

**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 ДУМЕТИС-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 В&R X20 фирмы Bernecker und Rainer Industrie-Elektronik GmbH (В&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 измерения 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, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /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 <sup>2</sup> /с -плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup> -максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т, не более -объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	от 0,2 до 10,0 от 0 до +90 от 1·10 <sup>-6</sup> до 150·10 <sup>-6</sup> 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](mailto: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](mailto: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](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.