

Регистрационный № 56231-14

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-МР»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-МР» (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы скважинной жидкости, нефти и воды, а также объемного расхода и объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной или газоконденсатной смеси без предварительной сепарации многофазного потока прямым методом динамических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерениях объемного содержания, плотности и скорости течения нефти, воды и попутного нефтяного газа с применением многофазных расходомеров (далее – МФР) с последующим вычислением массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, и объемной доли воды в жидкости с помощью вычислительного компьютера МФР.

В зависимости от исполнения в состав установок входят технологический блок (далее – БТ), блок контроля и управления (далее – БК), блок переключения скважин (далее – БПС). 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 МФР, расположенному в БТ, а остальных – к коллектору. РУ может находиться как в БПС, так и в БТ.

В БТ размещены:

- МФР;
- трубопроводная обвязка, служащая для соединения выходов МФР, с выходным коллектором, а входа МФР – с распределительным устройством;
- средства измерений (далее – СИ) давления, температуры;
- устройство для ручного отбора проб.

В БК размещены:

- шкаф управления с контроллером, предназначенным для сбора информации и для управления БПС, а также для архивирования, индикации информации и передачи ее на верхний уровень;
- шкаф силовой для питания систем БТ и БК;
- вторичные устройства для СИ, установленных в БТ.

Перечень основных СИ, которыми комплектуются исполнения установок, приведен в таблице 1. СИ, входящие в состав установки, определяются на основании требований опросного листа на установку или технического задания заказчика.

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации установок

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600	60272-15
Расходомеры многофазные Vx Spectra	60560-15
Расходомеры многофазные AGAR MPFM	65061-16
Расходомеры многофазные МФР.0704-01	93489-24
Расходомеры многофазные РМП	94879-25
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
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200	66213-16
Контроллеры программируемые DirectLOGIC	65466-16
Контроллеры логические программируемые ПЛК 200	84822-22
Контроллеры программируемые логические REGUL	63776-16
Контроллеры измерительные K15	75449-19
Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16

Общий вид установки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Установка измерительная «Мера-МР». Общий вид.
Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Установка измерительная «Мера-МР». Общий вид. Блок технологический

Заводской номер установок наносится на таблички ударным способом, обеспечивающим сохранность на весь период эксплуатации, которые крепятся на боковой стенке. Формат нанесения заводского номера - цифровой. Пломбирование установок не предусмотрено. Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Уровень защиты программного обеспечения (далее – ПО) соответствуют уровню, указанному в описании типа МФР согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО МФР. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	Roxar MPFM 2600	Vx Spectra	AGAR MPFM	МФР.0704-01	РМП
Идентификационное наименование ПО	Sensor software	DAFC MK4 или SAFC MK4	AGAR DAS	SetupMfTool	VMPh
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.05.01	Не ниже 4.5	—	V.1.0.1 и выше	не ниже 1.X*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	не применяется	не применяется	—	5f159f81e8678787d1620e7e99192a5a	—
*X – не относится к метрологически значимой части идентификационных данных ПО					

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений установок на базе расходомеров многофазных Roxar MPFM 2600 рег. № 60272-15, расходомеров многофазных Vx Spectra, рег. № 60560-15, расходомеров многофазных МФР.0704-01 рег. № 93489-24, расходомеров многофазных РМП, рег. № 94879-25 соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений установок на базе расходомеров многофазных AGAR MPFM, рег. № 65061-16 соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики и показатели надежности установок приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости ¹⁾ , т/ч (т/сут)	от 0,1 до 2000 (от 2,4 до 48000)
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа в рабочих условиях ²⁾ , м³/ч	от 0,1 до 3080
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям ²⁾ , м³/ч	0,1 до 70000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды (в объемных долях), %:	
- от 0 % до 70 %	±6
- свыше 70 % до 95 %	±15
- свыше 95 %	не нормируется
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа в рабочих условиях, %	±5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5
¹⁾ Конкретный диапазон измерений массы и массового расхода скважинной жидкости зависит от исполнения установки, указанного в эксплуатационной документации установки	
²⁾ Конкретный диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа зависит от исполнения установки, указанного в эксплуатационной документации установки	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 35,0*
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от минус 40** до плюс 232
Диапазон плотности нефти, кг/м³	от 0,5 до 3000***
Объемная доля воды в нефти, %	от 0 до 100
Диапазон объемного содержания газа в потоке, %	от 0 до 100

Наименование характеристики	Значение
Технические характеристики:	
Количество входов для подключения скважин, шт.	от 1 до 14
Параметры электрического питания: - род тока - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	переменный $220^{+22}_{-33}/380^{+38}_{-57}$ (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	УХЛ1
* – Рабочее давление подбирается из рекомендуемого ряда 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0; 35,0 МПа. ** – При условии не замерзания воды в рабочих условиях скважинной жидкости. *** – При сохранении текучести.	

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10
Наработка на отказ, ч, не менее	8000

Знак утверждения типа

наносится в центре титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта установок типографским способом, на таблички БТ, БК – методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт. (экз.)
Установка измерительная «Мера-МР» в том числе: БТ; БК	–	1 шт.
Эксплуатационная документация	–	1 экз.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «Мера-МР» (Свидетельство об аттестации методики измерений RA.RU.314707/3409-25 от 15.05.2025 г., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.51437)

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.2.1, п. 6.5)

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

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (п. 6.2)

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

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш»

(АО «ГМС Нефтемаш»)

ИНН 7204002810

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

Тел. (3452) 79-19-30

Факс (3452) 79-19-30

E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592