

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87144-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные ПРИЗМА-МФР

Назначение средства измерений

Установки измерительные ПРИЗМА-МФР (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Описание средства измерений

В установках используется бессепарационный прямой метод динамических измерений с помощью расходомеров многофазных, входящих в состав установок.

Установка состоит из блока технологического (далее – БТ). В случае необходимости вторичная аппаратура может размещаться в отдельном модульном блоке аппаратурном (далее – БА). В состав БТ могут входить: входной и выходной трубопроводы; переключатель скважин многоходовый (далее – ПСМ) с приводом; байпасная линия ПСМ; расходомер многофазный; преобразователи давления и температуры; манометры и термометры для местной индикации давления и температуры; ручной пробоотборник; запорно-регулирующая арматура; узел подключения поверочной установки.

Система обработки информации включает в себя вычислительный компьютер (далее – ИВК) расходомера многофазного и программируемый логический контроллер (далее – ПЛК). ИВК расходомера многофазного осуществляет измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

ПЛК осуществляет автоматическое поддержание температуры в БТ и БА; местное управление оборудованием установки; автоматическое последовательное переключение скважин; управление запорно-регулирующей арматурой и т.д.

В состав установки могут входить:

- расходомеры многофазные Vx, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег.) № 42779-09;
- расходомеры многофазные Vx 88, рег. № 48745-11;
- расходомеры многофазные Vx Spectra, рег. № 60560-15;
- расходомеры многофазные Урал-МР, рег. № 83269-21;
- расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600, рег. № 60272-15.

Заводской номер установки указывается в паспорте установки типографским способом и на маркировочной табличке методом лазерной маркировки или аппликации. Формат нанесения заводского номера – числовой. Маркировочная табличка закрепляется на наружной поверхности установки.

Пломбирование установки не предусмотрено. На рисунке 1 приведена фотография маркировочной таблички установки. На рисунке 2 приведены фотографии внешнего вида установки.



Рисунок 1 - Фотография маркировочной таблички установки.



Рисунок 2 – Фотографии внешнего вида установки

Вариант исполнения установки выбирается на этапе анализа условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

Структура условных обозначений установки ПРИЗМА-МФР X-X-X-X-X-X-X-X:

1 2 3 4 5 6 7 8 9

- 1 – Обозначение типа (ПРИЗМА-МФР);
- 2 - Номинальное давление (PN), кгс/см²;
- 3 - Количество подключаемых скважин (N), шт.;
- 4 - Максимальный дебит жидкости по скважине (Q), м³/сут.;
- 5 - Расположение входных трубопроводов установки от скважин 1-2-х стороннее (1, 2);
- 6 - Наличие антикоррозионной защиты (K1, K2, K3, K4);
- 7 - Климатическое исполнение по ГОСТ 15150 (УХЛ1, ХЛ1, У1);
- 8 - Наличие блока контроля и управления (А);
- 9 - Сейсмичность района размещения оборудования (С0).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установок реализовано в расходомере многофазном, входящем в состав установки, и обеспечивает реализацию функций установок. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные ПО в зависимости от применяемого расходомера многофазного приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО установок

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Расходомер многофазный Vx 88		
Идентификационное наименование ПО	Vx Service Manager	ПО DAFC
Номер версии (идентификационный номер)	3.06 и более поздние	1.4 и более поздние
Цифровой идентификатор ПО	для slb.vxadvisor.interfaces.dll be4e7d8e136eb4be649dd5 blfe7a99ea	для slb.vxadvisor.engine.dll 4dd9f05c6e1894b07ec 322f3f205e516
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD-5 (RFC-1321)	MD-5 (RFC-1321)
Расходомер многофазный Vx Spectra		
Идентификационное наименование ПО	DAFC МК4	
Номер версии (идентификационный номер)	Не ниже 4.5	
Цифровой идентификатор ПО	Не применяется	
Расходомер многофазный Урал-МР		
Идентификационное наименование ПО	Libflow	
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 1.1	
Цифровой идентификатор ПО	B543	
Другие идентификационные данные	CRC-16	
Расходомер многофазный Roxar MPFM 2600		
Идентификационное наименование ПО	Sensor software	

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 2.05.01
Цифровой идентификатор ПО	не применяется

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3.

Т а б л и ц а 2 - Метрологические характеристики установок при применении различных модификаций расходомеров многофазных

Наименование характеристики		Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси *, т/ч		от 0,042 до 662,4
Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях в составе нефтегазоводяной смеси *, м ³ /ч		от 0,42 до 2950
Расходомеры многофазные Vx Spectra		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (жидкости в составе многофазного потока), %		± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе многофазного потока, %		± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды и попутного нефтяного газа, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 80 % - от 80 до 95 % - свыше 95 %	± 6,0 ± 15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода газожидкостной смеси, %		± 1,0
Пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %, в диапазоне содержания объемной доли газа от 0 до 100 %		± 1,0
Расходомеры многофазные Vx		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %		± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %		± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - от 95 до 98 %	± 6,0 ± 15,0 в соответствии с методикой измерений

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Расходомеры многофазные Vx88	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % ± 6,0 ± 15,0
Расходомеры многофазные Урал-МР	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, %	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости, %	при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 % ± 6,0 ± 15,0 по методике измерений
Расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, %	при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 % ± 6,0 ± 15,0 не нормируется
* - действительный диапазон измерений расхода жидкости и газа зависит от исполнения установки и от типа расходомера многофазного	

Таблица 3 – Основные технические характеристики установки

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Объемное содержание воды в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 100
Объемное содержание свободного нефтяного газа в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 100

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон давления измеряемой среды, МПа, не более	34,5*
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -46 до +150*
Содержание сероводорода, объемная доля, %, не более	2*
Содержание парафина, объемная доля, %, не более	7*
Содержание механических примесей, мг/л, не более	2000*
Параметры электрического питания*: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не менее	30
Габаритные размеры Д*Ш*В, м, не менее	3,0*1,6*3,2*
Масса, кг, не менее	2000*
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -45 до +45 100
Средний срок службы, лет, не менее	20
Режим работы	непрерывный
* – конкретное значение указано в паспорте установки	

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на корпусе установок, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная ПРИЗМА-МФР	1 экз.	В соответствии с заказом
Комплект эксплуатационных документов: - руководство по эксплуатации «Установка измерительная ПРИЗМА-МФР»; - паспорт «Установка измерительная «ПРИЗМА-МФР»	1 экз.	206/21/1-01-РЭ
	1 экз.	206/21/1-01-ПС1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса жидкости и объем газа в составе газожидкостной смеси. Методика измерений с применением установок измерительных «ПРИЗМА-МФР». Свидетельство об аттестации № 01.00257 – 2013/3409-22 от 20.04.2022 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;
ПНСТ 360-2019 Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
ГОСТ Р 8.1004-2021 ГСИ. Системы измерений количества и параметров нефти и нефтегазоводяной смеси и измерительные установки. Метрологические требования;
ГОСТ 8.637- 2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков;
ТУ 28.99.39.190-016-40947531-2022 Установки измерительные ПРИЗМА-МФР. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН 6330013048
Юридический адрес: 443013, Самарская область, город Самара, ул. Киевская, д. 5А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН 6330013048
Юридический адрес: 443013, Самарская область, город Самара, ул. Киевская, д. 5А
Адреса деятельности: РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 48-В, строение 1;
РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 48-В, строение 2;
РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 46, строение 1;
РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 46, строение 2
Телефон/факс: (846) 247-89-19, (846) 247-89-29, (846) 247-89-00
E-mail: ma@ma-samara.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»)

ИНН 1660007420

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 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 в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 310592.

