

Установки измерительные «Мера-ММ.91»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.91» (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 (Номер в Федеральном информационном фонде 45115-10);
- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Номер в Федеральном информационном фонде 27054-14);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (Номер в Федеральном информационном фонде 50998-12);
- расходомеры массовые Promass (Номер в Федеральном информационном фонде 57484-14);

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)225-72-31
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47
Россия (495)268-04-70
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13

Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

- счетчики - расходомеры массовые ЭЛМЕТРО – Фломак (Номер в Федеральном информационном фонде 47266-11);
- счетчики-расходомеры массовые Эмис-Масс 260 (Номер в Федеральном информационном фонде 42953-09);
- счетчики-расходомеры массовые МИР (Номер в Федеральном информационном фонде 48964-12)

Для измерения объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые MicroMotion (Номер в Федеральном информационном фонде 45115-10);
- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Номер в Федеральном информационном фонде 27054-14);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (Номер в Федеральном информационном фонде 50998-12);
- расходомеры массовые Promass (Номер в Федеральном информационном фонде 57484-14);
- счетчики газа вихревые СВГ (Номер в Федеральном информационном фонде 13489-13);
- датчик расхода газа ДРГ.М (Номер в Федеральном информационном фонде 26256-06);
- счетчик газа DYMETIC-9423 (Номер в Федеральном информационном фонде 37418-08);
- преобразователи расхода вихревые Эмис-Вихрь 200 (Номер в Федеральном информационном фонде 42775-14);
- расходомер Turbo Flow GFG (Номер в Федеральном информационном фонде 57146-14);
- расходомеры-счетчики газа ультразвуковые Turbo Flow UFG (Номер в Федеральном информационном фонде 56432-14);
- расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (Номер в Федеральном информационном фонде 57762-14);
- расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300 (Номер в Федеральном информационном фонде 52540-13);
- расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070 (Номер в Федеральном информационном фонде 52514-13).

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

- Влагомеры поточные L и F (Номер в Федеральном информационном фонде 56767-14);
- влагомер сырой нефти ВСН-АТ (Номер в Федеральном информационном фонде 42678-09);
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (Номер в Федеральном информационном фонде 24604-12);
- измеритель обводненности Red Eye (Номер в Федеральном информационном фонде 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 (Номер в Федеральном информационном фонде 15772-11);
- контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack, фирмы "Schneider Electric SA", Франция (Номер в Федеральном информационном фонде 50107-12);
- комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления TREI-5B-05 (Номер в Федеральном информационном фонде 19767-12);
- контроллеры механизированного куста скважин КМКС (Номер в Федеральном информационном фонде 50210-12).

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.91». Общий вид.



Рисунок 1а - Установка измерительная «Мера-ММ.91». 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	TREI-5B-05	КМКС	SCADAPack
Идентификационное наименование ПО	MM_SM_1408_1314	TREI201591	КМКС201591	12120501
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DE8DEAA	7DT15A91	7DK15A91	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, 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 % ± 6;
Св.70 до 95 % ± 15;
Св. 95 % до 99 % по методике измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения 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.91»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 60779-15 «ГСИ. Установки измерительные «Мера-ММ.91». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» в г. Тюмень, 12 января 2015 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- рабочий эталон 2-го разряда единицы массового расхода газожидкостных смесей регистрационный номер 3.2.ГНЭ.0001.2014, регистрационный номер 3.2.ГНЭ.0002.2014, расход газожидкостных смесей от 1 до 100 т/ч, с пределом допускаемой относительной погрешности при измерении: массового расхода газожидкостных смесей не более $\pm 2\%$, объемного расхода газа не более $\pm 3\%$.

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.

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47
Россия (495)268-04-70
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13

Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

<https://gmsneftemash.nt-rt.ru/> || nhs@nt-rt.ru