

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» августа 2024 г. № 1901

Регистрационный № 92915-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные МИГНА-ИС

Назначение средства измерений

Системы измерительные МИГНА-ИС (далее – системы) предназначены для измерений массы и объема, плотности, температуры, избыточного давления нефти, скважинной жидкости, светлых и темных нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов, растворов кислот и солей, воды и других жидкостей при выдаче/приёме в/из автомобильных или железнодорожных цистерн, в танк-контейнеры, в наливные суда Речного/Морского регистра, трубопроводным транспортом, при выдаче в топливные баки транспортных средств или тару потребителей, а также для управления процессом налива/слива при проведении учетно-расчетных операций, перекачки продуктов на АЗС, нефтебазах и нефтеперерабатывающих заводах.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на прямом методе измерений массы и объема жидкости в потоке, плотности, температуры и избыточного давления жидкости с помощью средств измерений, входящих в состав систем, и обработки полученных результатов блоком обработки информации.

Системы собраны на раме и состоят из средств измерений массы и объема жидкости в потоке, температуры, плотности и избыточного давления жидкости, объемной доли воды (опционально, для систем с каналом измерений массы нефти обезвоженной), блока обработки информации, вспомогательных датчиков и сигнализаторов, обеспечивающих технологический режим систем.

В качестве средств измерений массы и объема жидкости в потоке, плотности жидкости применяются счетчики-расходомеры массовые следующих типов: счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационные №№ 71393-18, 45115-16); счетчики-расходомеры массовые Метран 360-М (регистрационный № 89922-23); расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400 (регистрационный № 53804-13); расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500) (регистрационный № 68358-17); расходомеры массовые Promass (регистрационный № 15201-11); расходомеры счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC (регистрационный № 75394-19); счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 42953-15); счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 77657-20); счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (регистрационный № 70629-18); счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (регистрационный № 47266-16); счетчики-расходомеры СКАТ-С (регистрационный № 75514-19); счетчики-расходомеры массовые МЛ (регистрационный № 75212-19); счетчики-расходомеры массовые МИР (регистрационный № 68584-17).

В качестве средств измерений температуры и избыточного давления жидкости применяются средства измерений утвержденного типа, обеспечивающие метрологические характеристики, приведенные в таблице 2.

В качестве средств измерений объемной доли воды применяются влагомеры сырой нефти ВСН-2 (регистрационный № 24604-12); влагомеры поточные ВСН-АТ (регистрационный № 86284-22); измерители объемного влагосодержания НОТА-ВП (регистрационный № 74828-19); влагомеры сырой нефти ВСН-2-ВТ (регистрационный № 89358-23); влагомеры нефти микроволновые МВН-1 (регистрационный № 63973-16); влагомеры нефти микроволновые МВН-2 (регистрационный № 78626-20); влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15); влагомеры поточные моделей L и F (регистрационный № 56767-14).

Блок обработки информации реализуется на базе контроллеров измерительных: устройств центральных процессорных системы управления В&R X20 (регистрационный № 84558-22); контроллеров программируемых SIMATIC S7-1200 (регистрационный № 63339-16); модулей измерительных контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500 (регистрационный № 60314-15); контроллеров SCADApack (регистрационный № 86492-22); комплексов измерительно-вычислительных и управляющих на базе PLC (регистрационный № 15652-09); устройств программного управления TREI-5B (регистрационный № 31404-08); комплексов измерительно-вычислительных и управляющих на базе платформы Logix (регистрационный № 84146-21); контроллеров логических программируемых ПЛК 200 (регистрационный № 84822-22); контроллеров логических программируемых ПЛК160 (регистрационный № 48599-11); систем ввода-вывода распределенных Fastwel I/O (регистрационный № 58557-14); контроллеров программируемых логических REGUL RX00 (регистрационный № 63776-16); контроллеров программируемых логических MKLogic200 A (регистрационный № 85559-22); контроллеров программируемых логических MKLogic-500 (регистрационный № 65683-16); контроллеров измерительных K15 (регистрационный № 75449-19); систем распределенного ввода вывода CREVIS/СУЭР (регистрационный № 80690-20); контроллеров программируемых логических АБАК ПЛК (регистрационный 63211-16); контроллеров модульных противоаварийной защиты, регистрации и управления БАЗИС-100 (регистрационный 63643-16) контроллеров ТОПАЗ-273Е; контроллеров БРИГ-015К.

Жидкость прокачивается через систему с помощью насоса.

Насос может устанавливаться на раме системы или отдельной раме, так же предусмотрено использование внешнего насоса или безнасосная схема (опционально). Управление расходом жидкости осуществляется с помощью управляемой запорно-регулирующей арматуры: поворотного дискового затвора и/или шарового крана и/или электромагнитного клапана, а также с помощью изменения оборотов насоса (опционально).

Поток жидкости подается в газоотделитель (сепаратор), где удаляется свободный газ. Результаты измерений массы и объема жидкости в потоке, плотности жидкости, объемной доли воды передаются в блок обработки информации по цифровым протоколам и/или по импульсным и/или аналоговым интерфейсам. Результаты измерений температуры и избыточного давления жидкости передаются в блок обработки информации по аналоговому интерфейсу или по цифровому протоколу в зависимости от комплектации системы.

Блок обработки информации обеспечивает считывание и обработку информации, поступающей от средств измерений и вспомогательных датчиков, формирование архивов измерений, отображение результатов измерений, формирование управляющих сигналов, передачу результатов измерений и служебной информации в сеть автоматизации технологических процессов предприятия.

Системы имеют различные исполнения, отличающиеся диапазонами расхода жидкости; областью применения систем; конструктивным исполнением; типом электронасосного агрегата; измеряемой средой; пределами относительной погрешности измерений массы и объема жидкости в потоке; пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры и плотности жидкости; пределами допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления жидкости; климатическим исполнением.

Исполнения систем измерительных МИГНА-ИС обозначаются следующим образом:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
МИГНА-ИС	х	х	х	х	х	-х	-х	х	х	х	-х	-х

1 – Рабочий диапазон расхода жидкости

- 1 – от 0,5 до 10 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 2 – от 1 до 50 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 3 – от 5 до 150 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 4 – от 15 до 200 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 5 – от 30 до 500 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$).

2 – область применения систем:

- АЦ – автомобильные цистерны;
- ТБ – топливные баки (при этом в скобках дополнительно указываться количество продуктов и количества раздаточных рукавов с кранами);
- ТК – танк-контейнеры;
- ЖД – железнодорожные цистерны;
- ИЕ – иные цистерны/емкости.

3 – конструктивное исполнение

- 1 – каркасное с облицовкой;
- 2 – каркасное без облицовки;
- 3 – каркасное раздельное с облицовкой;
- 4 – каркасное раздельное без облицовки;
- 5 – каркасное раздельное с комбинированным исполнением облицовки.

4 – тип электронасосного агрегата

- СВ – самовсасывающий;
- НС – несамовсасывающий;
- БН – без насоса.

5 – Вид технического применения

- 1 – налив;
- 2 – слив;
- 3 – налив и слив;

6 – измеряемая среда

- СН – светлые нефтепродукты;
- ТН – темные нефтепродукты;
- НХ – нефтехимия;
- СУГ – сжиженные углеводородные газы;
- НБ – нефть, без измерений объемной доли воды;
- НВ – нефть (скважинная жидкость), с измерением объемной доли воды с помощью влагомера;
- НК – нефть (скважинная жидкость), с измерением объемной доли воды косвенным методом;

- X – кислоты, спирты, солевые растворы, реагенты;
- В – вода техническая, вода подтоварная, рассол;
- И – иной продукт.

7 – пределы относительной погрешности измерений массы и объема жидкости

Значение	Погрешность измерений массы	Погрешность измерений объема
M20	±0,20 %	±0,20 %
M25	±0,25 %	±0,25 %
M50	±0,50 %	±0,50 %
M200	±2,00 %	±2,00 %

8 – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры жидкости

- T05 – ±0,5 °С;
- T10 – ±1,0 °С;
- ТН – не нормируется.

9 – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости

- П05 – ±0,5 кг/м³;
- П10 – ±1,0 кг/м³;
- ПН – не нормируется.

10 – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений избыточного давления жидкости, приведенной к диапазону измерений

- Д10 – 1 %;
- ДН – не нормируется.

11 – климатическое исполнение:

- У1, У2, УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1, ХЛ2, М, ОМ или ТМ (в соответствии с ГОСТ 15150-69).

12 – внутренний двухсимвольный номер завода изготовителя.

Общий вид систем представлен на рисунке 1. Цвет, габаритные размеры и взаимное расположение элементов конструкции могут отличаться согласно конструкторской документации.

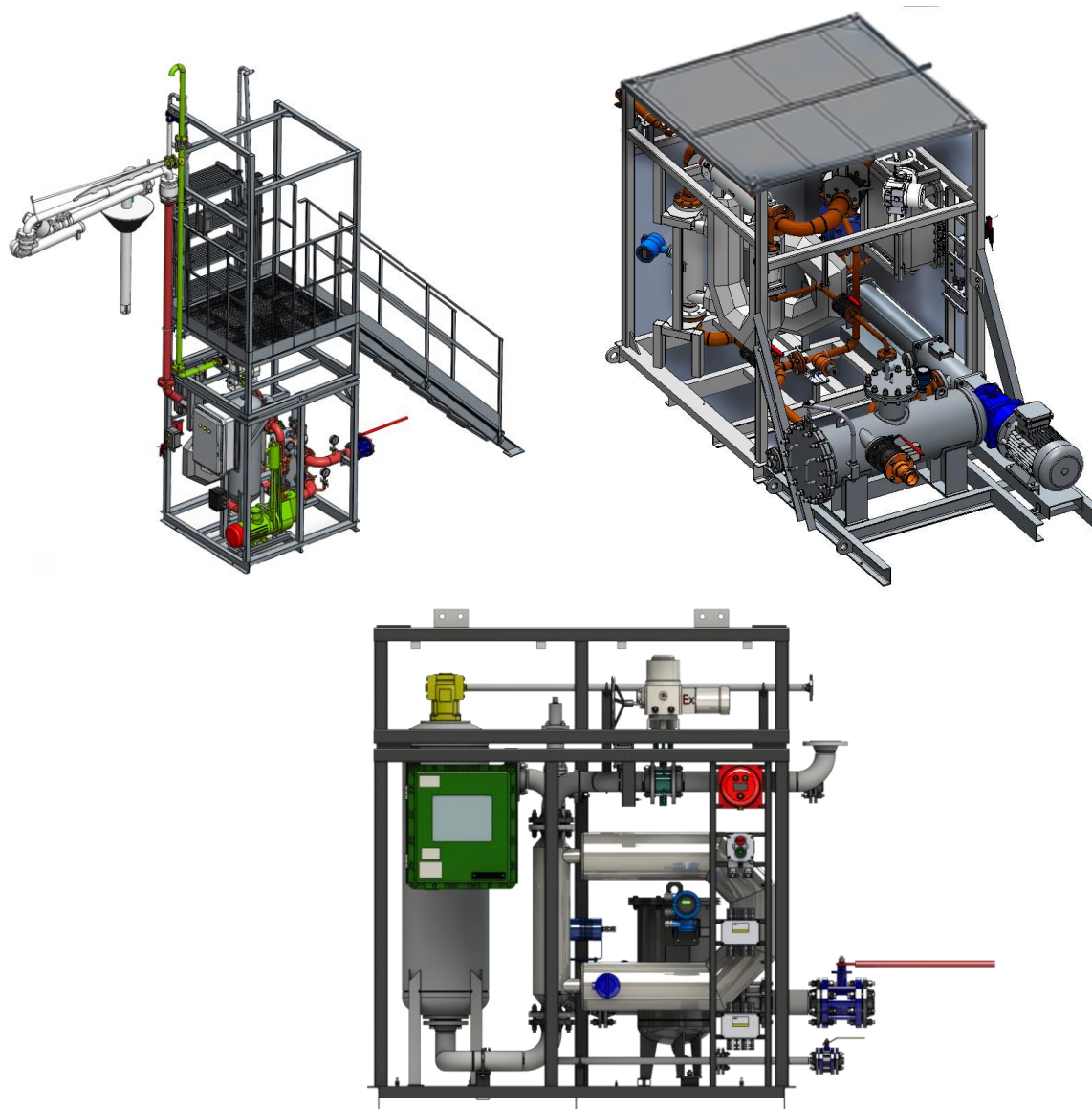


Рисунок 1 – Общий вид систем

Пломбировка систем осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения средств измерений массы и объема жидкости в потоке, плотности жидкости системы с нанесением знака поверки на пломбу. При применении в составе системы контроллеров ТОПАЗ-273Е, пломбировка осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки с нанесением знака поверки на пломбу, либо давлением на специальную мастику, расположенную в чашечке винта крепления закрывающей пластины контроллера, при применении контроллеров БРИГ-015К, пломбировка осуществляется нанесением наклейки на стыке корпуса и крышки контроллера.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки приведены на рисунке 2.



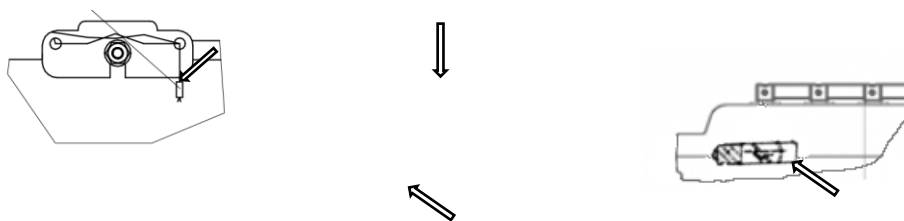


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер системы наносится в буквенно-цифровом формате на маркировочную табличку, закрепленную на видном месте рамы, клеймением или гравировкой. В случае применения конструктивного исполнения системы с облицовкой, маркировочную табличку дублируют на видном месте одной из съемных панелей облицовки.

Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 3.




ООО «МИГНА» e-mail: info@migna.org тел.: 8 (495) 125-33-03 Россия, 115230, г. Москва, Варшавское шоссе, дом 42			
Система измерительная МИГНА-ИС ТУ 26.51.52-001-98186893-2023			
Модель	<input type="text"/>		
Qmin	<input type="text"/> м³/ч	t окр. ср.	<input type="text"/> °C ... <input type="text"/> °C
Qmax	<input type="text"/> м³/ч	U	<input type="text"/> В <input type="text"/> Гц
δ ±	<input type="text"/> %	W	<input type="text"/> кВт
Доза min	<input type="text"/> кг	Дата изготовления	<input type="text"/> .202 <input type="text"/> г.
Pmax	<input type="text"/> МПа	Зав. №	<input type="text"/>
   Маркировка взрывозащиты <input type="checkbox"/> Ex II <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> G <input type="checkbox"/> X ЕАЭС RU C-RU.AЖ58.B.05383/24			

Рисунок 3 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение систем встроенное.

Функции программного обеспечения: Прием, обработка и хранение измерительной информации, получаемых от средств измерений, входящих в состав системы. Расчёт средней температуры, плотности (усредненных за время измерения) и объема партии жидкости, приведенного к требуемым стандартным условиям (температура 15 °С или 20 °С, избыточное давление 0 кПа). Формирование и передача результатов измерений и отчётов. Передача результатов измерений и отчётов по промышленным протоколам связи. Результаты измерений объема и плотности нефтепродуктов приводятся к температуре плюс 15 °С (или 20 °С) и избыточного давлению 0 кПа согласно Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения».

Программное обеспечение исключает возможность несанкционированного доступа, модификации или удаления данных. Доступ к текущим данным, измерительной информации и параметрам настройки защищен паролем.

Программное обеспечение не оказывает влияние на метрологические характеристики системы.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения систем измерительных МИГНА-ИС представлены в таблице 1.

Таблица 1. - Идентификационные данные программного обеспечения систем измерительных МИГНА-ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
При применении в составе систем следующих контроллеров: устройства центральные процессорные системы управления V&R X20; контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200; контроллеры программируемые SIMATIC S7-1500; контроллеры SCADApack; Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC; устройство программного управления TREI-5B; комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix; контроллеры логические программируемые ПЛК 200; контроллеры логические программируемые ПЛК160; системы ввода-вывода распределенные Fastwel I/O; контроллеры программируемые логические REGUL RX00; контроллеры программируемые логические MKLogic200 A; контроллеры программируемые логические MKLogic-500; контроллеры измерительные K15; системы распределенного ввода вывода CREVIS/СУЭР; контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК; контроллеры модульные противоаварийной защиты, регистрации и управления БАЗИС-100	
Идентификационное наименование ПО	МИГНА-ИС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 0.1
Цифровой идентификатор ПО	–
При применении в составе системы контроллеров ТОПАЗ-273Е ¹⁾	
Идентификационное наименование ПО	ТОПАЗ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 501
Цифровой идентификатор ПО	–
При применении в составе системы контроллеров БРИГ-015К ¹⁾	
Идентификационное наименование ПО	Нефтепромавтоматика метрологическая часть
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v1
Цифровой идентификатор ПО	–
¹⁾ не применяется для систем с индексом измеряемой среды «НВ» и «НК»	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений расхода жидкости, т/ч (м ³ /ч) ¹⁾	от 0,5 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении массы жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М20», %	±0,20
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении объема жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М20», %	±0,20
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении массы жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М25», %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении объема жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М25», %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении массы жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М50», % ²⁾	±0,50
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении объема жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М50», % ²⁾	±0,50
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении массы жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М200», % ²⁾	±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности систем при измерении объема жидкости в потоке, для исполнения систем с индексом «М200», % ²⁾	±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти, для исполнения систем с индексом «НВ» и «НК», %	±0,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе скважинной жидкости, для исполнения систем с индексом «НК» при определении массовой доли воды в скважинной жидкости в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477, при содержании воды, объемная доля которой φ, % ¹⁾³⁾ :	
– от 0 до 5 % включ.	±0,50
– св. 5 до 15 % включ.	±0,90
– св. 15 до 35 % включ.	±1,00
– св. 35 до 50 % включ.	±3,75
– св. 50 до 70 % включ.	±8,75
– св. 70 до 85 % включ.	±21,15
– св. 85 до 95 % включ.	±70,90

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе скважинной жидкости, для исполнения систем с индексом «НВ», при содержании воды, объемная доля которой φ , % ¹⁾ : – от 0 до 5 % включ. – св. 5 до 15 % включ. – св. 15 до 35 % включ. – св. 35 до 50 % включ. – св. 50 до 70 % включ. – св. 70 до 85 % включ. – св. 85 до 95 % включ. – св. 95%	±1,65 ±1,80 ±2,95 ±3,80 ±9,45 ±18,90 ±56,60% по МИ ⁴⁾
Диапазон измерений температуры жидкости, для исполнения систем с индексом «Т05», °С ¹⁾	от –50 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры жидкости, для исполнения систем с индексом «Т05», °С	±0,5
Диапазон измерений температуры жидкости, для исполнения систем с индексом «Т10», °С ¹⁾	от –60 до +220
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры жидкости, для исполнения систем с индексом «Т10», °С	±1
Диапазон измерений плотности жидкости, кг/м ³ ¹⁾	от 500 до 2000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости, для исполнения систем с индексом «П05», кг/м ³	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости, для исполнения систем с индексом «П10», кг/м ³	±1
Диапазон измерений избыточного давления жидкости, МПа ¹⁾	от 0 до 4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений избыточного давления жидкости, приведенной к диапазону измерений, для систем с индексом «Д10», %	±1
¹⁾ конкретное значение указано в паспорте системы ²⁾ не применяется для систем с индексом измеряемой среды «НВ» и «НК» ³⁾ определяется по методике измерений для конкретной модели влагомера, применяемого в составе системы, и не превышает указанных значений относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе скважинной жидкости ⁴⁾ методика измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Наименьшая наливаемая доза для систем с индексом рабочего диапазона расхода жидкости «1», дм ³	2
Наименьшая наливаемая (сливаемая) доза для систем с индексом рабочего диапазона расхода жидкости «2» – «5», дм ³	2000

1	2
Измеряемая среда	жидкость (нефть, светлые/темные нефтепродукты, нефтехимия, вода техническая, вода подтоварная, рассол, сжиженный углеводородный газ, кислоты, спирты, реагенты и др.)
Температура измеряемой среды, °С ¹⁾	от -60 до +220
Избыточное давление измеряемой среды, МПа ¹⁾	от 0 до 4
Диапазон температуры эксплуатации, для исполнения систем с индексом «У1», «У2», «М», °С	от -40 до +40
Диапазон температуры эксплуатации, для исполнения систем с индексом «ОМ», °С	от -40 до +45
Диапазон температуры эксплуатации, для исполнения систем с индексом «УХЛ1», «УХЛ2», «ХЛ1», «ХЛ2» с использованием обогрева средств измерений и узлов системы, °С	от -60 до +40
Диапазон температуры эксплуатации, для исполнения систем с индексом «ТМ», °С	от +1 до +45
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В ¹⁾ – частота переменного тока, Гц	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Маркировка взрывозащиты ¹⁾²⁾	1Ex IIB/IIA T4...T2 Gb X ³⁾ 2Ex IIB/IIA T4...T2 Gc X ³⁾
¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте системы ²⁾ – категория взрывоопасности взрывоопасной газовой среды и температурный класс, устанавливается в зависимости от применяемого взрывозащищенного оборудования; ³⁾ – специальные условия применения (в маркировке взрывозащиты указан знак «X»)	

Таблицы 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	40000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на раме системы методом лазерной маркировки, печати или аппликацией, а также в верхней части по центру титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная	МИГНА-ИС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	МИГНА-ИС.001.РЭ	1 экз.
Паспорт	МИГНА-ИС.001.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением систем измерительных МИГНА-ИС», аттестована ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева», свидетельство об аттестации № RA.RU/313391/2709-24 от 15.04.2024. Регистрационный № ФР.1.29.2024.48474.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях массового и объемного расходов жидкости»;

ТУ 26.51.52-001-98186893-2023 «Системы измерительные МИГНА-ИС. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «МИГНА» (ООО «МИГНА»)

ИНН 7704621783

Юридический адрес: 115230, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Нагорный, ш. Варшавское, д. 42

Телефон: 8 (495) 125-33-03

E-mail: info@migna.org

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МИГНА» (ООО «МИГНА»)

ИНН 7704621783

Юридический адрес: 115230, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Нагорный, ш. Варшавское, д. 42

Адрес места осуществления деятельности: 142211, МО, г. Серпухов, ул. Пушкина, д. 45

Телефон: 8 (495) 125-33-03

E-mail: info@migna.org

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

