



СЕРТИФИКАТ

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

PATTERN APPROVAL CERTIFICATE
OF MEASURING INSTRUMENTS



НОМЕР СЕРТИФИКАТА:
CERTIFICATE NUMBER:

11777

ДЕЙСТВИТЕЛЕН ДО:
VALID TILL:

31 мая 2023 г.

Настоящий сертификат удостоверяет, что на основании положительных результатов государственных испытаний утвержден тип средств измерений

"Системы измерительные информационные Tankvision",

изготовитель - фирма "Endress+Hauser SE+Co.KG", Германия (DE),

который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под номером **РБ 03 23 2761 18** и допущен к применению в Республике Беларусь с 31 мая 2018 г.

Описание типа средств измерений приведено в приложении и является неотъемлемой частью настоящего сертификата.

Председатель комитета



В.В.Назаренко

31 мая 2018 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



Системы измерительные информационные Tankvision	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>РБ 03 232761 18</u>
---	--

Выпускают по технической документации фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия

Назначение и область применения

Системы измерительные информационные Tankvision (далее – системы) предназначены для измерения уровня, температуры, давления, уровня подтоварной воды и вычисления объема, плотности и массы нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, в т. ч. хранящихся под давлением (сжиженных углеводородных газов (СУГ), широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов), находящихся в резервуарах хранения при коммерческом учете и внутрихозяйственном учете.

Основная область применения – резервуарные парки нефтебаз, нефтегазоперерабатывающих и химических производств, предприятия энергетики, системы учета, контроля и автоматического управления технологическими процессами и операциями приемки и отпуска нефтепродуктов в различных отраслях хозяйственной деятельности.

Описание

Системы состоят из первичных преобразователей уровня, давления и температуры, монтируемых на резервуаре и вторичных устройств коммуникации:

- сканеров резервуарного парка NXA820;
- концентраторов данных NXA821;
- передатчиков данных для систем управления верхнего уровня NXA822.

Принцип действия систем основан на получении от первичных преобразователей информации об измеренных значениях уровня продукта, уровня подтоварной воды, точечной температуры, гидростатического давления и давления паров продукта.

Измеренные значения, представленные в цифровом формате, поступают на вторичные устройства коммуникации NXA820/NXA821/NXA822 с последующей обработкой данных при помощи встроенного программного обеспечения Tankvision и передачей данных для систем управления верхнего уровня и отображения на ПК.



Объем нефтепродуктов рассчитывается на основании измеренного значения уровня продукта по калибровочной таблице резервуара. Масса вычисляется исходя из вычисленного значения объема и вычисленного либо измеренного значения плотности. Объем и плотность продукта, приведенного к стандартной температуре вычисляется на основе измеренной температуры, свойств продукта и измеренной либо введенной плотности. Системы обеспечивают расчет компенсаций температурной деформации резервуара и поправки для плавающей крыши.

Калибровочные таблицы резервуаров, на которых установлены системы, должны быть выполнены согласно по ГОСТ 8.346-2000 «ГСОЕИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки» и ГОСТ 8.570-2000 «ГСОЕИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Плотность нефтепродуктов измеряется уровнемером Proservo NMS 5/7 (РБ 03 01 2004) фирмы «Endress+Hauser Yamanashi», Япония, определяется в лаборатории по результатам физико-химического анализа нефтепродуктов или рассчитывается по результатам измерения гидростатического давления и уровня продукта в резервуаре.

В качестве первичных преобразователей уровня для измерения уровня используются следующие средства измерений:

- уровнемеры микроволновые Micropilot (РБ 03 07 0945) фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия. В системах, предназначенных для коммерческого учета, используются модификации с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения не более ± 1 мм;

- уровнемеры микроимпульсные Levelflex (РБ 03 01 2461) фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия. В системах, предназначенных для коммерческого учета, данные уровнемеры не используются;

- уровнемеры Proservo NMS 5/7 (РБ 03 01 2004) фирмы «Endress+Hauser Yamanashi», Япония.

В качестве первичных преобразователей уровня для измерения уровня подтоварной воды используются следующие средства измерений:

- уровнемеры Proservo NMS 5/7 фирмы (РБ 03 01 2004) «Endress+Hauser Yamanashi», Япония;

- = преобразователи температуры многозонные Prothermo фирмы «Endress+Hauser Yamanashi», Япония, с встроенным зондом подтоварной воды.

В качестве первичных преобразователей давления для измерения гидростатического давления продуктов используются следующие средства измерений:

- преобразователи дифференциального давления измерительные Deltabar (РБ 03 04 0179) фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия;

- преобразователи давления измерительные Cerabar (РБ 03 04 180) фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия.

В качестве первичных преобразователей давления для измерения давления газо-воздушной среды в незаполненной части резервуаров используются преобразователи давления измерительные Cerabar (РБ 03 04 180) фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия.

В качестве первичных преобразователей температуры используются следующие средства измерений:

- термопреобразователи сопротивления TPR100 (РБ 03 10 0274) фирмы «Endress+Hauser Wetzer GmbH+Co.KG», Германия;

- термопреобразователи сопротивления Omnidrad (РБ 03 10 5296) фирмы «Endress+Hauser Wetzer GmbH+Co.KG», Германия;

- преобразователи температуры многозонные Prothermo фирмы «Endress+Hauser Yamanashi», Япония, (состоящие из 2-16 термопреобразователей сопротивления Pt100).

Для безопасного электропитания первичных преобразователей уровня, давления и температуры могут использоваться вторичные полевые мониторы Tank Side Monitor NRF590 или NRF81.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знака поверки (клейма-наклейки) указаны в Приложении А.

Внешний вид систем представлен на рисунке 1.



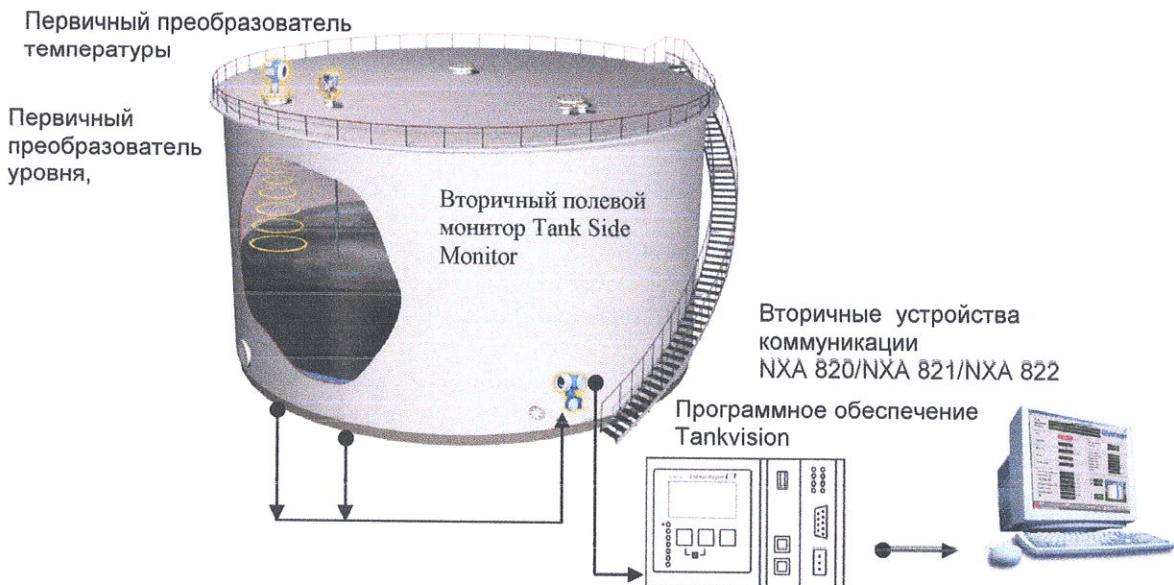


Рисунок 1 – Внешний вид систем измерительных информационных Tankvision

Основные технические и метрологические характеристики

Основные технические и метрологические характеристики систем представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики			
1	2			
Тип используемого первичного преобразователя уровня	Уровнемер Proservo NMS	Уровнемер микроволновой Micropilot	Уровнемер микроимпульсный Leveflex	Преобразователь температуры многозонный Prothermo с зондом подтоварной воды
1 Диапазон измерений уровня, мм	от 0 до 28000	от 0 до 40000	от 0 до 35000	-
2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня при первичной поверке, мм	$\pm 0,7^*$	$\pm 1^*; \pm 3$	$\pm 2; \pm 3$	-
3 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня после установки на резервуаре, мм	$\pm 4^{**}$	$\pm 4^{**}$	± 12	-
4 Диапазон измерений уровня подтоварной воды, мм	от 0 до 28000	-	-	от 0 до 1000 опция: от 0 до 2000
5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня подтоварной воды при первичной поверке, мм	$\pm 2,7$	-	-	± 2
6 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня подтоварной воды после установки на резервуаре, мм	± 12	-	-	± 12



Продолжение таблицы 1

1	2	3
Тип используемого первичного преобразователя давления	Преобразователь дифференциального давления измерительный Deltabar	Преобразователь давления измерительный Cerabar
7 Диапазон измерений гидростатического давления, МПа	от 0 до 0,3	от 0 до 0,3
8 Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении давления, %	±0,075	±0,15; опция: ±0,05
Тип используемого первичного преобразователя температуры	Термопреобразователь сопротивления TPR100	Преобразователь температуры многозонный Prothermo
9 Диапазон измерений температуры, °C	от -200 до 600	от -40 до 100
10 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры, °C	±(0,15 + 0,002 · t), где t – значение измеряемой температуры, °C	

* – используются в системах, предназначенных для коммерческого учета;
** – согласно СТБ 1624-2013;

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
1 Пределы допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, %	±0,1
2 Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 500 до 2000
3 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении плотности при использовании уровнемера Proservo, %	±1
4 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении плотности с использованием комбинированного гидростатического метода, %	±(δP + δH), где δP – пределы относительной погрешности первичного преобразователя давления, %; δH – пределы относительной погрешности при измерении уровня, %, в соответствии с СТБ 1624-2013
5 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти и нефтепродуктов при коммерческом учете, %	±0,65 при измерении массы продукта до 120 т; ±0,5 при измерении массы продукта более 120 т
6 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы продукта (измерение плотности гидростатическим методом), %	±1,1 · √δP ² + δK ² + (K _Ф - 1) · δH ² + δN ² , где δK – пределы относительной погрешности составления градуировочной таблицы резервуара, %; δN – пределы относительной погрешности устройства обработки информации, %; где K _Ф – коэффициент формы резервуара, определяемый геометрией резервуара



Продолжение таблицы 2

1	2
<p>7 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы продукта (измерение плотности уровнемером Proservo NMS или использование значений лабораторного измерения плотности), %</p>	$\pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (K_{\Phi} \cdot \delta H)^2 + G^2 \cdot (\delta p^2 + \beta \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2},$ <p>где δK – пределы относительной погрешности составления градуировочной таблицы резервуара, %;</p> <p>δN – пределы относительной погрешности устройства обработки информации, %;</p> <p>где K_{Φ} – коэффициент формы резервуара, определяемый геометрией резервуара;</p> <p>δp – относительная погрешность при измерении плотности продукта, %;</p> <p>β – коэффициент объемного расширения продукта, $1/^\circ C$;</p> <p>ΔT_p – абсолютная погрешность при измерении температуры продукта T_p в случае измерения его плотности, $^\circ C$;</p> <p>ΔT_v – абсолютная погрешность при измерении температуры продукта T_v в случае измерения его объема, $^\circ C$;</p> <p>G – коэффициент, вычисляемый по формуле</p> $G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}$

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность

В комплект поставки входит:

- Комплект средств измерения, предназначенных для установки на резервуар в соответствии с заказом 1 компл.;
- Комплект монтажных принадлежностей в соответствии с заказом 1 компл.;
- Компакт-диск с эксплуатационной документацией 1 шт.;
- Протоколы выходного контроля 1 экз.;
- Дополнительная документация для приборов с взрывозащитой 1 экз.

Технические документы

Техническая документация фирмы «Endress+Hauser SE+Co. KG», Германия;
СТБ 8030-2006 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»;

СТБ 1624-2013 «Уровнемеры автоматические для измерения уровня жидкости в стационарных резервуарах-хранилищах. Общие требования и методы испытаний»;

ГОСТ 12997-84 «Изделия ГСП. Общие технические условия»;

МРБ МП.1676-2014 «Системы измерительные информационные Tankvision. Методика поверки».



Заключение

Системы измерительные информационные Tankvision соответствуют технической документации фирмы «Endress+Hauser SE+Co.KG», Германия, ГОСТ 12997-84 «Изделия ГСП. Общие технические условия», СТБ 8030-2013 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», СТБ 1624-2014 «Уровнемеры автоматические для измерения уровня жидкости в стационарных резервуарах-хранилищах. Общие требования и методы испытаний», требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» и требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», выданная ООО «Эндресс+Хаузер», Россия, регистрационный номер ЕАЭС № RU Д-ДЕ.МО10.В.05286 от 12.02.2018

Межповерочный интервал – не более 12 месяцев.

Научно-исследовательский испытательный центр испытаний средств измерений и техники БелГИМ

г. Минск, Старовиленский тракт, 93, тел. 334-98-13

Аттестат аккредитации № BY/112 02.1.0.0025

Изготовитель

Фирма «Endress+Hauser SE+Co.KG» (Германия),
Hauptstrasse 1, 79689 Maulburg, тел. +49 7622 282023

Начальник научно-исследовательского центра
испытаний средств измерений и техники БелГИМ

Д. М. Каминский

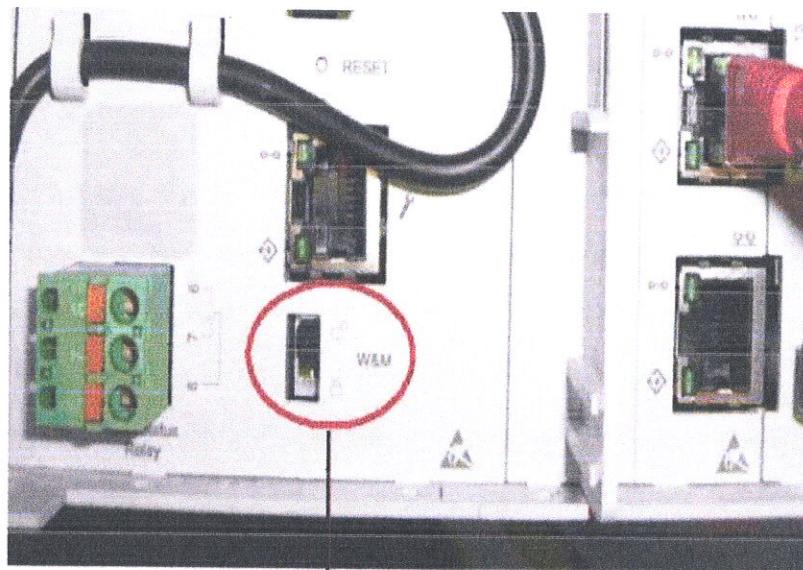
Представитель фирмы-изготовителя в
Республике Беларусь
Главный метролог УП «БЕЛОРГСИНТЕЗ»
220121, г. Минск, ул. Пионерская, д. 47
тел. 3695537

А. В. Стариикович



ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Место нанесения знака поверки (клейма-наклейки) и схема пломбировки от несанкционированного доступа



Место нанесения знака поверки (клейма-наклейки)

Рисунок А.1 – Пломбировка переключателя для коммерческого учета посредством нанесения клейма-наклейки на вторичном приборе связи NXA820

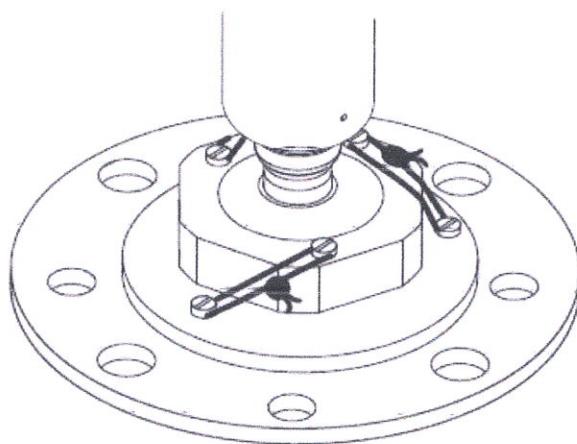


Рисунок А.2 – Пломбировка с помощью свинцовых пломб на устройстве позиционирования уровнемера микроволнового Micropilot



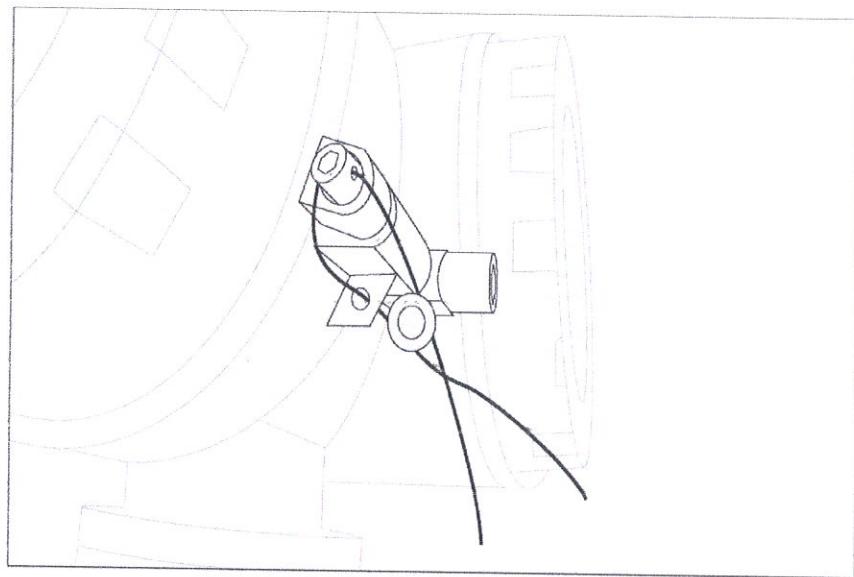


Рисунок А.3 – Пломбировка доступа с помощью свинцовой пломбы на вторичном полевом мониторе Tank Side Monitor

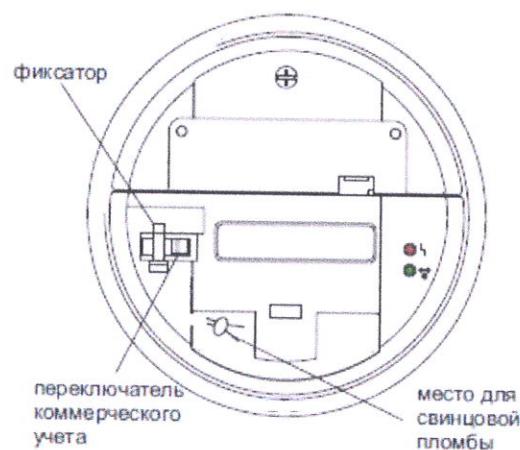


Рисунок А.4 – Пломбировка переключателя коммерческого учета с помощью свинцовой пломбы в отсеке электроники на уровне мере микроволновом Micropilot