

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 x400	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 автоматики 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.

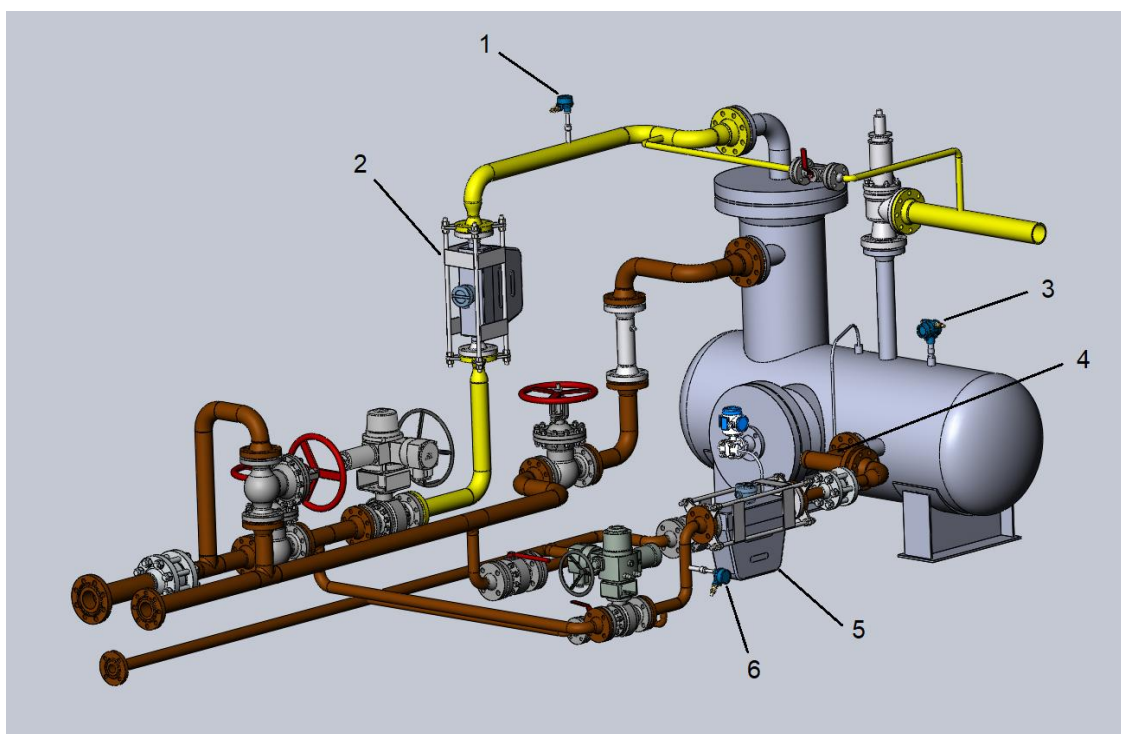


Рисунок 1 – Общий вид смонтированных компонентов системы в составе технологического блока ИУ-реципиента

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 ³ /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 ³	от -10 до +150 от 0 до 100 от 600 до 1500
Газовый фактор, м ³ /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 15.03.2016 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». Технические условия

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: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (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.