

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система учета и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть»

### Назначение средства измерений

Система учёта и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть» (далее - система) предназначена для автоматизированного измерения уровня, избыточного (гидростатического) давления, температуры запасов жидких продуктов, в том числе сжиженных газов, расчета их плотности, объема и массы в резервуарных парках цеха № 17 АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в измерении с помощью первичных измерительных преобразователей (далее - ПИП) уровня, избыточного (гидростатического) давления, температуры, с последующим вычислением плотности, объема и массы жидких продуктов.

Система реализует косвенный метод статических измерений по ГОСТ Р 8.595-2004 и ГОСТ Р 8.785-2012.

Система представляет собой единичный экземпляр средства измерений, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка комплекса осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система изготовлена на базе технических средств системы учёта и контроля резервуарных запасов Entis (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 13630-05), изготовленных фирмой «ENRAF B.V.», Нидерланды, и средств измерений утверждённого типа.

Система имеет распределённую иерархическую трёхуровневую структуру.

Измерительные компоненты (нижний уровень) - следующие первичные измерительные преобразователи (далее ПИП):

- уровнемеры поплавковые 854 (регистрационный № 13627-93, № 45193-10);
- уровнемеры радарные SmartRadar (регистрационный №20297-05, № 48856-12);
- уровнемеры радарные серия 873 (регистрационный № 14758-95);
- преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационный № 24116-02);
- преобразователи давления измерительные EJA (регистрационный № 14495-00);
- преобразователи температуры 862/762 в комплекте с многоточечными температурными датчиками VITO (регистрационный № 13629-05);
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- термопреобразователи сопротивления платиновые 65 (регистрационный № 22257-05).

Комплексные компоненты (средний уровень) - Устройства 880 CIU Prime и 880 CIU Plus.

Устройство 880 CIU Prime представляет собой микропроцессорное устройство, предназначенное для преобразования цифровых сигналов ПИП по протоколам GPU, IP-BPM, HART в цифровые сигналы по протоколу Modbus. Выходной цифровой сигнал по протоколу Modbus передается на устройства 880 CIU Plus.

Устройство 880 CIU Plus представляет собой микропроцессорное устройство, предназначенное для обработки измерительной информации. Микропроцессорная схема устройств 880 CIU Plus, используя введенные заранее конфигурационные данные о параметрах и характеристиках резервуаров, проводит расчет требуемых параметров продукта в резервуаре.

По протоколу Modbus полученная информация о состоянии резервуарных запасов передается в центральную станцию системы.

Вычислительные компоненты (верхний уровень) – центральная станция системы, на которой при помощи программного обеспечения ENTIS PRO (далее – ПО) осуществляется ее визуализация, хранение и передача сторонним системам верхнего уровня по запросу с использованием протоколов информационного обмена ODBC, OLE, OPC Data Access 1.0 и 2.0.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры, гидростатического давления, уровня жидких продуктов;
- вычисление плотности, объема и массы жидких продуктов;
- отображение на центральной станции системы мгновенных и расчётных значений, архивных данных учёта, диагностической информации системы в виде мнемосхем, генерации и распечатки отчетов по запросу;
- хранение архивных данных о количественных показателях за отчетные периоды;
- разграничение доступа к данным для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств системы.

В целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства в работу системы предусмотрено пломбирование средств измерений, входящих в состав системы, с нанесением знака поверки в соответствии с их описаниями типа.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение системы представлено встроенным программным обеспечением устройств интерфейсов связи 880 CIU Prime и 880 CIU Plus, а также автономным программным обеспечением ENTIS PRO, функционирующим на центральной станции – выделенном сервере под управлением операционной системы семейства Microsoft Windows NT. Центральная станция системы расположена в запираемом шкафу с ограничением прав доступа, исключающем несанкционированный или непреднамеренный доступ к серверу.

Встроенное программное обеспечение устройств 880 CIU Prime и 880 CIU Plus представляют собой микропрограмму, встроенную в микросхему EPROM и недоступную для изменения вне заводских условий. Настройки, применяемые на объекте эксплуатации, хранятся в микросхеме NOVRAM. Защита встроенного ПО и данных в устройствах 880 CIU Prime и 880 CIU Plus реализована с использованием ограничений прав доступа к шкафам с устройствами, применением паролей доступа к данным, а также комплексной аппаратной блокировкой «замковыми» переключателями, находящимися на задней панели устройств.

Идентификационные признаки метрологически значимых модулей ПО системы приведены в таблице 1 для встроенного ПО устройства 880 CIU Prime, в таблице 2 для встроенного ПО устройства 880 CIU Plus, в таблице 3 для автономного ПО ENTIS PRO.

Таблица 1 – Идентификационные признаки встроенного ПО устройства 880 CIU Prime

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	880 CIU Prime Firmware
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не присвоен
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, исполняемый код недоступен
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—

Таблица 2 – Идентификационные признаки встроенного ПО устройства 880 CIU Plus

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	880 CIU Plus Firmware
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не присвоен
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, исполняемый код недоступен
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—

Таблица 3 – Идентификационные признаки автономного ПО ENTIS PRO

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ENTIS PRO Software
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.3 и 2.4
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, доступ к исполняемому коду на объекте ограничен
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—

Уровень защищённости метрологически значимого ПО СИ от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует высокому уровню по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Верхний предел измерений уровня жидких продуктов, мм	до 20000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня жидких продуктов, мм	±3
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений гидростатического давления жидких продуктов, кПа	от 0 до 1600
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений гидростатического давления жидких продуктов, %	±0,1
Диапазон измерений плотности, кг/м <sup>3</sup>	от 500 до 1200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности, %	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, % до 120 т 120 т и более	±0,65 ±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродуктов, % до 120 т 120 т и более	±0,6 ±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % до 120 т 120 т и более	±0,65 ±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % до 120 т 120 т и более	±0,75 ±0,6

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, приведенного к стандартным условиям, % до 120 т 120 т и более	$\pm 0,6$ $\pm 0,4$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкой фазы сжиженных газов, % до 120 т 120 т и более	$\pm 0,8$ $\pm 0,7$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: · в местах размещения первичных измерительных преобразователей; · в месте расположения устройств верхнего уровня системы. - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %	от -40 до +60  от +10 до +30  от 84 до 106,7 не более 95, без конденсации влаги
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50±1

### Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система учета и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть»	-	1 шт. зав. № 1
Система учета и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть». Паспорт	-	1 экз.
ГСИ. Система учета и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть». Методика поверки	МП-246-RA.RU.310556-2019	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП-246-РА.RU.310556-2019 «ГСИ. Система учета и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» и ФБУ «Томский ЦСМ» 30 октября 2019 г.

Основные средства поверки:

- уровнемеры электронные переносные HERmetic UTI 2000 T (рег. № 18121-04);
- калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-260 (рег. № 35062-07).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документах:

- МИ 3252-2009 с изменением № 1 «ГСИ. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в вертикальных резервуарах», аттестованной ФГУП «ВНИИР». Свидетельство об аттестации № 24107-09.

- МИ 3248-2009 с изменением № 1 «ГСИ. Масса и объем нефти. Методика измерений в вертикальных резервуарах», аттестованной ФГУП «ВНИИР». Свидетельство об аттестации № 24007-09.

- МИ 3584-2017 «ГСИ. Масса сжиженного углеводородного газа, газового конденсата и широкой фракции легких углеводородов. Методика измерений в резервуарах на предприятиях ПАО «НК «Роснефть», аттестованной ФГУП «ВНИИР». Свидетельство об аттестации № 01.00257 – 2013/18401-17.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе учета и контроля резервуарных запасов АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» ПАО «НК «Роснефть»**

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем  
Основные положения

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

ГОСТ Р 8.785-2012 ГСИ. Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений

### **Изготовитель**

Акционерное общество «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» (АО «АНПЗ ВНК»)

ИНН 2443000518

Адрес: 662110, Красноярский край, Большеулуйский район, промзона НПЗ

Телефон/факс: +7 (39159) 5-33-10

E-mail: [sekr@achnpz.ru](mailto:sekr@achnpz.ru)

### **Испытательные центры**

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно - исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ »)

Адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон: +7 (3822) 55-44-86, факс: +7 (3822) 56-19-61

E-mail: [tomsk@tcsms.tomsk.ru](mailto:tomsk@tcsms.tomsk.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30113-13 от 03.06.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.