

УТВЕРЖДАЮ  
Директор БелГИМ



В.Л. Гуревич

« 07 » \_\_\_\_\_ 2018

Системы измерительные информационные Tankvision	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>РБ 0323 2761 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  $\pm 1$  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 газовой 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 Omnigrad (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.



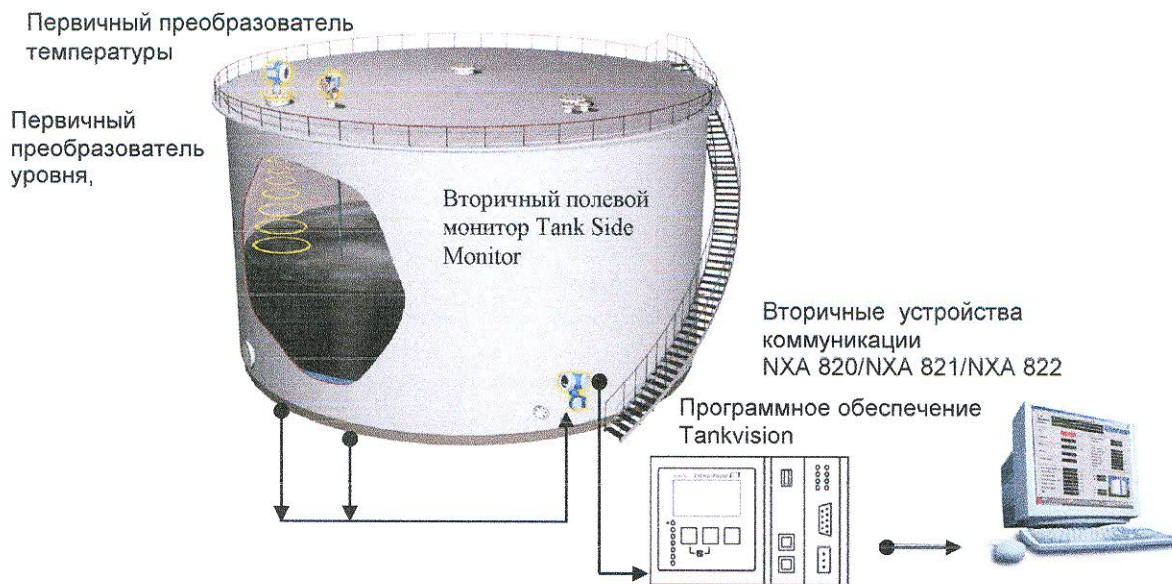


Рисунок 1 – Внешний вид систем измерительных информационных Tankvision

## 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 Levelflex	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	$\pm 4^{**}$	$\pm 4^{**}$	$\pm 12$	-
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	$\pm 2,7$	-	-	$\pm 2$
6 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении уровня подтоварной воды после установки на резервуаре, мм	$\pm 12$	-	-	$\pm 12$



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, °С	от -200 до 600	от -40 до 100
10 Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры, °С	±(0,15 + 0,002 ·  t ), где t – значение измеряемой температуры, °С	
* – 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 <sup>3</sup>	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), %	$\pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (K_{\Phi} - 1) \cdot \delta H^2 + \delta N^2}$ , где δK – пределы относительной погрешности составления градуировочной таблицы резервуара, %; δN – пределы относительной погрешности устройства обработки информации, %; где KΦ – коэффициент формы резервуара, определяемый геометрией резервуара



Продолжение таблицы 2

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



## Заклучение

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-DE.MO10.B.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 № ВУ/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

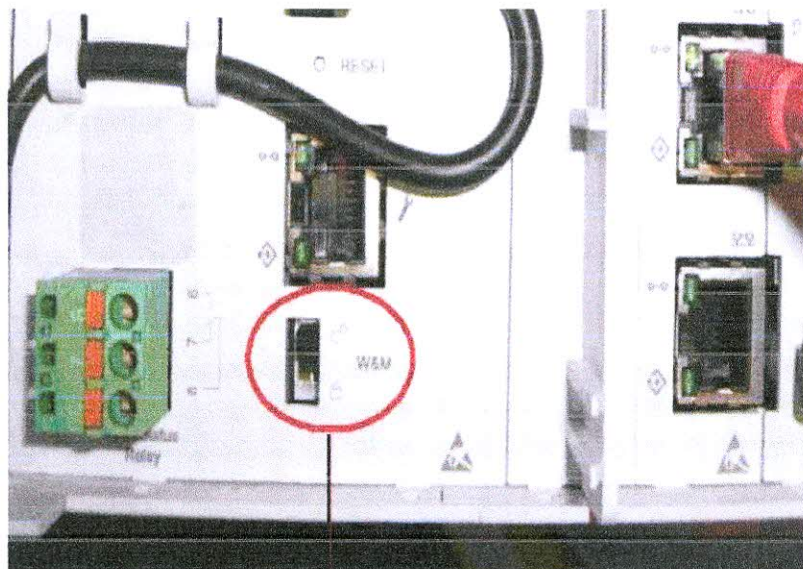
Представитель фирмы-изготовителя в  
Республике Беларусь  
Главный метролог УП «БЕЛОРГСИНТЕЗ»  
220121, г.Минск, ул.Пионерская, д. 47  
тел. 3695537

А.В. Старикович



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

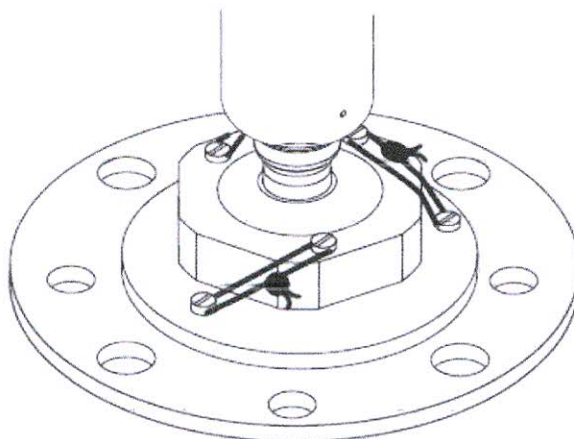
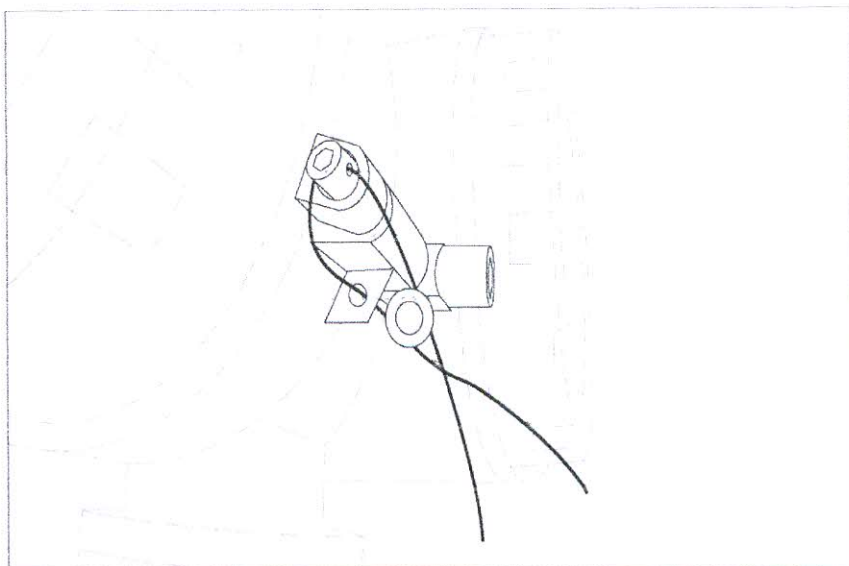
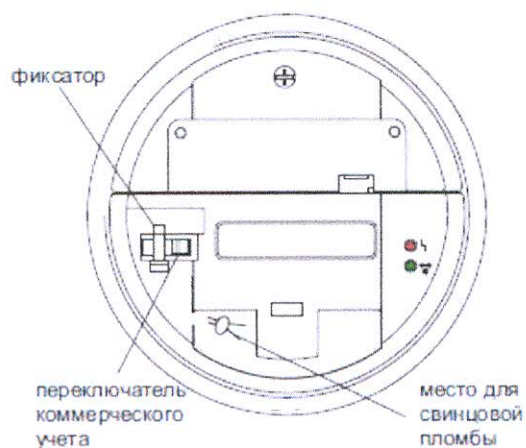


Рисунок А.2 – Пломбировка с помощью свинцовых пломб на устройстве позиционирования уровнемера микроволнового Micropilot



**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 уровнемере микроволновом Micropilot**