



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.С.29.006.А № 75496

Срок действия до 18 ноября 2024 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ  
Системы измерения дебита скважин "СИДС.С"

ИЗГОТОВИТЕЛЬ  
Общество с ограниченной ответственностью "СИПРОМАВТ"  
(ООО "СИПРОМАВТ"), г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 76553-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ  
МП 0963-9-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 18 ноября 2019 г. № 2735

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



А.В.Кулешов

11 ..... 2019 г.

Серия СИ

№ 038687

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Системы измерения дебита скважин «СИДС.С»

#### Назначение средства измерений

Системы измерения дебита скважин «СИДС.С» (далее по тексту – системы) предназначены для измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды в составе нефтегазоводяной смеси, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси, после предварительного сепарирования, а также отображения, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

#### Описание средства измерений

Системы применяются в качестве составной части измерительных установок-реципиентов (далее по тексту – ИУ-реципиенты), находящихся в эксплуатации или при выпуске из производства.

Принцип действия систем: продукция, поступающая из скважины, при помощи нефтегазового сепаратора (не входит в состав систем, далее по тексту - НГС) разделяется на сырую нефть (далее по тексту - жидкость) и свободный нефтяной газ. Для измерений массового расхода и массы скважинной жидкости применяются либо массовые расходомеры, либо объемные расходомеры в комплекте с поточными преобразователями плотности. Средства измерений (далее по тексту - СИ) объемной доли воды в скважинной жидкости регистрируют текущее содержание воды в жидкости. Для измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа применяются либо объемные расходомеры, либо массовые расходомеры с каналом измерения плотности. Преобразователи давления и температуры регистрируют, соответственно, давление и температуру измеряемой среды. Данные от СИ передаются в контроллер системы обработки информации (далее по тексту – СОИ). СОИ размещается в отдельном шкафу и обеспечивает управление процессами измерений, обработкой информации, формирование отчетов измерений, отображение данных на локальном дисплее, архивирование и передачу данных на верхний уровень.

Системы могут работать как в режиме периодического набора/сброса жидкости/газа из сепаратора, так и в режиме постоянного набора/сброса жидкости/газа из сепаратора при условии поддержания постоянного уровня жидкости в сепараторе.

В состав систем входят:

- СОИ, размещаемая в шкафу управления;
- СИ из перечня, представленного в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - СИ

№	Наименование типа СИ	Регистрационный номер*
СИ массы и массового расхода:		
1.	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
2.	Расходомеры массовые Promass (мод. Promass 300, Promass 500)	68358-17
3.	Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass мод. RC	75394-19
4.	Расходомеры-счетчики массовые ОПТИМАСС х400	53804-13
5.	Счетчики-расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260	42953-15
6.	Счетчики-расходомеры массовые СКАТ	60937-15
7.	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
8.	Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
9.	Счетчики-расходомеры массовые МИР	68584-17

№	Наименование типа СИ	Регистрационный номер*
10.	Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
11.	Расходомеры массовые кориолисовые ГКС FC410, ГКС FC430	62320-15
СИ объема и объемного расхода газа:		
12.	Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
13.	Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
14.	Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
15.	Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300	67993-17
16.	Датчики расхода-счетчики ДАЙМЕТИК-1261	67335-17
17.	Счетчики газа КТМ600 РУС	62301-15
18.	Расходомеры-счетчики вихревые ИРВИС-РС4М;	55172-13
19.	Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-РС4М-Ультра	58620-14
20.	Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4200	74011-19
21.	Расходомеры-счетчики Вега-Соник ВС-12	68468-17
22.	Расходомеры вихревые Prowirl 200	58533-14
23.	Расходомеры-счетчики вихревые 8800, исп. 8800DW, 8800DF, 8800DR, 8800DD	64613-16
24.	Расходомеры вихревые Ирга-РВ	55090-13
25.	Расходомеры ультразвуковые Ирга-РУ	70354-18
26.	Преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)	42775-14
27.	Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.М	70119-18
СИ объема и объемного расхода жидкости:		
28.	Счетчики жидкости турбинные ТОР-Т	34071-17
29.	Счетчики жидкости ДЕБИТ-2	75258-19
30.	Счетчики турбинные ТОР	64594-16
31.	Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.М	70119-18
32.	Датчики расхода ДРС	68466-17
СИ плотности жидкости:		
33.	Плотномеры ПЛОТ-3	20270-12
34.	Плотномеры 804	47933-11
СИ содержания объемной доли воды в жидкости:		
35.	Влагомеры сырой нефти ВОЕСН, Влагомеры сырой нефти ВСН-2БН	32180-11 59169-14
36.	Измерители обводненности Red Eye® мод. Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
37.	Влагомеры сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14
38.	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
39.	Влагомеры поточные ВСН-АТ	62863-15
40.	Влагомеры поточные L и F	56767-14
41.	Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
42.	Влагомеры САТЕЛ - РВВЛ	69346-17
43.	Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
СИ давления:		
44.	Датчики давления Метран-55	18375-08
45.	Датчики давления Метран-75	48186-11
46.	Датчики давления Метран-150	32854-13
47.	Датчики избыточного давления ДМ5007	14753-16
48.	Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-14
49.	Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
50.	Датчики давления МТ101	32239-12

№	Наименование типа СИ	Регистрационный номер*
51.	Датчики давления МТ100	49083-12
52.	Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
СИ температуры:		
53.	Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех;	23410-13
54.	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	38548-13
55.	Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
56.	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом-ТххУ-205	68499-17
57.	Датчик температуры ТС5008	14724-12
58.	Датчики температуры ТСПТ Ех, ТСМТ Ех	57176-14
Программируемый логический контроллер (далее по тексту - ПЛК) и измерительные модули:		
59.	Системы управления модульные В&R X20	57232-14
60.	Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
61.	Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
62.	Модули аналоговые I-7000, M-7000, tM, I-8000, I-87000, I-9000, I-9700, ET-7000, PET-7000, ET-7200, PET-7200	70883-18
63.	Контроллеры измерительные ADAM-3600	71322-18
64.	Системы ввода-вывода распределенные Fastwel I/O	58557-14
65.	Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
66.	Контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200	63339-16
67.	Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
68.	Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP/SP HA	74165-19
69.	Модули автоматки NL	75710-19
70.	Модули аналоговые ВМХ, ВМЕ, РМЕ	67370-17
71.	Модули ввода-вывода ЭЛМЕТРО-МВВ, Метран-970	61628-15
72.	Модули ввода-вывода ЭЛМЕТРО-МВВ-02, Метран-980	62495-15
73.	Контроллеры измерительные R-AT-ММ	61017-15
74.	Контроллеры измерительные AT-8000	61018-15
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

Эскизная компоновка системы в составе ИУ-реципиента приведена на рисунках 1 и 2.

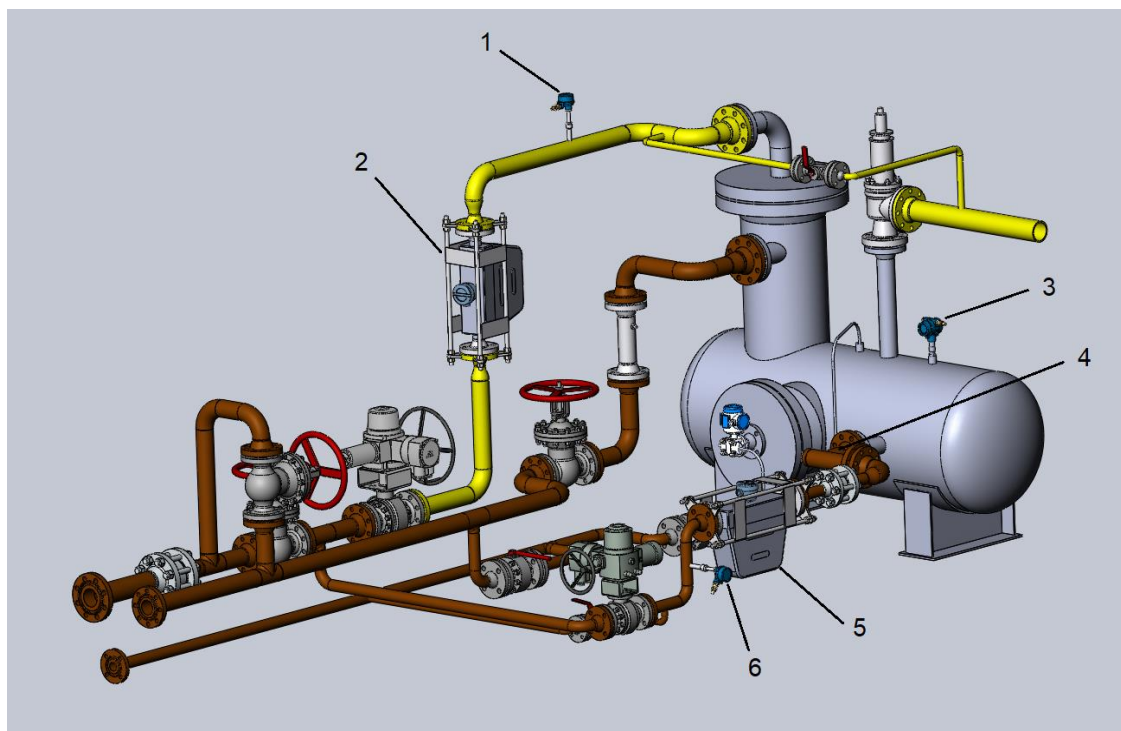


Рисунок 1 – Общий вид смонтированных компонентов системы в составе технологического блока ИУ-реципиента

На рисунке 1 представлено эскизное расположение компонентов системы:

- 1 – один или более датчиков температуры свободного газа;
- 2 – один или более расходомеров свободного газа;
- 3 – один или более датчиков давления;
- 4 – одно или более мест для поточных влагомеров скважинной жидкости;
- 5 – один или более расходомеров скважинной жидкости;
- 6 – один или более датчиков температуры скважинной жидкости.



Рисунок 2 – Общий вид смонтированного шкафа управления, содержащего СОИ системы в составе аппаратного блока ИУ-реципиента

На рисунке 2 представлен шкаф управления (ШУ), содержащий СОИ, в состав которой входят измерительные модули, ПЛК и терминальная панель оператора. ШУ может быть напольного или настенного (навесного) исполнения.

Пломбы (или наклейки) наносятся в места, указанные в руководствах по эксплуатации на составные части систем – для предотвращения доступа к их электронным частям и программному обеспечению.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) обеспечивает реализацию функций систем. ПО систем разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая часть хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений дебита скважин, а также защиту и идентификацию ПО систем. Вторая часть хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с контрольно-измерительными приборами и автоматикой, а также исполнительными устройствами, не связанными с измерениями дебита скважин. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Защита ПО систем от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FM.S-GR8.615
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.1.XX.YYYY.ZZ.ZZZZ.VV (*)
Цифровой идентификатор ПО	435520027AFABCB0
Алгоритм асимметричной криптографии	OpenPGP/RSA2048
Примечание: (*) символы X, Y, Z, V представляют собой номер подверсии метрологически незначимой части ПО из 14 шестнадцатеричных цифр, может быть любым.	

### Метрологические и основные технические характеристики

Т а б л и ц а 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Расход нефтегазоводяной смеси, т/сут	от 0,24 до 7000
Расход газа, приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /сут, не более	5 000 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды в составе нефтегазоводяной смеси, %: до 70 % (объемная доля воды) от 70 до 95 % (объемная доля воды) от 95 % (объемная доля воды)	±6 ±15 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси, %	±5,0

Т а б л и ц а 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Рабочее давление, МПа, не более	16,0
Характеристика измеряемой среды: - температура, в пределах, °С - содержание доли воды в скважинной жидкости, в пределах, % - плотность скважинной жидкости, кг/ м <sup>3</sup>	от -10 до +150 от 0 до 100 от 600 до 1500
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т, не более	250 000
Исполнение приборов, устройств и электрооборудования, размещаемого во взрывоопасной зоне технологического помещения	взрывозащищенное
Исполнение электрооборудования, размещаемого во взрывобезопасной зоне	общепромышленное

#### Знак утверждения типа

наносится на дополнительные информационные таблички для каждой составной части методом гравирования, электрохимической гальванизации, фотохимическим, либо типографским способом, а также типографским способом в центр титульных листов паспорта, формуляра и руководства по эксплуатации систем.

#### Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 - Комплектность систем

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерения дебита скважин «СИДС.С»	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	42808331.407371.001.РЭ	1 экз.
Паспорт	42808331.407371.001.ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 0963-9-2019	1 экз.

#### Поверка

осуществляется по документу МП 0963-9-2019 «Инструкция. ГСИ. Системы измерения дебита скважин «СИДС.С». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 26.04.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.

Допускается проводить поверку систем в составе ИУ-реципиентов на Государственном первичном специальном эталоне единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

При проведении поверки поэлементным способом используются средства поверки, указанные в методиках поверки СИ, входящих в состав систем.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке систем в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса сырой и обезвоженной нефти и объема попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением систем измерения дебита скважин «СИДС.С» производства ООО «СИПРОМАВТ» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/7109-19 от 31.05.2019).

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерения дебита скважин «СИДС.С»**

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

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

Приказ Минэнерго России от 15 марта 2016 г. № 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

ТУ 26.51.63-002-42808331-2016 Системы измерения дебита скважин «СИДС.С».

**Изготовитель**

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

Адрес: 129344, г. Москва, ул. Искры, д. 31, корп. 1, пом./ком. П/3

ИНН 7716245438

Телефон: +7 (495) 137-07-70

e-mail: info@syromavt.com; syromavt@gmail.com

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

e-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» 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. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.