуара, т;

m_{i+1} – масса жидкого продукта до приема его в резервуар или после отпуска его из резервуара, т;

m – масса жидкого продукта, принятого в резервуар или отпущенного из резервуара, т;

$$A_i = \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H_i \cdot K_{\phi i})^2 + \delta \rho_i^2 + (s \cdot \alpha_{cm} \cdot 10^2 \cdot (\Delta T_{cm})_i)^2}$$

$$A_{i+1} = \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H_{i+1} \cdot K_{\phi i+1})^2 + \delta \rho_{i+1}^2 + (s \cdot \alpha_{cm} \cdot 10^2 \cdot (\Delta T_{cm})_{i+1})^2}$$

δK – относительная погрешность определения вместимости резервуара, %;

$\delta H_i, \delta H_{i+1}$ – относительные погрешности измерений уровня жидкого продукта, %, вычисляемые по формулам:

$$\delta H_i = \frac{\sqrt{(\Delta H_i^{\text{жс}})^2 + (\Delta H_i^{\text{в}})^2}}{H_i^{\text{жс}} - H_i^{\text{в}}} \cdot 100;$$

$$\delta H_{i+1} = \frac{\sqrt{(\Delta H_{i+1}^{\text{жс}})^2 + (\Delta H_{i+1}^{\text{в}})^2}}{H_{i+1}^{\text{жс}} - H_{i+1}^{\text{в}}} \cdot 100; \quad (\text{В. 31})$$

где $\Delta H_i^{\text{жс}}, \Delta H_{i+1}^{\text{жс}}, \Delta H_i^{\text{в}}, \Delta H_{i+1}^{\text{в}}$ – абсолютные погрешности измерений уровней жидкости и подтоварной воды в резервуарах, при помощи системы «СИМОН-2М», мм;

K_{ϕ} – коэффициент, учитывающий геометрическую форму резервуара, вычисляемый по формулам:

$$K_{\phi i} = \frac{\Delta V_{i.\text{нап}} \cdot H_i^{\text{жс}}}{V_i^{\text{жс}}}, K_{\phi i+1} = \frac{\Delta V_{i+1.\text{нап}} \cdot H_{i+1}^{\text{жс}}}{V_{i+1}^{\text{жс}}}, \quad (\text{В. 32})$$

где $\Delta V_{i.\text{нап}}, \Delta V_{i+1.\text{нап}}$ – объем жидкости, приходящийся на 1 мм наполнения резервуаров на уровне жидкости $H_i^{\text{жс}}, H_{i+1}^{\text{жс}}$, м³/мм, определяемый по градуировочной таблице;

$V_i^{\text{жс}}, V_{i+1}^{\text{жс}}$ – объем жидкости в резервуаре на уровне H_i, H_{i+1} , м³;

$\delta \rho_i, \delta \rho_{i+1}$ – относительные погрешности измерений плотностей жидкого продукта, %, вычисляемые по формулам:

$$\delta \rho_i = \frac{\Delta \rho_i}{(\rho_v)_i} \cdot 100, \delta \rho_{i+1} = \frac{\Delta \rho_{i+1}}{(\rho_v)_{i+1}} \cdot 100, \quad (\text{В. 33})$$

где $\Delta\rho_i, \Delta\rho_{i+1}$, – абсолютные погрешности измерений плотности жидкого продукта, кг/м³;

$(\Delta T_{cm})_i, (\Delta T_{cm})_{i+1}$ – абсолютные погрешности измерений температур стенки резервуара, принимаемые равными абсолютным погрешностям измерений температур жидкого продукта в резервуаре, °С;

s – коэффициент, значение которого принимают равным 2 для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических и сферических, равным 3 для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических;

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

δN – пределы допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений, равные 0,05 %.

В.6.5.2 Относительную погрешность измерений массы жидкого продукта при снятии остатков жидкого продукта δm , %, вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H \cdot K_\phi)^2 + \delta \rho^2 + (s \cdot \alpha_{cm} \cdot 10^2 \cdot \Delta T_{cm})^2 + (\delta N)^2}, \quad (\text{B. 34})$$

где δK – относительная погрешность определения вместимости резервуара, на уровне налива %;

K_ϕ – коэффициент, учитывающий геометрическую форму резервуара, вычисляемый по формуле:

$$K_\phi = \frac{\Delta V_{\text{налп}} \cdot H}{V^{\text{жс}}}, \quad (\text{B. 35})$$

где $\Delta V_{\text{налп}}$ – объем жидкости, приходящийся на 1 мм наполнения резервуаров на уровне жидкости H , м³/мм, определяемый по градуировочной таблице;

$V^{\text{жс}}$ – объем жидкости в резервуаре на уровне H , м³;

δH – относительная погрешность измерений уровня жидкого продукта, %, вычисляемая по формуле:

$$\delta H = \frac{\sqrt{(\Delta H^{\text{жс}})^2 + (\Delta H^{\text{в}})^2}}{H^{\text{жс}} - H^{\text{в}}} \cdot 100, \quad (\text{B. 36})$$

где $\Delta H^{\text{жс}}, \Delta H^{\text{в}}$ – абсолютные погрешности измерений уровней жидкости и подтоварной воды в резервуарах, при помощи системы СИМОН-2М, мм;

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности жидкого продукта, %, вычисляемая по формуле:

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_v} \cdot 100, \quad (\text{B. 37})$$

где $\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности жидкого продукта, кг/м³;

ΔT_{cm} – абсолютная погрешность измерений температуры стенки резервуара, принимаемая равной абсолютной погрешности измерений температуры жидкого продукта в резервуаре, °С;

s – коэффициент, значение которого принимают равным 2 для резервуаров стальных вертикальных цилиндрических и сферических, равным 3 для резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических;

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

δN – пределы допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений, равные 0,05 %.

В.6.5.3 Относительную погрешность измерений объема жидкого продукта при температуре, соответствующей градуировке, δV , %, вычисляют по формуле:

$$\delta V = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H \cdot K_\phi)^2 + (\delta N)^2}. \quad (\text{В. 38})$$

В.6.5.4 Относительную погрешность измерений объема жидкого продукта приведенного к температуре жидкого продукта в резервуаре, $\delta V(t)$, %, вычисляют по формуле:

$$\delta V(t) = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H \cdot K_\phi)^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot (\Delta T_v)^2 + (\delta N)^2}. \quad (\text{В. 39})$$

В.6.5.5 Пример расчета массы жидкого продукта в резервуарах стальных вертикальных цилиндрических при проведении учетной операции, а также оценка пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы и объема жидкого продукта приведен в Приложении Г.

В.6.5.6 Пример расчета массы жидкого продукта в резервуарах стальных горизонтальных цилиндрических при проведении учетной операции, а также оценка пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы и объема жидкого продукта приведен в Приложении Д.

В.7 Выполнение измерений и обработка их результатов в автоматическом режиме

В.7.1 Измерение уровня жидкого продукта, уровня подтоварной воды, температуры и плотности жидкого продукта, вычисление объема жидкого продукта, а также вычисление массы нефтепродуктов может быть выполнено системой «СИМОН-2М» в автоматическом режиме путем реализации алгоритмов, приведенных в п.В.6.1 – В.6.4 Приложения В.

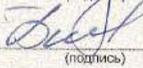
В.7.2 В процессе эксплуатации по запросу оператора изделие «СИМОН-2М» представляет измерительную информацию на дисплей и, при необходимости, на внешнее устройство ее приема, хранения и отображения.

В.8 Контроль погрешности результатов измерений

В.8.1 Средства измерений, применяемые при измерениях, должны иметь свидетельства об утверждении типа.

В.8.2 Средства измерений должны быть утверждены в соответствии с приказом Минпромторга РФ от 28 августа 2020г №2905, внесены в ФИФ по ОЕИ средств измерений (СИ), поверены в соответствии с приказом Минпромторга РФ от 31 июля 2020г №2510 и иметь действующие свидетельства о поверке.

Приложение Г
(обязательное)

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
	СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ
№ ЕАЭС <u>RU C-RU.HB82.B.00233/23</u>	
Серия RU № 0429038	
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью «Испытательный центр оборудования для взрывоопасных сред ЛАБ-Ех». Место нахождения: 140143, РОССИЯ, Московская обл., г.о. Раменский, дп Родники, ул. Трудовая, д. 11, ком. 103, 113, 114. Адрес места осуществления деятельности: 140121, РОССИЯ, Московская область, Раменский район, город Раменское, рабочий поселок Ильинский, улица Пролетарская, дом 49, этаж 1, помещения 1 и 2. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.11HB82. Дата решения об аккредитации: 16.09.2020. Телефон/факс: +7 9261628702, адрес электронной почты: Lab-Ex@bk.ru</p>	
<p>ЗАЯВИТЕЛЬ Закрытое акционерное общество "АВИАТЕХ". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 607221, Россия, Нижегородская область, город Арзамас, улица Льва Толстого, дом 14. Основной государственный регистрационный номер 1025201337182. Телефон: +78314763666; Адрес электронной почты: avia-tech@inbox.ru.</p>	
<p>ИЗГОТОВИТЕЛЬ Закрытое акционерное общество "АВИАТЕХ". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 607221, Россия, Нижегородская область, город Арзамас, улица Льва Толстого, дом 14.</p>	
<p>ПРОДУКЦИЯ Система измерения массы и объема нефтепродуктов СИМОН-2М в составе: Устройство измерения с маркировкой взрывозащиты IEx d ia IIВ Т5 Gb, Плотномер ПЛОТ-3Б-2 с маркировкой взрывозащиты 0Ex ia IIВ Т5 Ga, Шкаф управления с маркировкой взрывозащиты [Ex ia Ga] IIВ. Продукция изготовлена в соответствии с Техническими условиями АУТП.407625.003ТУ. Серийный выпуск.</p>	
<p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9026 802000</p>	
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011).</p>	
<p>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 554/23 от 11.10.2023 года, выданного Испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «Испытательный центр оборудования для взрывоопасных сред ЛАБ-Ех» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.210B18). Акта анализа состояния производства №246/ТРТС/РА от 18.07.2023, выданного ОС ООО «Испытательный центр оборудования для взрывоопасных сред ЛАБ-Ех» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.11HB82) эксперты, подписавшие акт анализа состояния производства - Шатило Алексей Николаевич, Буров Юрий Владимирович. Документов, представленных заявителем в качестве доказательства соответствия продукции требованиям технического регламента ТР ТС 012/2011, согласно приложению бланк №0984359. Схема сертификации: 1с.</p>	
<p>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, указаны в приложении бланк №0984358. Условия и сроки хранения, назначенный срок службы согласно сопроводительной технической документации изготовителя. Сертификат соответствия распространяется на продукцию, изготовленную с даты изготовления отобранных образцов (проб) продукции, прошедших исследования (испытания) и измерения, указанную в акте(ах) отбора: №246/ТРТС/ОТБ от 18.07.2023. Описание конструкции и средств обеспечения взрывозащиты, специальные условия применения, а также иная информация, идентифицирующая продукцию, согласно приложению бланки №№0984358, 0984359.</p>	
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 19.10.2023 ПО 18.10.2028</p>	
<p>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>	
	<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации</p> <p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>
 (подпись)	<p>Хлопин Станислав Юрьевич (Ф.И.О.)</p>
 (подпись)	<p>М.П. Белов Сергей Александрович (Ф.И.О.)</p>
	
<small>АО «Оценки», Москва, 2020 г. «В» Т3 № 334</small>	

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

СЕРТИФИКАТ

об утверждении типа средств измерений
№ 93632-24

Срок действия утверждения типа до 30 октября 2029 г.

НАИМЕНОВАНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Системы измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуарах СИМОН-2М

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Акционерное общество "Авиатех" (АО "Авиатех"), г. Арзамас, Нижегородская обл.

ПРАВООБЛАДАТЕЛЬ
Акционерное общество "Авиатех" (АО "Авиатех"), г. Арзамас, Нижегородская обл.

КОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА
ОС

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 1670-7-2024

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 октября 2024 г. N 2578.

Заместитель Руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП,
хранится в системе электронного документооборота
Федерального агентства по техническому регулированию и
метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525883502D7A69D9FC03064C2A
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р.Лазаренко

«31» октября 2024 г.

