

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-ММ.71»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.71» (далее - установки) предназначены для измерения 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 (Госреестр № 45115-10);
- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Госреестр № 27054-09);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (Госреестр № 42550-09);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- счетчики - расходомеры массовые ЭЛМЕТРО – Фломак (Госреестр № 47266-11);
- расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи) (Госреестр № 53133-13).

Для измерения объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые MicroMotion (Госреестр № 45115-10);

- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Госреестр № 27054-09);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (Госреестр № 42550-09);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- расходомеры – счетчики вихревые 8800 (Госреестр № 14663-12);
- расходомеры – счетчики вихревые объемные Yewflo DY (Госреестр №17675-09);
- счетчики газа вихревые СВГ.М (Госреестр № 13489-13);
- датчик расхода газа ДРГ.М (Госреестр № 26256-06);
- счетчик газа ДУМЕТИС-9423 (Госреестр № 37418-08);
- счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 (Госреестр № 43981-10);
- расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи) (Госреестр № 53133-13).

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

- влагомер поточный моделей F (Госреестр № 46359-11);
- влагомер сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09);
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-12);
- влагомер нефти поточный ПВН-615.001 (Госреестр № 39100-09);
- измеритель обводненности Red Eye (Госреестр № 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 (Госреестр № 15772-11);
- системы управления модульные В&R X20 фирмы Bernecker und Rainer Industrie-Elektronik GmbH (В&R), Австрия (Госреестр № 57232-14);
- комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix, фирмы "Rockwell Automation Allen-Bradley", США (Госреестр № 42664-09);
- контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack, фирмы "Schneider Electric SA", Франция (Госреестр № 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.

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	B&R X20	SCADAPack
Идентификационное наименование ПО	MM_SM_1408_1314	MM_AB_1408_1314	MM_BR_1408_1314	12120501
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DE8DEAA	7DE8DEAB	7DE8DEBB	7DCC5103
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	не используется	не используется	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

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

-давление, МПа	от 0,2 до 10,0
-температура, °С	от 0 до плюс 90
-кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶
-плотность жидкости, кг/м ³	от 700 до 1180
-максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м ³ /т	до 1000
-объемная доля воды в сырой нефти, %	до 99

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, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /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 %	± 6;
Св. 70 до 95 %	± 15;
Св. 95 до 99 %	согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0.
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14.
Напряжение питания сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц 220/380 В	± 15 %.
Потребляемая мощность,	не более 30 кВт·А.
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), не более:	
- блока технологического	12360 × 3250 × 3960 мм;
- блока контроля и управления	6000 × 3250 × 3960 мм.
Масса, не более:	
- блока технологического	30000 кг;
- блока контроля и управления	10000 кг.
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69.
Срок службы, не менее	10 лет.

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

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

Поверка

осуществляется по документу МП 59158-14 «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.71». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 11 июля 2014 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

-рабочий эталон 2-го разряда единицы массового расхода газожидкостных смесей ОГМ-0001 (№ 3.2.ГНЭ.0001.2014), ОГМ-0002 ((№ 3.2.ГНЭ.0002.2014), расход жидкости от 1000 до 100000 кг/ч, с пределом относительной погрешности $\pm 2\%$, расход газожидкостной смеси от 1000 до 100000 кг/ч, с пределом относительной погрешности $\pm 2\%$, расхода газа от 4 до 62500 м³/ч, с пределом относительной погрешности $\pm 3\%$

Средства поверки для средств измерений входящих в состав установки указаны в документах на их поверку.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «Мера-ММ», утвержденной ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 15 августа 2013 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки измерительные «Мера-ММ»

1. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2. ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «Мера-ММ». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ГМС Нефтемаш»

Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44,

Тел. (3452) 43-01-03,

Факс (3452) 43-22-39;

E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе»

(ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88,

Тел. (3452) 20-62-95,

Факс (3452) 28-00-84,

E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.