

## 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 исполнения<sup>1</sup>.

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.

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 (4232)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



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, °C                         | от минус 50 до<br>плюс 60 |
| Пределы изменения атмосферного давления, кПа             | от 84 до 106,7            |
| Относительная влажность воздуха при температуре 15 °C, % | не более 96               |

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

|                                                                           |                             |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| Рабочее давление, МПа                                                     | от 0,3 до 10,0              |
| Температура, °C                                                           | от минус 29*<br>до плюс 121 |
| Кинематическая вязкость жидкости при рабочих условиях, мм <sup>2</sup> /с | от 1 до 50                  |
| Плотность сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>                                  | от 700 до 1100              |
| Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>                                        | 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<br>(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<br>(от 10 до 1368)       |
| Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут) | от 4,2 до 62500<br>(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), %:<br>- от 0 до 70%<br>- свыше 70 до 95%<br>- свыше 95% | ± 6<br>± 15<br>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:<br>- блока технологического<br>- блока контроля и управления                                                                               | 12360 Ч 3250 Ч 3960<br>6000 Ч 3250 Ч 3960 |
| Масса, кг, не более:<br>- блока технологического<br>- блока контроля и управления                                                                                                                      | 30000<br>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  $\pm 3$  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  $\pm 2$  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.

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](mailto:nhs@nt-rt.ru)