

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11 (далее – система) предназначена для измерений уровня, давления, температуры, плотности и количества запасов жидких продуктов, расчета их объема и массы путем сбора измерительной информации, передаваемой в цифровом виде по протоколам GPU, IP-BPM, HART, Modbus, Fieldbus, ее обработки и индикации, формирования цифровых сигналов управления.

Описание средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11 с заводским номером 880550652/880025989 включает в себя 4 комплекта средств измерений уровня (уровнемеры с сервоприводом Honeywell Enraf model 854 ATG Servo Gauge), температуры (преобразователь температуры Enraf Vito 762 датчик Vito Probe 764 и Vito Probe 766), давления (датчики давления ST3000 и ST800 и 3051S производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, Rosemount Inc., США), установленных на резервуарах, контроллеров управления CIU Plus и CIU Prime, производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, а также АРМ оператора с программным обеспечением Entis (ПО Entis) и информационно-измерительные каналы передачи измерительной информации, образованные перечисленными устройствами.

Принцип действия системы заключается в следующем:

На входы устройств полевых интерфейсов связи 880 CIU Prime от средств измерений уровня, температуры, давления продукта по цифровым протоколам связи поступает сигнал, содержащий значения измеряемых величин. В устройстве происходит преобразование полученного входного сигнала в выходной цифровой сигнал по протоколу Modbus, передающийся на устройства 880 CIU Plus. Микропроцессорная схема устройств 880 CIU Plus, используя введенные заранее конфигурационные данные о параметрах и характеристиках резервуаров, проводит расчет запасов продукта: массы, объема, в т.ч. приведенного к 15 °С и к 20 °С.

По протоколу ModBus полученная информация о состоянии резервуарных запасов передается в центральную станцию системы, на которой осуществляется ее визуализация, а также передача данных в системы регулирования и управления высшего уровня.

В состав системы входит 4 комплекта средств измерений уровня, температуры и давления.

Схема Системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11 представлена на рисунке 1.



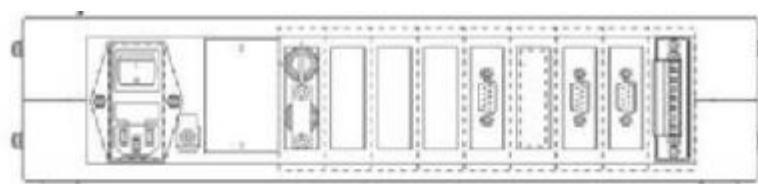
Рисунок 1 – Схема Системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11

Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 –Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus

Схема опломбирования (ограничения доступа) от внешнего доступа представлена на рисунке 3.



Задняя панель устройств интерфейсов связи

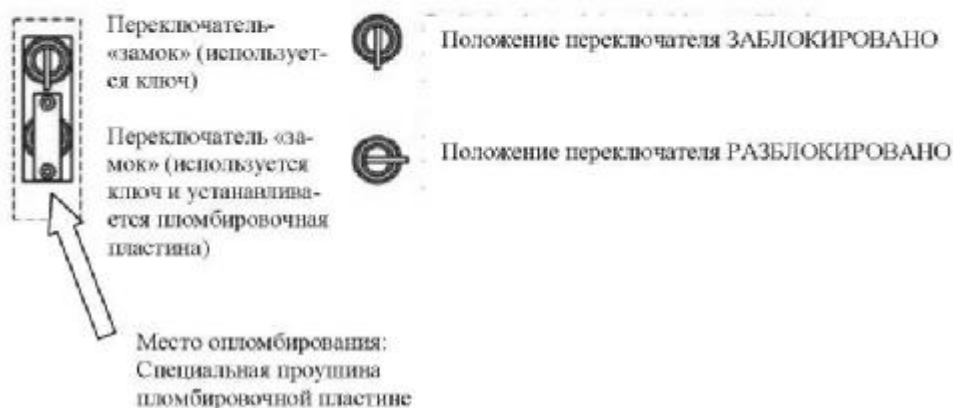


Рисунок 3 – Схема опломбирования (ограничения доступа)

Программное обеспечение

Устройства 880 CIU Prime, 880 CIU Plus, имеют микропрограмму, встроенную в EPROM, и не доступную для изменения вне заводских условий. Микропрограмма осуществляет функций преобразования, обработки сигналов измерительной информации, и их передачи. Настройки, применяемые на объекте эксплуатации, хранятся в микросхеме NOVRAM.

Защита микропрограммы, реализована использованием паролей доступа к данным, а также аппаратной блокировкой «замковыми» переключателями, находящимися на задней панели устройств.

Обозначение версии микропрограммы вносится в формуляр системы. Обозначение версии микропрограммы формируется по алгоритму, использующему данные о модели устройства (CIU 880 Prime или CIU 880 Plus), серийном номере, присвоенном при изготовлении, оснащению интерфейсами связи.

Микропрограмма защищена от недопустимых изменений с использованием комбинации программных средств (ограничение прав доступа с помощью пароля) и аппаратных средств (блокировка с помощью замковых переключателей).

Идентификационные данные программного обеспечения системы приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Enraf Tank Inventory System
Номер версии	Ver.2.7.xxx
Цифровой идентификатор ПО	D71419BD-7476-4C62-9E5C-C5262DCBAD0F

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений: соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений ПО и изменений данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики систем приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений уровня продукта, мм	от 30 до 30000
Диапазон измерений температуры продукта, °С	от -10 до +50
Диапазон измерений гидростатического давления продукта и давления паров в резервуаре средствами измерений давления, МПа	от 0 до 0,4
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерения, погрешности измерений давления паров в резервуаре средствами измерений давления, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм	±3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 800 до 1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности продукта, кг/м ³	±3,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений, %*	
- 200 т и более	±0,50
- до 200 т	±0,65
* – при уровне продукта, измеряемого при хранении для расчета массы, не менее 800 мм. При дозе приема/отпуска продукта, при проведении учетных операций, не менее 3700 мм.	

Основные технические характеристики систем приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от -18 до +39
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность систем приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11	т.910-11	1 шт. (заводской номер 880550652/880025989)
Паспорт		1 экз.
Методика поверки	МП 1125-7-2019	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1125-7-2019 «ГСИ. Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 24.12.2019 г.

Основные средства поверки:

- рулетка измерительная металлическая с грузом 2-го класса точности по ГОСТ 7502-98 с верхним пределом измерений 30 м (регистрационный номер 55464-13);
- рабочий эталон единицы температуры 3 разряда в диапазоне значений от 0 до плюс 95 °С по ГОСТ 8.558-2009 с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С;
- Плотномер ПЛОТ-ЗБ-1Р (регистрационный номер 20270-12) с диапазоном измерения плотности от 630 до 1100 кг/м³ с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ кг/м³;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы или в паспорт системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах с применением системы учета и контроля резервуарных запасов «Entis» в резервуарных парках ООО «РН – Туапсинский НПЗ» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 003.2903.УМ-РА.RU.311959-2019 от 11.12.2019, номер в реестре ФР.1.29.2019.35920).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11

ГОСТ 8.477-82 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений уровня жидкости

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Приказ Минэнерго России от 15 марта 2016 г. №179 Об утверждении перечня изменений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

Изготовитель

Фирма «Enraf B.V.», Нидерланды

Адрес: Delftechpark 39, 2628 XJ Delft, The Netherlands

Телефон (факс): +31 15 2701 100, +31 15 2701 111

Web-сайт: www.honeywellenraf.com

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод» (ООО «РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод»)

ИНН 2365004375

Адрес: 352800, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Сочинская, д. 1.

Телефон (факс): +7 (86167) 77-4-20, +7 (86167) 77-5-00

E-mail: kanc@rn-tnpz.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по
проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от
24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.