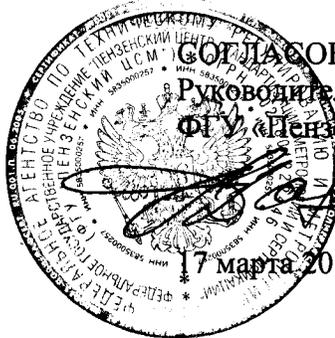


Приложение к свидетельству
№ 403905 утверждению типа
средств измерений



А.А. Данилов

Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах АИИС УНР	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44839-10</u> Взамен № _____
----------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Изготовлена по технической документации ООО НПФ «КРУГ» (г. Пенза) в соответствии с технорабочим проектом КР01.425000.004-01 и принадлежащей ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (г. Туапсе). Заводской номер 1.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета нефти в резервуарах (далее АИИС УНР) предназначена для измерений плотности, уровня, температуры нефти, уровня подтоварной воды и массы нефти в резервуарах.

Область применения – учёт нефти в резервуарах в ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (г. Туапсе).

Описание

В каждом из трех резервуаров РВСД-2000 находится по два устройства: Proservo NMS5 и Prothermo NMT539. Устройство Prothermo NMT539 содержит один простой измерительный канал – канал измерения средней температуры нефти. Результаты измерений с помощью преобразователя интерфейсов передаются в устройство Proservo NMS5. Устройство Proservo NMS5 содержит три простых измерительных канала: канал измерений плотности нефти, канал измерений верхнего уровня нефти и канал измерений уровня подтоварной воды. С помощью преобразователя интерфейсов устройства Proservo NMS5 происходит передача всех результатов измерений (числового значения средней температуры нефти, числового значения уровня подтоварной воды, числового значения плотности и числового значения суммарного уровня подтоварной воды и нефти) в систему сбора обработки и распределения информации (ССОРИ), построенную на базе контроллера TREI-5B-02. Каждый из резервуаров имеет градуировочную таблицу, т.е. представляет собой измерительный компонент системы.

Для каждого из резервуаров в ССОРИ на основе перечисленных выше простых измерительных каналов и измерительных компонентов с помощью соответствующих вычислительных преобразователей формируются следующие сложные измерительные каналы: канал измерений массы нефти брутто; канал измерений массы нефти нетто, реализующие косвенные измерения. Данные сложные измерительные каналы позволяют вместо результата измерений плотности, полученного с помощью простого измерительного канала, использовать введенное с клавиатуры значение плотности, приведенное к температуре 15 °С и полученное с помощью средств измерений, не входящих в состав АИИС УНР с пределом абсолютной погрешности не более 1 кг/м³. Вычислительные преобразователи реализованы на основе аппаратных средств вычислительных компонентов контроллера TREI-5B-02 и программного обеспечения контроллера версия 7.1 SP 1.3 TREI-5B-02 Linux и реализуют процедуру приведения плотности к требуемой температуре в соответствии МИ 2632.

Основные технические характеристики

Диапазоны измерений:

– температуры нефти в резервуаре, °С	0...50;
– плотности нефти в резервуаре при температуре измерения (5...35 °С), кг/м ³	850...900;
– уровня нефти в резервуаре, м	2...20;
– уровня подтоварной воды в резервуаре, м	0,2...0,9;
– массы брутто, т	2000...20000;
– массы нетто, т	2000...20000.

Для рабочих условий эксплуатации измерительных компонентов пределы допускаемой:

– абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1;
– абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±5;
– абсолютной погрешности измерений уровня нефти в резервуаре, мм	±4;
– абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды в резервуаре, мм	±4;
– относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	±0,05;
– относительной погрешности выполнения вычислительных операций, %	±0,05;

Для рабочих условий эксплуатации средств измерений при доверительной вероятности, равной 0,95, границы погрешности измерений:

– относительной погрешности измерений массы нефти брутто (плотность нефти измеряется), %	±0,75;
– относительной погрешности измерений массы нефти брутто (плотность нефти вводится с клавиатуры), %	±0,4;
– относительной погрешности измерений массы нефти нетто (плотность нефти измеряется), %	±0,75;
– относительной погрешности измерений массы нефти нетто (плотность нефти вводится с клавиатуры), %	±0,4.

Рабочие условия эксплуатации АИИС УНР:

– напряжение питающей сети переменного тока	(198...242) В;
– частота питающей сети	(49...51) Гц;
– температура:	
для устройства Proservo NMS5	(–20...60) °С;
для устройства Prothermo NMT539	(–20...60) °С;
для контроллера «TREI-5B-02», панельного компьютера	(0...50) °С;
– относительная влажность воздуха (при 25 °С)	(30...80) %
– атмосферное давление	(84...106) кПа, ((630...795) мм рт. ст.);

Средняя наработка на отказ 50000 ч;

Средний срок службы 10 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации АИИС УНР.

Комплектность

В комплект поставки системы входят технические средства, программные средства и документация, представленные в таблицах 1, 2 соответственно.

Таблица 1 – Оборудование, входящее в АИИС УНР

№	Наименование	Обозначение	Количество
1	Устройство для измерения плотности, верхнего уровня нефти и уровня подтоварной воды в резервуарах	Proservo NMS5	3
2	Устройство для измерения температуры нефти в резервуарах	Prothermo NMT539	3
3	Контроллер	TREI-5B-02	1

Таблица 2 – Документация и программные средства, входящие в АИИС УНР

№	Наименование	Количество
1	Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах. Технорабочий проект КР01.425000.004-01	1
2	Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах. Формуляр КР01.425000.004-01.ФО	1
3	Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах. Руководство по эксплуатации КР01.425000.004-01.РЭ	1
4	Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах. Методика поверки	1
5	Система реального времени контроллера v 7.1 SP1.3 TREI-5B-02 Linux	1

Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах. Методика поверки», утвержденным в марте 2010 г.

Средства измерений, используемые при поверке:

1. Лазерный дальномер LEICO Disto D5.
2. Ареометр по ГОСТ 18481, цена деления 0,5 кг/м³.
3. Рулетка 2-го класса точности по ГОСТ 7502.
4. Уровнемер электронный переносной HERMetic UTI 2000 T
Межповерочный интервал – 2 года.

Нормативные и технические документы

ГОСТ 8.009 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
ГОСТ 22261 ЕССП. Средства измерения магнитных и электрических величин. Общие технические условия.

МИ 2439 Рекомендация. ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.

Система автоматизированная информационно-измерительная учета нефти в резервуарах. Технорабочий проект КР01.425000.004-01.

Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной учета нефти в резервуарах утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО НПФ «КРУГ»

440028, г. Пенза, ул. Титова, 1

Тел. (841-2) 55-64-95 Факс. (841-2) 55-64-95

Генеральный директор, к.т.н.



М.Б. Шехтман