

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «МЕРА-МИГ»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «МЕРА-МИГ» (далее - установки) предназначены для измерений массы и массового расхода сырой нефти, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

#### 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 с применением кориолисовых или объемных счетчиков-расходомеров, позволяющих 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 величина 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 от 4 до 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 измерений массы и массового расхода сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 45115-16);
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS (регистрационный № 50998-12);
- расходомеры массовые Promass (регистрационный № 57484-14);

Для измерения объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 45115-16);
- расходомеры массовые Promass (регистрационный № 57484-14);
- счетчики газа вихревые СВГ (регистрационный № 13489-13);

Для измерения объемной доли воды в сырой нефти используются:

- измеритель обводненности Red Eye (регистрационный № 47355-11).

В блоке контроля и управления размещены:

- устройство обработки информации реализует функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;

- вторичные устройства измерительных преобразователей, размещенных в технологическом блоке;

- 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);

- контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack, фирмы «Schneider Electric SA», Франция (регистрационный № 50107-12);

- контроллеры программируемые DL205 (регистрационный № 17444-11).

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения массового расхода и массы сепарированной сырой нефти;

- измерения объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;

- измерения массового расхода и массы нефти без учета воды;

- индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Установка измерительная «МЕРА-МИГ». 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, производство 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	DL205	SCADAPack
Идентификационное наименование ПО	6ES7 810 4CC10 0YA5	DirectSoft.exe	SCADAPack 32 ISaGRAF 2.21.mot SCADAPack 32 TelePACE 2.21.mot
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не менее V5.5	не менее V10.1.0.238	не менее V2.21
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-
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 «высокий» по Р 50.2.077-2014.

#### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

-давление, МПа	от 0,2 до 6,3
-температура, °С	от - 5 до +90
-кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с	от 1·10 <sup>-6</sup> до 500·10 <sup>-6</sup>
-плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 680 до 1250
-максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т	до 1000
-объемная доля воды в сырой нефти, %	до 99,9

Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут) от 0,2 до 83,3 (от 2 до 2000)

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/ч (м<sup>3</sup>/сут) от 2 до 20830 (от 50 до 500000)

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 включ. % ±5;  
св.70 до 95 % ±10

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенные к стандартным условиям, % ±5,0

Пределы допускаемой приведенной погрешности установки при измерении давления\*, % ±0,3

Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки при измерении температуры, °С ±0,5

Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки при измерении перепада давления, %	±0,3
Пределы допускаемой погрешности устройства обработки информации:	
- при преобразовании токовых сигналов (приведенная*), %	±0,1
- при измерении числа импульсов (абсолютная), имп.	±1,0
- при измерении времени (относительная), %	±0,1
- при вычислениях по заданным алгоритмам (относительная), %	±0,025
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Параметры электрического питания:	
-напряжение переменного тока, В	220/380±15 %
-частота переменного тока, Гц	(50±1)
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	15
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	
- блока технологического	12360 × 3250 × 3960;
- блока контроля и управления	6000 × 3250 × 3960
Масса, кг, не более:	
- блока технологического	30000
- блока контроля и управления	10000
Срок службы, лет, не менее	20

\*-нормирующим значением приведенной погрешности является верхний предел диапазона измерений

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Установка измерительная «МЕРА-МИГ»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации в соответствии с заказом)	1 компл.
Методика поверки МП 0409-9-2016	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0409-9-2016 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-МИГ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 18 марта 2016 г.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011;

либо:

- рабочий эталон массового расхода газожидкостных смесей 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «МЕРА-МИГ», утвержденной ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень 21 декабря 2015 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МЕРА-МИГ»**

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

Общие метрологические и технические требования

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

ТУ 3667-062-00137182-2014 Установки измерительные «МЕРА-МИГ». Технические условия

### **Изготовитель**

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш»

ИНН 7204002810

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

Тел. (3452) 43-01-03,

Факс (3452) 43-22-39;

E-mail: [girs@hms-neftemash.ru](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Тел.: (843) 272-70-62, факс: 272-00-32, E-mail: [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2016 г.