

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-МР»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-МР» (далее - установки) предназначены для измерений расхода и количества компонентов продукции нефтяных скважин, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла в условиях умеренно холодного климата.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерении массы и плотности продукции нефтяных скважин, обводненности сырой нефти, рабочего давления и температуры с последующим расчетом массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного попутного нефтяного газа многофазным расходомером NetOil&Gas.

Установки позволяют производить измерения двумя способами:

- через NetOil&Gas без предварительной сепарации (объемная доля газа в рабочих условиях не более 50 %).
- через NetOil&Gas с предварительной сепарацией (объемная доля газа в рабочих условиях более 50%).

При измерении без предварительной сепарации продукция нефтяной скважины поступает по входному трубопроводу напрямую в расходомер многофазный NetOil&Gas. Прошедшая через расходомер продукция нефтяной скважины направляется в коллектор.

При измерении с предварительной сепарацией отсепарированный свободный попутный нефтяной газ проходит по газовой линии через расходомер массовый и также сбрасывается в коллектор. Объем газа, прошедшего через расходомер многофазный и по газовой линии, суммируются.

Установки работают в постоянном режиме при дебитах скважины находящихся в рабочих диапазонах расходомеров, в случае более низких дебитов установки работают в периодическом (циклическом) режиме.

В состав установок входят следующие блоки:

- блок технологический (далее – БТ);
- блок контроля и управления (далее – БК);
- блок переключения скважин (далее – БПС), в зависимости от исполнения¹.

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

БПС предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем распределительного устройства (далее – РУ), служащего для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к емкости сепарационной (далее – ЕС), расположенной в БТ, а остальных – к коллектору.

БТ (рис. 1) предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерений (далее – СИ) установок.

¹Наличие БПС определяется заказом



Рисунок 1. Вид БТ установки изнутри.

В БТ размещены:

- РУ, служащее для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к NetOil&Gas, а остальных – к выходному коллектору переключателем скважин многоходовым;

- расходомер многофазный NetOil&Gas (Госреестр № 51424-12);
- расходомер массовый I/A Series с преобразователем расхода CFS10, CFS20 и измерительным преобразователем CFT51 (Госреестр № 53133-13);

- вспомогательные датчики и преобразователи;

- трубопроводная обвязка.

- ЕС (при наличии), служащая для предварительного отделения свободного нефтяного газа от сырой нефти и оснащенная системой регулирования уровня сырой нефти, накапливаемой в ЕС;

БК предназначен для размещения, укрытия и создания нормальных условий работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию параметров и режимов, управление работой установки, передачу данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла. В состав БК входят:

- шкаф управления с микропроцессорным контроллером (далее – СОИ) предназначен для сбора и обработки информации СИ и для управления системой регулирования уровня и РУ БТ или БПС, а также для архивирования, индикации и передачи информации на верхний уровень. В зависимости от комплектации установок применяют следующие контроллеры:

• устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (Госреестр № 22734-11);

• контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack (Госреестр № 50107-12);

• контроллер программируемый DL205 (Госреестр № 17444-11);

- шкаф силовой для питания систем БТ и БК;

- вторичные устройства примененных в БТ СИ (при наличии);

- клеммные колодки.

Подключение установок к измеряемой скважине осуществляется с помощью гибких рукавов высокого давления, входящих в состав монтажных частей. Входной трубопровод установки подключается к манифольду скважины, выходной трубопровод подключается к коллектору нефтесбора, трубопровод дренажа подключается к дренажной емкости. Электропитание установки осуществляется силовым кабелем, подключаемым с помощью специального разъема к БК.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой встроенное ПО одного из контроллеров, 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 установок и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров.

ПО обеспечивает следующие функции:

- управление технологическим процессом измерений в соответствии с выбранным методом измерений;
- переключение измерений между скважинами;
- ввод исходных данных конфигурации по скважинным флюидам;
- преобразование результатов измерений в производные величины (при необходимости);
- отображение результатов измерений;
- архивирование результатов измерений;
- передачу результатов измерений в систему диспетчеризации.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
MM_DL_1310_1504	27DD1A74	F2325214	-	CRC32
MM_SI_1310_1505	27DD2A75	IE2AD504	-	STEP7
20131007	27DD3A33	B66993D6	-	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «А» согласно МИ 3286-2010.

Схемы пломбирования контроллеров от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2-4.



Рисунок 2. Схема пломбирования контроллера «DL205».



Рисунок 3. Схема пломбирования контроллера «SIMATICET200»



Рисунок 4. Схема пломбирования контроллера «SCADAPack32».

Метрологические и технические характеристики

Климатические условия эксплуатации установки:

Температура окружающей среды, °С	от минус 50 до плюс 60
Пределы изменения атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7
Относительная влажность воздуха при температуре 15 °С, %	не более 96

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

Рабочее давление, МПа	от 0,3 до 10,0
Температура, °С	от минус 29* до плюс 121
Кинематическая вязкость жидкости при рабочих условиях, мм ² /с	от 1 до 50
Плотность сырой нефти, кг/м ³	от 700 до 1100
Плотность нефти, кг/м ³	до 870
Объемная доля воды в сырой нефти, %	от 0 до 100
Максимальное содержание газа, %	100
Содержание сероводорода, %, не более	6**

Метрологические и технические характеристики, включая показатели точности:

Диапазон измерений массового расхода сырой нефти без газа, т/ч (т/сут)	от 0,042 до 112,5 (от 1 до 2700)
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти при объемной доли газа до 50 %, т/ч (т/сут)	от 0,42 до 57 (от 10 до 1368)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 4,2 до 62500 (от 100 до 1500000)

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массовых расходов нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70% - свыше 70 до 95% - свыше 95%	± 6 ± 15 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Напряжение питания сети переменного тока частотой (50±1) Гц 220/380 В,%	± 15
Потребляемая мощность, кВт, не более	30
Габаритные размеры (длина Ч ширина Ч высота), мм, не более: - блока технологического - блока контроля и управления	12360 Ч 3250 Ч 3960 6000 Ч 3250 Ч 3960
Масса, кг, не более: - блока технологического - блока контроля и управления	30000 10000
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69
Срок службы, лет, не менее	10

*При условии если среда находится в жидком состоянии.

**При содержании сероводорода более 2 % изготовление установки с применением специальных материалов.

По взрывоопасной и пожарной опасности установок, блок технологический относится к помещениям с производствами категории А, блок контроля и управления относится к помещениям с производствами категории Д по ВНТП01/87/04 и НПБ105-95.

Класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси IIА-Т3 по ГОСТ Р 51330.0-99.

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

Установка измерительная «Мера-МР» в составе:	1
1 Блок технологический	
2 Блок контроля и управления	1
3 Блок переключения скважин (в зависимости от комплектации)	1

4 Ведомость эксплуатационных документов	1
5 Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационных документов)	1
6 Методика поверки МП 0091-9-2013	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 0091-9-2013 «Инструкция. ГСИ. Установка измерительная «Мера-МР». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» от 11 октября 2013 года.

При проведении поверки применяются следующие средства измерений:

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.

- эталоны 2-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0%, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.

- поверочная установка с диапазоном воспроизводимого расхода, соответствующим рабочему диапазону поверяемого СИ и относительной погрешностью измерения массового расхода не более 0,05 %;

- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С, или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененного в ИУ термометра сопротивления серии PR;

- манометры грузопоршневые МП-6, МП-60 1-го разряда, магазин сопротивлений Р4831 или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку многопараметрического датчика серии IMV;

- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененного в ИУ измерителя обводненности RedEye®;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до $5 \cdot 10^8$ имп. или аналогичное оборудование с диапазоном и погрешностью, обеспечивающими поверку примененных в ИУ измерительно-вычислительных контроллеров;

- допускается применение эталона 2-го разряда, воспроизводящего двухфазный поток (газ, вода), аттестованного в установленном порядке, с диапазонами воспроизводимого массового расхода воды и воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующими рабочим диапазонам поверяемой ИУ;

- допускается применение первичного специального эталона ГЭТ-195-2011.

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений содержатся в документе «ГСИ. Масса сырой нефти, объем свободного нефтяного газа. Методика измерений с помощью измерительной установки «Мера-МР», утвержденном ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» от «7» октября 2013 года.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «Мера-МР»

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

2.ТУ 3667-054-00137182-2013 Технические условия «Установки измерительные «Мера-МР»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «ГМС Нефтемаш», 625003, Россия, г. Тюмень, ул. Военная, д. 44.

Телефон: +7(3452) 43-01-03, Факс: +7(3452) 43-22-39. E-mail: 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: vniiirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.