

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» октября 2022 г. № 2543

Сведения об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Установки измерительные	«Мера-ММ.71»	-	59158-14	-	МП 59158-14	-	НА.ГНМЦ.0683- 22	Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»), г. Тюмень	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
2.	Устройства сбора и передачи данных	«МИРТ-881»	-	70453-18	-	РТ-МП-4643- 441-2017	-	РТ-МП-891-441- 2022	Общество с ограниченной ответственностью «МИРТЕК» (ООО «МИРТЕК»), Ростовская область, г. Таганрог	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства сбора и передачи данных «МИРТ-881»

Назначение средства измерений

Устройства сбора и передачи данных «МИРТ-881» (далее – УСПД) предназначены для синхронизации собственной шкалы времени относительно шкалы UTC(SU), синхронизации времени счетчиков электрической энергии, имеющих встроенные часы, а также для сбора, накопления, хранения и передачи накопленной информации со счетчиков энергоресурсов на верхний уровень информационно-измерительных систем.

Описание средства измерений

Принцип действия УСПД основан на обработке измерительной информации, собираемой со счетчиков энергоресурсов с цифровым интерфейсом, сохранении полученной информации в энергонезависимой памяти и выдаче накопленной информации по запросу.

УСПД являются функционально и конструктивно законченными изделиями, выполненными в едином корпусе, и выполняют следующие функции:

- контроль и синхронизация текущего времени в счетчиках с цифровым интерфейсом;
- управление изменяемыми параметрами счетчиков с цифровым интерфейсом;
- сбор данных и диагностической информации со счетчиков с цифровым интерфейсом;
- накопление собранной информации в энергонезависимой памяти и передача собранной информации по запросу на верхний уровень информационно-измерительной системы.

УСПД имеет аппаратную и программную блокировку доступа к изменяемым параметрам.

Конфигурирование (изменение параметров) УСПД и чтение собранных данных может быть произведено по цифровым интерфейсам связи при помощи технологического программного обеспечения MeterTools и RadioAccess.

Работа УСПД происходит в двух режимах - опроса и синхронизации.

В режиме синхронизации: производится синхронизация УСПД по точному времени через интернет, осуществляется опрос и синхронизация текущего времени счетчиков.

В режиме опроса: УСПД собирает информацию с счетчиков энергоресурсов. При первом обращении к счетчику происходит считывание заводской информации, затем через заданные временные интервалы считывается абонентская информация. При всех последующих обращениях к счетчику считываются его конфигурация, время и текущие показания.

К данному типу устройств сбора и передачи данных «МИРТ-881» относятся УСПД, изготавливаемые в различных корпусах, имеющие единый интерфейс и метрологические характеристики.

Структура условного обозначения УСПД

①	②	③	④	⑤	⑥
МИРТ-881-	XXXX-	XXXXX-	XXXXXXXXXX	-...	XXXXXXXXXX-X-XXXXXX

- ① Тип УСПД

- ## ② Тип корпуса

WD2 – для установки на щиток и DIN-рейку, модификация 2

WD3 – для установки на щиток и DIN-рейку, модификация 3

W32 – для установки на щиток, модификация 32

D6 – для установки на DIN-рейку, модификация 6

D6.1 – для установки на DIN-рейку, модификация 6.1

D7 – для установки на DIN-рейку, модификация 7

D35 – для установки на DIN-рейку, модификация 35

SP1 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1

SP31 – для установки на опору ЛЭП, модификация 31

- ### ③ Номинальное напряжение

220 – 220 В - переменного тока

3*220 – 3х220/380 В – переменного тока

230 – 230 В - переменного тока

3*230 – 3х230/400 В – переменного тока

24 – 24 В - постоянного тока

5 – 5 В - постоянного тока

- ④ Тип интерфейса (количество зависит от исполнения)

$k \cdot G/n$ – радиointерфейс GSM/GPRS, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9),

n – номер модификации модуля интерфейса (от 1 до 9)

$k \cdot E$ – интерфейс Ethernet, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

$k \cdot \text{RFFW}$ – радиointерфейс Wi-Fi, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

$k \cdot \text{RFLT}$ – радиointерфейс LTE, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

$k \cdot \text{USB}$ – интерфейс USB, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

$k \cdot \text{CAN}$ – интерфейс CAN, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

k·RS232 – интерфейс RS-232, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

$k \cdot \text{RS485}$ – интерфейс RS-485, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9)

$k \cdot \text{RF433/n}$ – радиointерфейс 433 МГц, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9),

n – номер модификации модуля интерфейса (от 1 до 9)

$k \cdot \text{RF868}/n$ – радиointерфейс 868 МГц, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9),

n – номер модификации модуля интерфейса

$k \cdot \text{RF2400}/n$ – радиointерфейс 2400 МГц, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9),

n – номер модификации модуля интерфейса

$k \cdot \text{PF}/n$ – PLC-модем с FSK-модуляцией, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9),

n – номер модификации модуля интерфейса (от 1 до 9),

$k \cdot \text{PO}/n$ – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9),

n – номер модификации модуля интерфейса

(Нет символа) – интерфейс отсутствует

⑤ Наличие индикации УСПД

S – упрощенная индикация (светодиоды)

A – расширенная индикация (светодиоды и ЖК дисплей)

(Нет символа) – индикация отсутствует

⑥ Дополнительные функции

H – датчик магнитного поля

I/n – дискретный вход, где n – количество входов (от 1 до 32)

I(C)/n – дискретный вход без внутреннего источника питания с напряжением логической единицы от 9 до 30 В, где n – количество входов (от 1 до 32)

I(HV)/n – дискретный вход без внутреннего источника питания с напряжением логической единицы от 60 до 250 В, где n – количество входов (от 1 до 32)

J – изоляция интерфейсов

k·GP/n – GPS/Глонасс модуль, где k – количество интерфейсов (от 1 до 9), n – номер модификации модуля интерфейса

K – возможность подключения клавиатуры

L – подсветка индикатора

M – возможность подключения монитора

O – оптопорт

Q/n – дискретный выход, где n – количество выходов (от 1 до 32)

SD – SD карта

U – защита целостности корпуса

V/n – электронная пломба, где n может принимать значения:

1 – электронная пломба на корпусе

2 – электронная пломба на крышке зажимов

3 – электронные пломбы на корпусе и крышке зажимов

Y – защита от замены деталей корпуса

Z – резервный источник питания, где n – номер модификации (от 1 до 9)

F/n – дополнительная функция, где n – обозначение дополнительной функций (от 1 до 9)

X – возможность замены, удаления, добавления интерфейсов и дополнительных функций за счет замены, удаления или установки дополнительных модулей

(Нет символа) – дополнительная функция отсутствует

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в формате 13 цифр, методом наклейки, или методом лазерной гравировки, или ультрафиолетовой печати, на лицевую панель корпуса УСПД.

Общий вид УСПД, схемы пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1-9.

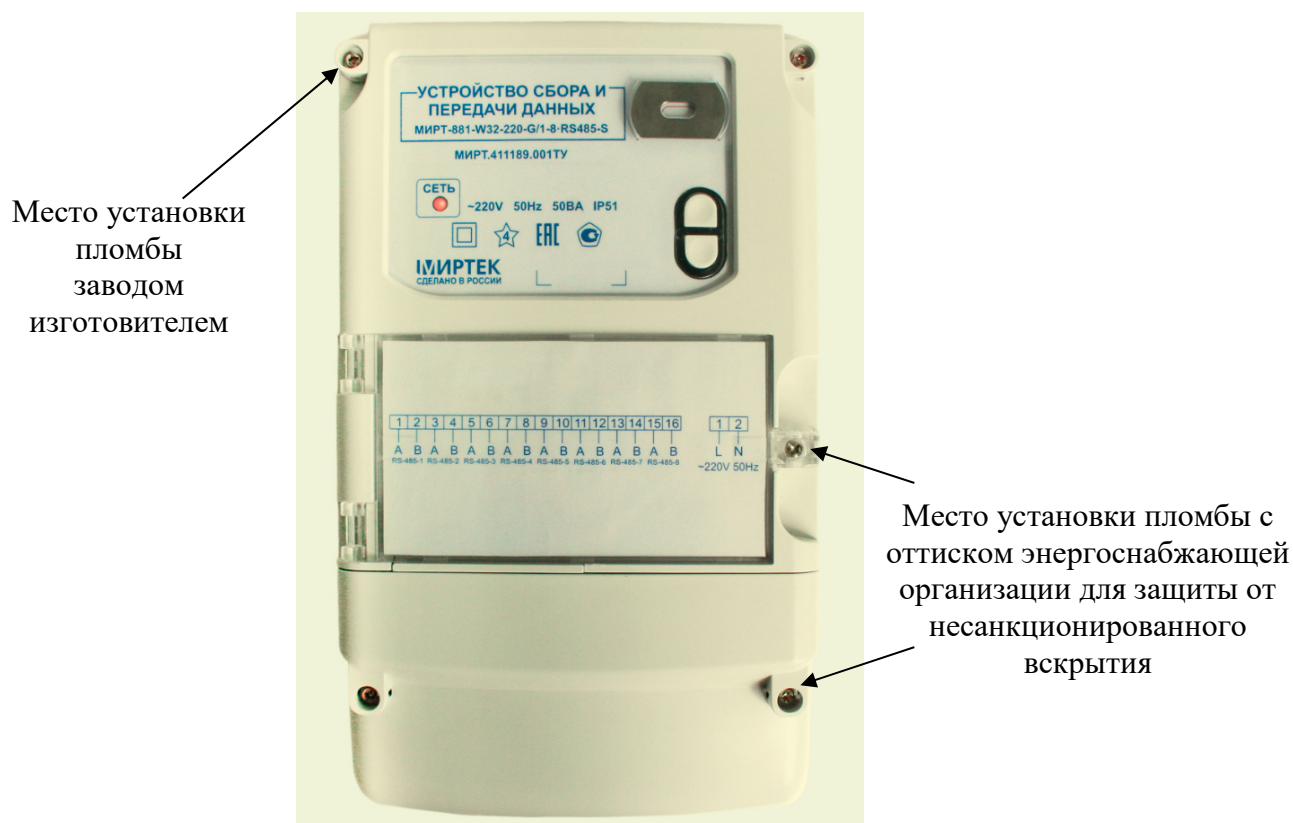


Рисунок 1 – Общий вид УСПД в корпусе типа W32



Место установки пломбы заводом изготовителем для защиты от несанкционированного вскрытия

Рисунок 2 – Общий вид УСПД в корпусе типа D6

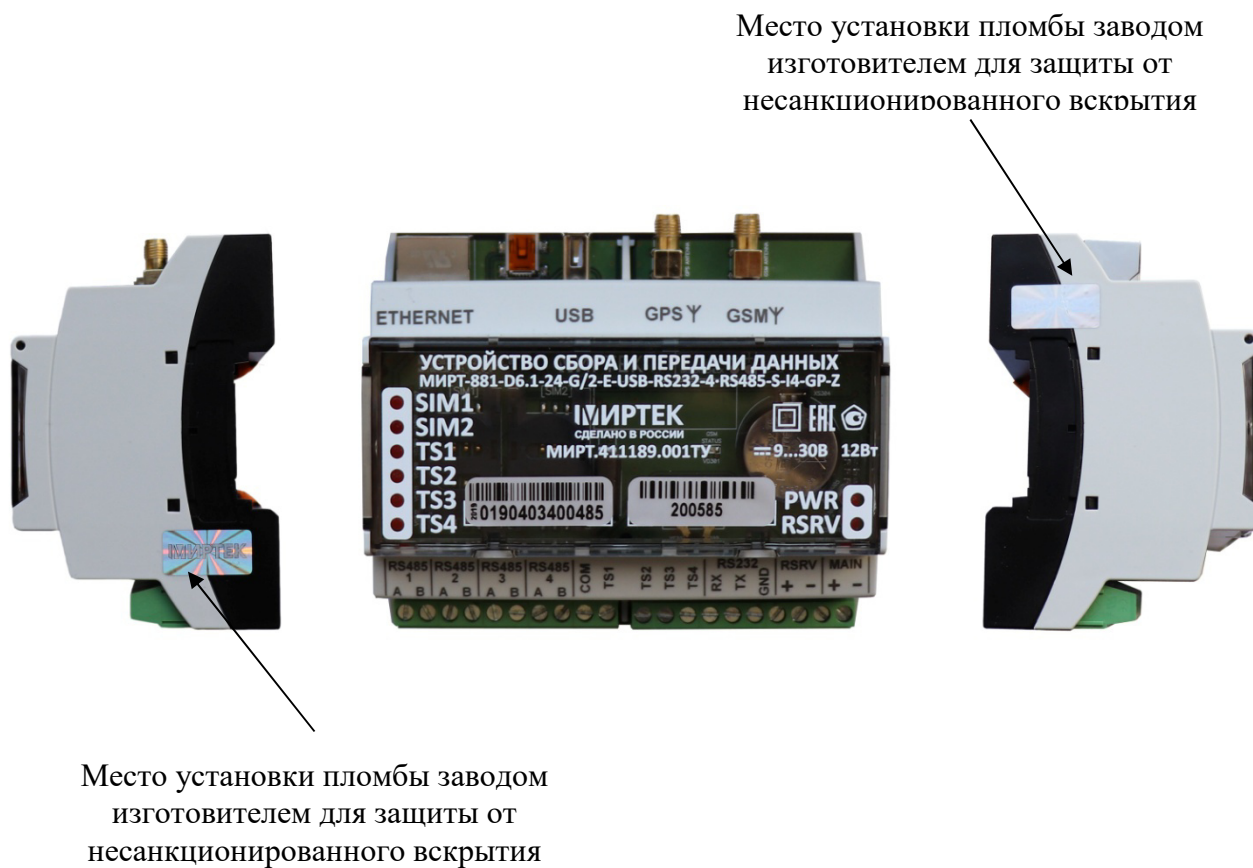


Рисунок 3 – Общий вид УСПД в корпусе типа D6.1

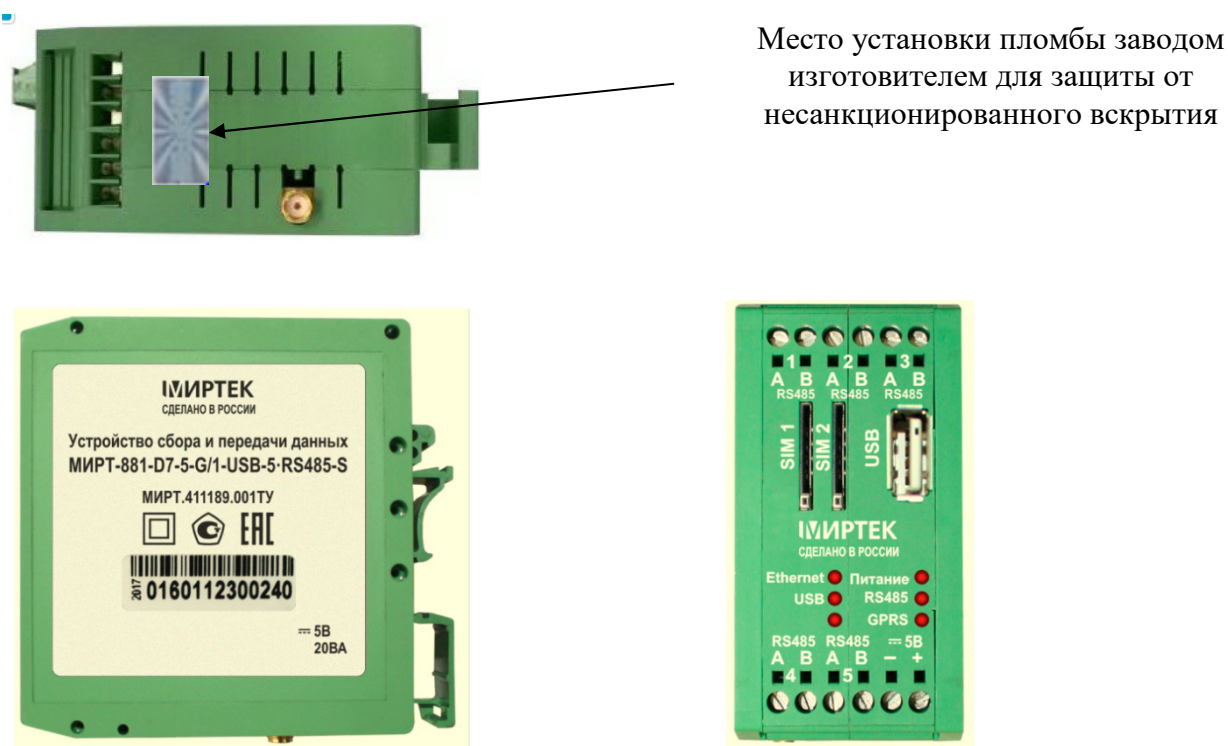


Рисунок 4 – Общий вид УСПД в корпусе типа D7

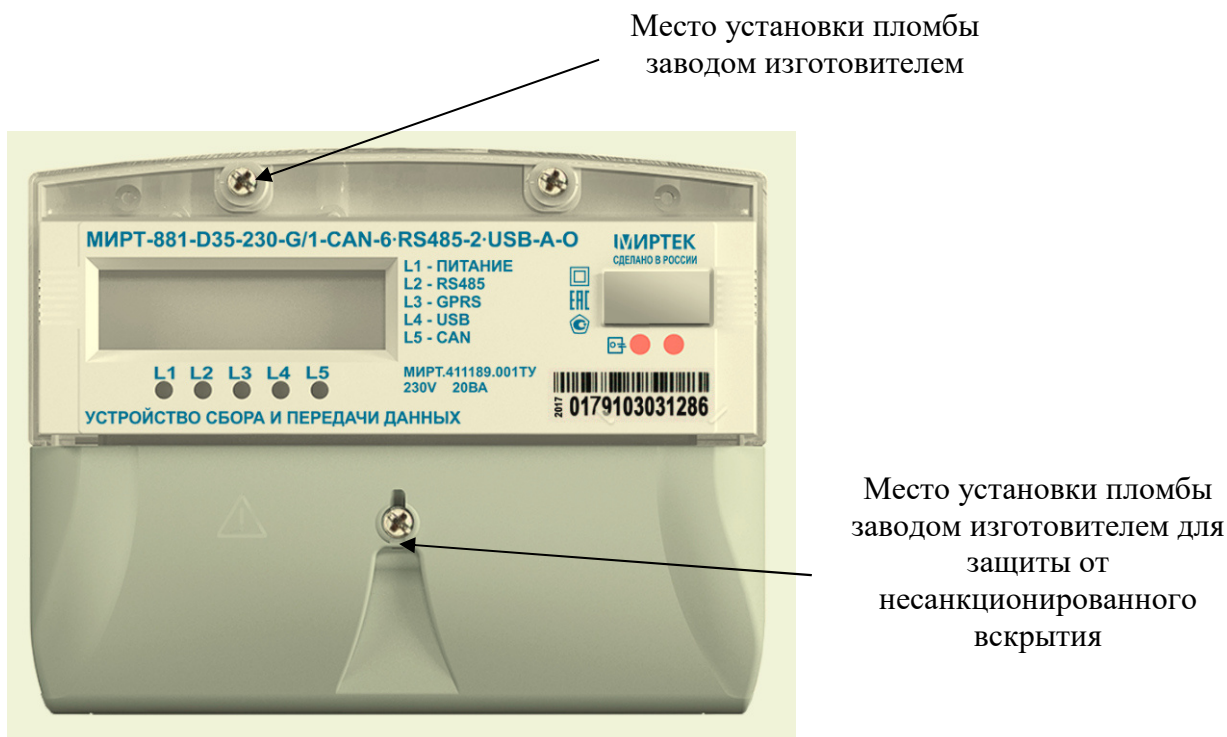


Рисунок 5 – Общий вид УСПД в корпусе типа D35



Рисунок 6 – Общий вид УСПД в корпусе типа SP1



Место установки пломбы заводом
изготовителем для защиты от
несанкционированного вскрытия

Рисунок 7 – Общий вид УСПД в корпусе типа SP31

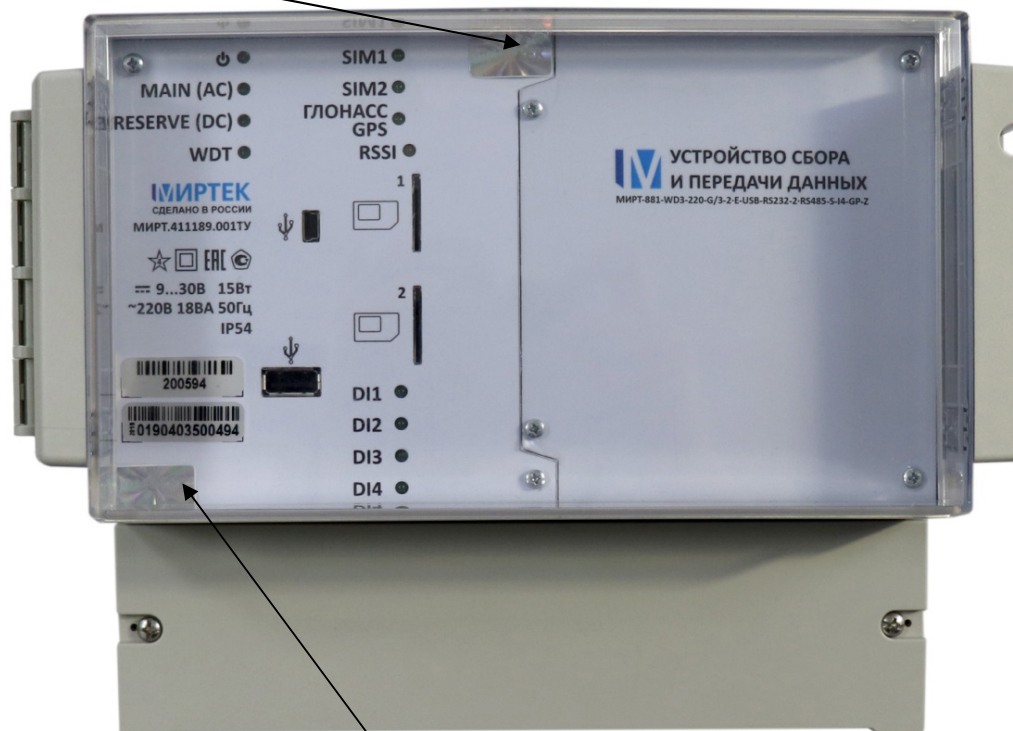
Место установки пломбы заводом
изготовителем для защиты от
несанкционированного вскрытия



Место установки пломбы заводом
изготовителем для защиты от
несанкционированного вскрытия

Рисунок 8 – Общий вид УСПД в корпусе типа WD2

Место установки пломбы заводом
изготовителем для защиты от
несанкционированного вскрытия



Место установки пломбы заводом
изготовителем для защиты от
несанкционированного вскрытия

Рисунок 9 – Общий вид УСПД в корпусе типа WD3

Программное обеспечение

Программное обеспечение по своей структуре делится на метрологически значимую (измерительная) и незначимую части (не измерительная). Контрольная сумма метрологически значимой (измерительной) не изменяется, в то время как контрольная сумма метрологически незначимой (не измерительной) части может изменяться при обновлении.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО, представлены в таблице 1.

Конструкция УСПД обеспечивает ограничение доступа к программному обеспечению, в целях предотвращения несанкционированных настроек и вмешательств, которые могут привести к искажениям результатов измерений, уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 1– Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	МИПТ-8806
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Алгоритм вычисления	CRC

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) по протоколу NTP в режиме синхронизации при рабочей температуре от +15 до +25 °С, с	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов в автономном режиме за сутки при рабочей температуре от +15 до +25 °С, с	±3
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности хода внутренних часов при отклонении от рабочей температуры на 1°С, с	±0,15

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С	от -40 до +70
Максимальная потребляемая мощность, В·А	20
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	30 140000

Таблица 4 – габаритные размеры и масса

Обозначение исполнения УСПД	Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015	Масса, кг, не более
МИРТЕК-881-W32-х...х	290×170×87	IP51	2
МИРТЕК-881-D6-х...х	90×115×65	IP40	1
МИРТЕК-881-D6.1-х...х	94×107,6×60,7	IP20	1
МИРТЕК-881-D7-х...х	85×85×40	IP20	0,5
МИРТЕК-881-D35-х...х	113×143×61	IP51	2
МИРТЕК-881-SP1-х...х	238×162×75,5	IP64	2
МИРТЕК-881-SP31-х...х	235×188,5×104,5	IP64	2,5
МИРТЕК-881-WD2-х...х	161×199×103	IP65	2
МИРТЕК-881-WD3-х...х	185×246×114,5	IP65	2,5

Знак утверждения типа

наносится на корпуса УСПД офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества) и на титульный лист руководства по эксплуатации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
УСПД «МИРТ-881»		1 шт.
Пломба свинцовая		1 – 3 шт. (в зависимости от модификации корпуса)
Леска пломбировочная		1 – 3 шт. (в зависимости от модификации корпуса)
Формуляр	МИРТ.411189.001ФО	1 экз.
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП		1 шт. (поставляется только с УСПД в корпусных исполнениях SP1, SP31)
Упаковка		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Поверка» документа МИРТ.411189.001РЭ Устройства сбора и передачи данных «МИРТ-881». Руководство по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;
МИРТ.411189.001ТУ Устройства сбора и передачи данных «МИРТ-881». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МИРТЕК»
(ООО «МИРТЕК»)
ИНН 6154125635
347927, Ростовская область, г. Таганрог, Поляковское Шоссе, 15-к
Телефон/факс: 8 (8634) 34-33-33
E-mail: info@mirtekgroup.ru
www.mirtekgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7727061249
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Телефон: 8 (495) 544-00-00
Web-сайт: <http://www.rostest.ru>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» октября 2022 г. № 2543

Регистрационный № 59158-14

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-ММ.71»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.71» (далее – установки) предназначены для измерений массы и массового расхода сырой нефти и объема и объемного расхода нефтяного газа.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющую с помощью сепаратора и последующим определением массы и массового расхода сырой нефти, и объема и объемного расхода нефтяного газа.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы сырой нефти производится кориолисовыми счетчиками расходомерами. Измерение выделившегося в процессе сепарации объема нефтяного газа производится кориолисовыми счетчиками расходомерами с учетом молярного состава газа или объемными расходомерами счетчиками позволяющим по измеренным значениям давления газа, температуры, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

По результатам измерений массы сырой нефти и объемной доли воды в сырой нефти вычисляется значение массы нефти без учета воды.

Установки состоят из блока технологического и блока контроля и управления.

Каждый блок представляет собой модульное здание типовой конструкции с размещенным внутри оборудованием. Блоки соединены между собой интерфейсным и силовым кабелем.

В блоке технологическом размещены:

- распределительное устройство;
- сепаратор;
- расходомер жидкостной;
- расходомер газовый;
- первичные измерительные преобразователи температуры, давления с токовым выходом 4-20 мА;
- трубопроводная обвязка.

Распределительное устройство представляет собой многоходовой кран и служит для подключения выбранной скважины к сепаратору установки.

Сепаратор представляет собой стальной резервуар, предназначенный для отделения и накопления газа, сбора и отстоя жидкости с последующим отводом их в выпускной коллектор.

Гидравлическая схема блока технологического обеспечивает возможность отбора проб жидкости и газа, а также установки измерительных преобразователей в соответствии с заказом.

Для измерения массы и массового расхода сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- счетчики - расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 45115-10, 45115-16);
- счетчики - расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (регистрационный № 27054-09);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (регистрационный № 42550-09);
- расходомеры массовые Promass (регистрационный № 15201-11);
- расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи) (регистрационный № 53133-13);
- счетчики - расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260 (регистрационный № 47266-11, 77657-20);
- счетчики - расходомеры массовые Штрай-Масс (регистрационный № 70629-18);
- счетчики - расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (регистрационный № 47266-11, 47266-16).

Для измерения объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики - расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 45115-10, 45115-16);
- счетчики - расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (регистрационный № 27054-09);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (регистрационный № 42550-09);
- расходомеры массовые Promass (регистрационный № 15201-11);
- счетчики - расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260 (регистрационный № 47266-11, 77657-20);
- счетчики - расходомеры массовые Штрай-Масс (регистрационный № 70629-18);
- счетчики - расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (регистрационный № 47266-11, 47266-16);
- расходомеры - счетчики вихревые 8800 (регистрационный № 14663-12);
- расходомеры - счетчики вихревые объемные Yewflo DY (регистрационный № 17675-09);
- счетчики газа вихревые СВГ.М (регистрационный № 13489-13);
- датчик расхода газа ДРГ.М (регистрационный № 26256-06);
- счетчик газа DYMETIC-9423 (регистрационный № 37418-08);
- счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 (регистрационный № 43981-10);
- расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи) (регистрационный № 53133-13).

Для измерения объемной доли воды в сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- влагомер поточный моделей F (регистрационный № 46359-11);
- влагомер сырой нефти ВСН-АТ (регистрационный № 42678-09);

- влагомер сырой нефти ВСН-2 (регистрационный № 24604-12);
- влагомер нефти поточный ПВН-615.001 (регистрационный № 39100-09);
- измеритель обводненности Red Eye (регистрационный № 47355-11).

В блоке контроля и управления размещены:

- устройство обработки информации, включающее в себя один или два микропроцессорных контроллера со встроенным программным обеспечением, реализующим функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;
- вторичные устройства измерительных преобразователей, размещенных в блоке технологическом;
- силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

В зависимости от комплектации применяют один из трех типов контроллеров:

- контроллеры программируемые SIMATIC S7-300 фирмы Siemens AG, Германия (регистрационный № 15772-11);
- системы управления модульные B&R X20 фирмы Bernecker und Rainer Industrie-Elektronik GmbH (B&R), Австрия (регистрационный № 57232-14);
- комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix, фирмы "Rockwell Automation Allen-Bradley", США (регистрационный № 42664-09);
- контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack, фирмы "Schneider Electric SA", Франция (регистрационный № 56993-14).

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения среднего массового расхода и массы сепарированной сырой нефти;
- измерения среднего объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- измерения среднего массового расхода и массы обезвоженной нефти;
- индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Заводской (серийный) номер установок наносится на таблички типографским способом, обеспечивающим сохранность на весь период эксплуатации, которые крепятся на боковой стенке. Формат нанесения заводского номера - числовой. Пломбирование установок не предусмотрено. Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

Общий вид установки приведен на рисунках 1, 1а.



Рисунок 1 – Установка измерительная «Мера-ММ.71». Общий вид



Рисунок 1а – Установка измерительная «Мера-ММ.71». Общий вид

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. Встроенное ПО контроллеров, влияющее на метрологические характеристики установок, хранится в энергонезависимой (flash) памяти контроллеров, обеспечивает общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. После включения электропитания установок происходит автоматическая инициализация контроллера в режиме исполнения. Встроенное ПО контроллеров устанавливается на заводе-изготовителе контроллеров и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	SIMATIC S7-300	Logix
Идентификационное наименование ПО	MM SM 1408 1314	MM AB 1408 1314
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DE8DEAA	7DE8DEAB
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	не используется	не используется
Другие идентификационные признаки	-	-

Продолжение таблицы 1

Идентификационные признаки	B&R X20	SCADAPack
Идентификационное наименование ПО	MM BR 1408 1314	12120501
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DE8DEBB	7DCC5103
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	не используется	не используется
Другие идентификационные признаки	-	-

Нормирование метрологических характеристик установок проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью установок.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут)	от 0,2 до 83,3 (от 5 до 2000)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м³/ч (м³/сут)	от 2 до 62500 (от 50 до 1500000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), % От 0 до 70 % Св.70 до 95% Св. 95 до 99%	± 6 ± 15 согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами: -давление, МПа -температура, °С -кинематическая вязкость жидкости, м ² /с -плотность жидкости, кг/м ³ -максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м ³ /т, не более -объемная доля воды в сырой нефти, %. не более	от 0,2 до 10,0 от 0 до +90 от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶ от 700 до 1180 до 1000 до 99
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Параметры электрического питания: -напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	от 187 до 253, от 323 до 437 50±1 30
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более: - блока технологического - блока контроля и управления	12360×3250×3960 6000×3250×3960
Масса, кг, не более: - блока технологического - блока контроля и управления	30000 10000
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом, на таблички блока технологического, блока контроля и управления - методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	Мера-ММ.71	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)		1 компл.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «МЕРА-ММ», свидетельство об аттестации № 01.00284-2010-120/01-2013 от 15.08.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ПНСТ 360-2019 ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «МЕРА-ММ». Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш»
(АО «ГМС Нефтемаш»)
ИНН 7204002810
Адрес: 625003. г. Тюмень, ул. Военная. 44
Тел.:(3452)43-01-03
Факс:(3452)43-22-39
Web-сайт: <http://hms-neftemash.ru>
E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
ИНН 7203004003
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Тел.:(3452)20-62-95
Факс:(3452)28-00-84
Web-сайт: <http://тцсм.рф>
E-mail: mail@csм72.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30024-11.

В части вносимых изменений:

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а
Телефон (факс): +7 (843) 295-30-47, 295-30-96;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.