

Приложение  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «02 октября» 2020 г. № 1624

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные CSM

**Назначение средства измерений**

Установки измерительные CSM (далее – установки) предназначены для измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды в составе нефтегазоводяной смеси, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа (далее по тексту СНГ), приведенного к стандартным условиям в составе нефтегазоводяной смеси.

**Описание средства измерений**

Принцип действия установок основан на использовании прямого метода динамических измерений массы скважинной жидкости после сепарации с применением счетчиков-расходомеров массовых (далее по тексту СРМ) и косвенного метода динамических измерений объема СНГ с применением СРМ и результатов измерений плотности СНГ в химико-аналитической лаборатории по аттестованной методике.

Установки состоят из сепаратора, с помощью которого нефтегазоводяная смесь из скважины разделяется на скважинную жидкость и СНГ, СРМ, средств измерений (далее по тексту – СИ) объемной доли воды в скважинной жидкости, СИ давления, СИ температуры и устройства обработки информации. Сепаратор оснащен системой автоматического регулирования уровня и расхода жидкости и газа.

В составе установок применяются СИ утвержденных типов, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав установок

Наименование СИ	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF и F	45115-16
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260»	77657-20
Счетчики-расходомеры массовые UST-Flow	78029-20
Влагомер сырой нефти ВСН-2	24604-12
Датчики давления МС2000	17974-11
Датчики давления МС3000	29580-10
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики давления Метран-55	18375-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	38548-13
Датчики температуры ТСПТ	75208-19

Модификации установок:

- CSM-B - не имеют в своем составе СИ объемной доли воды;
  - CSM-H - не имеют в своем составе канала измерений объема и объемного расхода СНГ;
  - CSM-BB не имеют в своем составе СИ объемной доли воды и предназначены для проведения измерений количества нефти с высокой кинематической вязкостью.
- Устройство обработки информации размещается в отдельном шкафу.  
Общий вид установок приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид установок

### Программное обеспечение

Программное обеспечение установлено в контроллере измерительном UST-7007 и является автономным.

Функции программного обеспечения: обработка измерительной информации, получаемой от СИ, входящих в состав установки, формирование отчетов измерений, управление процессом измерений и передача результатов измерений.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UST-CSM Debit
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от V0.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение защищено от несанкционированного изменения пломбой программирующего разъема и наличием пароля. Программное обеспечение исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя. Доступ к программному обеспечению защищен паролем.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики, включая показатели точности, приведены в таблицах 3, 4.

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут*	Диаметр условного прохода основного СРМ		
	ДУ25	ДУ50	ДУ80
- при использовании одного СРМ	от 2,5 до 150	от 50 до 500	от 70 до 1500
- при использовании дополнительного СРМ с ДУ25	от 2,5 до 300	от 2,5 до 500	от 2,5 до 1500
- при использовании дополнительного СРМ с ДУ50	от 2,5 до 500	от 50 до 1000	от 24 до 1240
- при использовании дополнительного СРМ с ДУ80	2,5	от 50 до 1500	от 70 до 3000
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /сут*	Диаметр условного прохода основного СРМ		
	ДУ25	ДУ50	ДУ80
- при использовании одного СРМ	от 200 до 10000	от 2500 до 200000	от 10000 до 750000
- при использовании дополнительного СРМ с ДУ25	от 200 до 20000	от 200 до 210000	от 200 до 750000
- при использовании дополнительного СРМ с ДУ50	от 200 до 210000	от 2500 до 400000	от 2500 до 750000
- при использовании дополнительного СРМ с ДУ80	от 200 до 750000	от 2500 до 750000	от 2500 до 1500000
* - для каждой модификации установки максимальный расход измеряемой среды ограничен характеристиками применяемых в ее конструкции СРМ			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:			
- массы и массового расхода скважинной жидкости	±2,5		
- массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при содержании объемной доли воды:			
- до 70 %	±6,0		
- от 70 до 95 %	±15,0		
- свыше 95 %	не нормируется		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода СНГ, %	±5		

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:	
- кинематическая вязкость скважинной жидкости, мм <sup>2</sup> /с	2500 <sup>1)</sup>
- диапазон температуры, °С	от -10 <sup>2)</sup> до +150
- объемная доля воды в скважинной жидкости, %	от 0 до 100
- диапазон плотности скважинной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 650 до 1200
- плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более	1200
- плотность попутного нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , не более	1,5

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В – от сети переменного тока с частотой питания (50 ±1) Гц – от источника постоянного тока	110(±10 %), 220(±10/15), 380(±10/-15) 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	500
Габаритные размеры, мм, не более	7000×7000×6000
Масса, кг, не более	5000
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от - 60 до + 60
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 0 до 100
Средний срок службы, лет, не менее	10
<p>1 – при условии состояния жидкости в текучем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа. В ином случае изготовитель предусматривает технические решения для обеспечения сепарации, например, предварительный подогрев, увеличение объема сепаратора и т.д. Пропускная способность установки при кинематической вязкости свыше 500 мм<sup>2</sup>/с определяется индивидуально.</p> <p>2 – при условии отсутствия кристаллизованной влаги в рабочих условиях скважинной жидкости.</p>	

#### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установок типографским способом, и на табличке, закрепленной на раме установки, – методом гравировки.

#### Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 - Комплектность установок

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная CSM	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	CSM 11.00.00.00 РЭ	1 экз.
Паспорт	CSM 11.00.00.00 ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 1118-9-2020	1 экз.

#### Поверка

осуществляется по документу МП 1118-9-2020 «ГСИ. Установки измерительные CSM. Методика поверки», утвержденному ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 30 апреля 2020 г.

Основные средства поверки:

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

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик установок с требуемой точностью.

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

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

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений установками измерительными CSM», утвержденном ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 13 апреля 2020 г. (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/4709-20 от 13.04.2020 г.).

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным CSM**

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

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

ТУ 4220-020-4111906-2019 Установки измерительные CSM. Технические условия

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Апстрим Технологии» (ООО «Апстрим Технологии»)

ИНН 7707432985

Юридический адрес: 117534, г. Москва, ул. Кировоградская, д. 23А, помещ. № 4

Адрес: 132105, Московская область, г. Подольск, ул. Большая Серпуховская, д. № 55

Телефон: (495) 235-40-04

E-mail: [corp@upstreamtech.ru](mailto:corp@upstreamtech.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»)

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](mailto:office@vniir.org)

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