ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «МЕРА-ММ.ХХХ»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.ХХХ» (далее - установки) предназначены для циклических и непрерывных измерений расходов и количества компонентов, полученных в результате сепарации продукции соответственно одной или нескольких нефтяных скважин, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую фазы с помощью сепаратора и последующим измерением массы и массового расхода жидкости, объема и объемного расхода нефтяного газа.

В сепараторе установки происходит разделение продукции нефтяных скважин на жидкую и газовую фазы. Массовый расход и масса отделенной в сепараторе жидкости в условиях сепарации (при давлении и температуре измерений) измеряется массовыми расходомерами. Объемный расход и объем отделенного в сепараторе (свободного) попутного газа в условиях сепарации измеряется объемным или массовым расходомером. Содержание объемной и массовой доли пластовой воды в отделенной в сепараторе жидкости измеряется одним из трех методов: прямым методом с применением поточного преобразователя влагосодержания, косвенным методом на основании результатов измерений плотности жидкости, каналом плотности массового расходомера, на основании результатов измерений содержания воды в лаборатории.

Содержание в нефти растворенного попутного газа в условиях измерений, содержание капельной жидкости в свободном попутном нефтяном газе рассчитывается по термодинамической модели, учитывающей свойства продукции скважины, реализованной в программном обеспечении установок.

Массовый расход и масса нефти в составе скважинной жидкости рассчитывается на основании измерений массового расхода и массы жидкости, содержания в жидкости пластовой воды, содержания в нефти растворенного газа и содержания капельной жидкости в свободном попутном газе.

Объемный расход и объем попутного газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитывается на основании измеренных значений объемного расхода и объема свободного попутного нефтяного газа и содержания растворенного попутного газа в нефти.

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.

Используемые в составе установок для измерения расхода жидкости и газа средства измерений перечислены в таблицах 1 и 2 соответственно, используемые преобразователи влагосодержания приведены в таблице 3, измерительно-вычислительные контроллеры – в таблице 4.

Таблица 1 – Средства измерений расхода жидкости

Наименование	Регистрационный номер
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
Расходомеры-счетчики массовые Optimass	50998-12
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18

Таблица 2 – Средства измерений расхода газа

Наименование	Регистрационный номер
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
Расходомеры-счетчики массовые Optimass	50998-12
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-Вихрь 200 ЭВ-200»	42775-14

Таблица 3 – Средства измерений содержания доли воды

Наименование	Регистрационный номер
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye®	47355-11
Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
Влагомеры сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14

Для измерения температуры рабочей среды используются преобразователи температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 ºС.

Для измерения давления рабочей среды используются преобразователи давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,25 %.

В блоке контроля и управления размещены:

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

–силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

Блок контроля и управления не является обязательным компонентом, оборудование может быть размещено в блоке автоматики и связи (проектируется в составе производственного объекта – куста скважин).

В составе блока контроля и управления могут быть применены следующие измерительные контроллеры.

Таблица 4 – Измерительно-вычислительные контроллеры

Наименование	Регистрационный номер
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	50107-12
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5209, 5232, 5305	56993-14
Контроллеры SCADAPack 530E и 535E	64980-16
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357, (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5B»	19767-12

Общий вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Установка измерительная «МЕРА-ММ. XXX». Общий вид.

Пломбирование установок не предусмотрено. Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

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 5 – Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	системы управления модульные «B&R X20»	контроллеры на основе измерительных модулей «SCADAPack»	комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе устройств программного управления «TREI-5B»
1	2	3	4
Идентификационное наименование ПО	MMBR	MMSP	MMTR
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7E36	7E36	7E36
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	не используется	не используется	не используется
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32

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

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,042 до 83,3 (от 1 до 2000)
Диапазон измерений объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $м^3$/ч ($м^3$/сут)	от 2 до 62500 (от 50 до 1500000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (без учета воды и попутного газа) при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % От 0 до 70 % Св.70 до 95 % Св. 95 %	 ± 6,0 ± 15,0 согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	Продукция нефтяных скважин
Параметры измеряемой среды: -давление, МПа -температура, °С -кинематическая вязкость жидкости, мм^2/с -плотность жидкости, кг/м^3 -объемная доля воды в скважинной жидкости, %	 от 0,2 до 10,0 от -30[1] до 100 от 1 до 2500[2] от 690 до 1320 от 0 до 100
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - допустимое отклонение от номинального напряжения, % - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВ·А, не более	 220/380 ± 15 (50 ± 1) 30
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более: - блока технологического - блока контроля и управления	 12360×3250×3960 6000×3250×3960
Масса, кг, не более: - блока технологического - блока контроля и управления	 30000 10000
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	10[3]
Средняя наработка на отказ, ч	72000
1 – при условии отсутствия кристаллизованной влаги в рабочих условиях скважинной жидкости 2 - при условии состояния жидкости в текучем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа. В ином случае изготовитель предусматривает технические решения для обеспечения сепарации, например, предварительный подогрев, увеличение объёма сепаратора и т.д. Пропускная способность установки, при вязкости жидкости свыше 500 мм^2/с, определяется индивидуально. 3 - за исключением компонентов КИПиА срок службы которых определен производителем	

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 средств измерений

Таблица 8 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «МЕРА-ММ.ХХХ»	–	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	–	1 компл.
Методика поверки	МП 1005-9-2019	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1005-9-2019 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.ХХХ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 20 декабря 2019 г.

Основные средства поверки:

–рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установок измерительных «МЕРА-ММ.ХХХ».

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Масса нефти и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением измерительных установок «МЕРА-ММ.ХХХ» АО «ГМС Нефтемаш», свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/11109-19 от 30.09.2019 выдано ФГУП «ВНИИР».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МЕРА-ММ.ХХХ»

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

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

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

ПНСТ 360-2019 Предварительный национальный стандарт РФ. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «МЕРА-ММ». Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)
ИНН 7204002810
Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44
Телефон: (3452) 79-19-30, факс: (3452) 79-19-30
E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А
Телефон: (843) 272-70-62, факс: 272-00-32
E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 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 А.В. Кулешов

М.п. « ___ » _____ 2020 г.