

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-ММ.31»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.31» (далее - установки) предназначены для измерений расхода и количества разделенных в процессе сепарации компонентов продукции нефтяных скважин.

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, объема и объемного расхода нефтяного газа.

Измерение массы сырой нефти, отделенной в процессе сепарации, производится кориолисовыми счетчиками-расходомерами. Измерение объема нефтяного газа, выделившегося в процессе сепарации, производится вихревыми счетчиками (датчиками расхода), позволяющими по измеренным значениям объема газа в рабочих условиях, давления и температуры газа, 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 счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (Госреестр № 45115-10).

Для измерения объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:
- датчики расхода газа ДРГ.М Госреестр № 26256-06).

Для измерения объемной доли воды в сырой нефти используются влагомеры сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09);

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 двух типов контроллеров:

- контроллеры измерительные АТ-8000, изготовитель ЗАО «Аргоси» (Госреестр № 42676-09)
- контроллеры механизированного куста скважин КМКС, изготовитель ЗАО «ПИК Прогресс» (Госреестр № 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 нефти без учета воды;
- индикацию, архивирование и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Установка измерительная «Мера-ММ.31». Общий вид.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. Алгоритмы вычислений контроллеров аттестованы, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения ФБУ Тюменский ЦСМ г.Тюмень 1 октября 2013 г..

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.

ПО обеспечивает следующие функции:

- управление технологическим процессом измерений (соответствие с выбранным методом измерений);
- преобразование сигналов первичных измерительных преобразователей в числовые значения измеряемых величин;
- вычисление результатов измерений;
- переключение измерений между скважинами.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения.

| Идентификационное наименование ПО | Номер версии | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|-----------------------------------|--------------|---|---|
| qmicro | 03.12.0091 | 4CE136FE | CRC16 |
| DebitCalc | V0.1 | 3a0442256a3abe0f64a7c4e927160bd3 | MD5 |

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Общий вид контроллеров представлен на рисунках 2, 3.

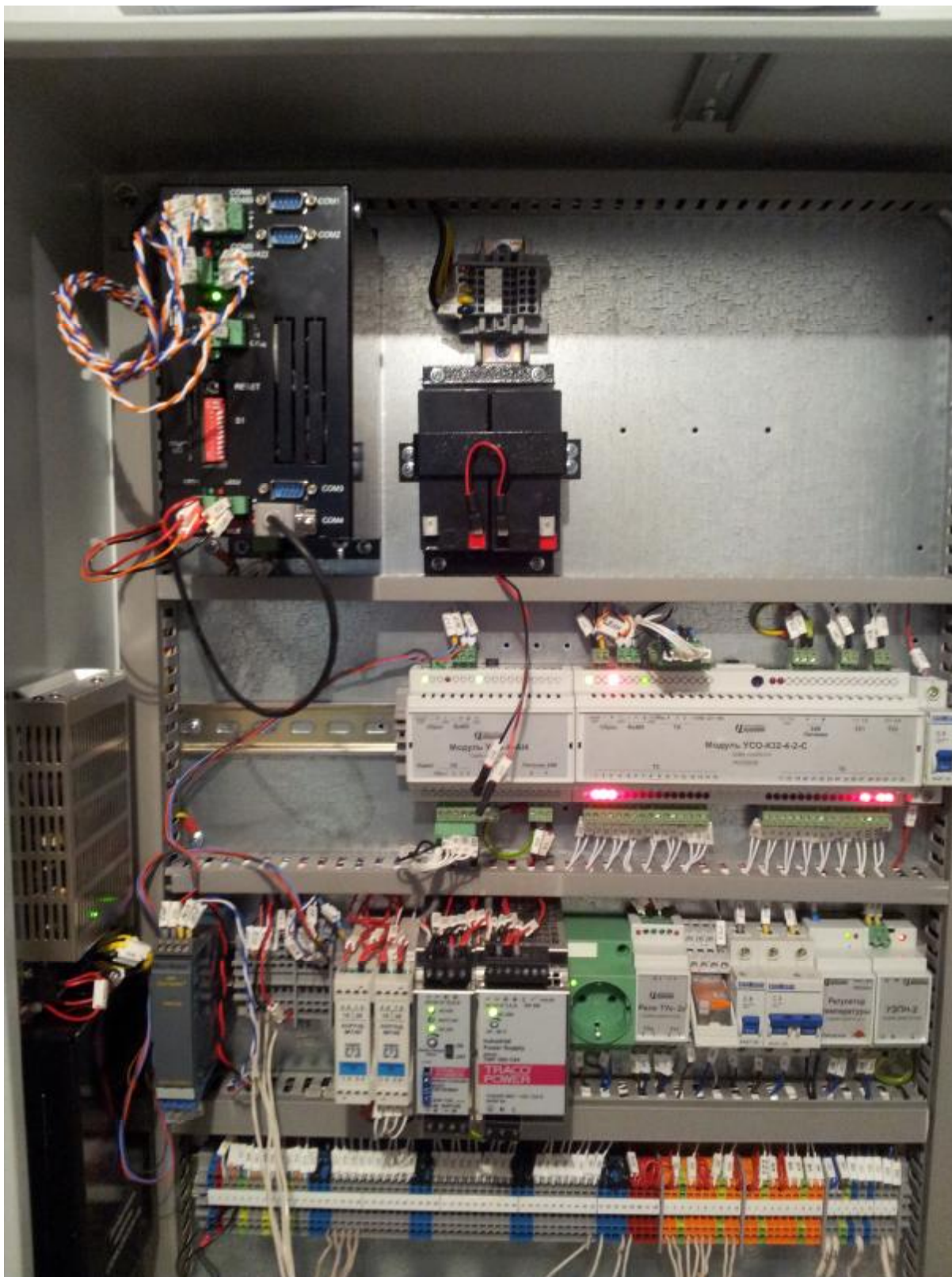


Рисунок 2 - Общий вид контроллеров КМКС



Рисунок 3 - Общий вид контроллеров АТ-8000

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

| | |
|---|---|
| -давление, МПа | от 0,2 до 4,0 |
| -температура, °С | от 0 до 60 |
| -кинематическая вязкость жидкости, м ² /с | от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6}$ |
| -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 62,5 (от 5 до 1500). |

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{ч}$ ($\text{м}^3/\text{сут}$) от 2 до 62500 (от 50 до 1500000).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, % $\pm 2,5$.

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 90 % | ± 15 ; |
| св.90 до 98 % | ± 43 ; |
| св.98 до 99 % | ± 80 . |

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при комплектации влагомерами сырой нефти ВСН-АТ, %:

| | |
|----------------|--------------|
| от 0,01 до 50% | $\pm 0,5$; |
| от 50 до 90% | $\pm 1,0$; |
| от 90 до 100% | $\pm 0,66$. |

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, % $\pm 5,0$.

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, % $\pm 0,3$.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, $^{\circ}\text{C}$ $\pm 0,5$.

Пределы допускаемой погрешности системы обработки информации:

- при преобразовании токовых сигналов (приведенная), % $\pm 0,1$;
- при измерении числа импульсов (абсолютная), имп. $\pm 1,0$;
- при измерении времени (относительная), % $\pm 0,1$;

- алгоритма вычисления массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа приведенного к стандартным условиям (относительная), % $\pm 0,025$.

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 \times ширина \times высота), не более:

- блока технологического 12360 \times 3250 \times 3960 мм;
- блока контроля и управления 6000 \times 3250 \times 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.

По взрывоопасной и пожарной опасности установка относится к помещениям с производствами категории А по ВНТП 01/87/04-84 и НПБ105-03.

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

| Наименование | Количество |
|--|------------|
| Установка измерительная «Мера-ММ.31» | 1 компл. |
| Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации) | 1 компл. |
| Методика поверки | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0033-13 МП «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.31». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 24 июля 2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

-расходомер кориолисовый массовый RCCS33, расход от 0,45 до 1500 кг/ч, с пределом относительной погрешности $\pm 0,25$ %;

расходомер кориолисовый массовый RCCS39, расход от 43 до 120000 кг/ч, с относительной погрешностью $\pm 0,25$ %;

-частотомер ЧЗ-57 10^8 имп (10^{-3} -100) с ТУ 25-06.86541-86, с относительной погрешностью $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$;

-ареометр АОН-1, (940...1000) кг/м³, цена деления ± 1 кг/м³, с абсолютной погрешностью $\pm 0,5$ кг/м³;

-датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход при рабочих условиях от 4 до 160 м³/ч, с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %;

-датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход при рабочих условиях от 125 до 2500 м³/ч, с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %.

- термостат жидкостный Термотест-100 (Госреестр № 39300-08);

- термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2 (Госреестр № 32777-06).

- калибратор многофункциональный MC5-R (Госреестр № 18624-99);

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «Мера-ММ.31», утвержденной ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 1 октября 2013 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки измерительные «Мера-ММ.31»

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 и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (ОАО «ГМС Нефтемаш»)
625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44
Телефон (3452) 430-103, факс (3452) 432-239;
E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение
Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению
испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2013 г.