

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные ССМ

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные ССМ (далее - установки) предназначены для автоматизированных измерений (вычислений) массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, и передачи данных о результатах измерений и индикации работы на верхний уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом в системах герметизированного сбора нефти и попутного газа нефтяных промыслов.

#### Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерениях расхода и количества жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин, после сепарации при помощи счетчиков-расходомеров массовых.

Многофазный поток, поступающий из скважины, при помощи сепаратора разделяется на жидкость и газ. Количественные характеристики потока измеряются счетчиками-расходомерами массовыми. Результаты измерений передаются в устройство обработки информации.

Установки состоят из сепаратора, счетчиков-расходомеров массовых, средства (или устройства) измерений объемной доли воды в нефти и устройства обработки информации. Сепаратор оснащен системой автоматического регулирования уровня и расхода жидкости и газа.

В качестве счетчиков-расходомеров массовых используются счетчики-расходомеры массовые СКАТ (Госреестр № 60937-15) и счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации СМF или F (Госреестр № 45115-16). В качестве средства измерений объемной доли воды в нефти используется влагомер поточный ВСН-АТ (Госреестр № 62863-15). Устройство обработки информации представляет собой контроллер измерительный АТ-8000 (Госреестр № 61018-15) или контроллер измерительный R-АТ-ММ (Госреестр № 61017-15).

Измерительный канал массы и массового расхода сырой нефти состоит из счетчика-расходомера массового и устройства обработки информации.

Измерительный канал массы и плотности свободного нефтяного газа состоит из счетчика-расходомера массового и устройства обработки информации. Результаты измерений массы свободного попутного нефтяного газа передаются в устройство обработки информации, которое вычисляет объем и объемный расход свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям (20 °С, 0,101325 МПа), с учетом плотности газа при стандартных условиях.

Установки имеют три варианта исполнения. Установки в стандартном исполнении включают в свой состав все каналы измерений с наличием средства измерений объемной доли воды в нефти. Установки исполнения «В» включают в свой состав все каналы измерений при отсутствии средства (или устройства) измерений объемной доли воды в нефти. Измерения массы и массового расхода нефти в данном исполнении происходит косвенным методом исходя из лабораторных данных, полученных при исследовании пробы сырой нефти, введенных в память устройства обработки информации. В установках исполнения «Н» отсутствует канал измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа.

Устройство обработки информации размещается в отдельном шкафу.

Общий вид установок приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид установок

Установки маркируется следующим образом:

Таблица 1

1	2	3	4
Установки измерительные ССМ	- X	- XXX	- X

1 - наименование

2 - максимальное рабочее давление, МПа

3 - максимальный массовый расход жидкости по каждой измеряемой скважине, т/сут

4 - вариант исполнения (символ отсутствует - стандартное исполнение; В - исполнение без влагомера; Н - исполнение без канала измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа)

### Программное обеспечение

Программное обеспечение установок автономное.

Функции программного обеспечения: обработка измерительной информации, получаемой от средств измерений, входящих в состав установки, формирование отчетов измерений, управление процессом измерений и передачу результатов измерений в компьютерную сеть.

Идентификационные данные программного обеспечения установок приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения (ПО)	Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM
Идентификационное наименование ПО	DebitCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V0.1 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Уровень защиты программного обеспечения установок 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.

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики установок.

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 - Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 0,1 до 250
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70 % включ. - св. 70 до 95 % включ. - св. 95 %	±6 ±15 не нормируется
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа при стандартных условиях, м <sup>3</sup> /ч	от 1 до 100000
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5
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 минус 40 до плюс 60
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 0 до 100
Атмосферное давление, кПа	от 80 до 120
Средний срок службы, лет	10

### **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**

Установка измерительная ССМ	1
Руководство по эксплуатации	1
Паспорт	1
МП 0390-9-2016 «ГСИ. Установки измерительные ССМ. Методика поверки»	1
Эксплуатационные документы на составные части установки	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 0390-9-2016 «ГСИ. Установки измерительные ССМ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 29 февраля 2016 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011, диапазон расходов от 2 до 110 т/ч (для жидкости), от 0,1 до 250 м<sup>3</sup>/ч (для газа), суммарные неопределенности: расхода газа находится в пределах  $\pm 0,38$  %, расхода жидкости находится в пределах  $\pm 0,46$  %;

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %.

- эталоны 2-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %.

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

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений указана в документе «Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти и объем нефтяного газа. Методика измерений установками измерительными ССМ», утвержденным ФГУП «ВНИИР» 29 февраля 2016 г. (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/1009-16 от 29 февраля 2016 г.).

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным ССМ**

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости»

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

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

4 ТУ 4213-038-95959685-2015 «Установки измерительные ССМ. Технические условия»

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Аргоси Аналитика»

(ООО «Аргоси Аналитика»)

ИНН 7702606130

Адрес: 107113, Россия, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 6, корп. 1

Тел.: (495) 544-11-35, факс: (495) 544-11-36

E-mail: [moscow@argosy-tech.ru](mailto:moscow@argosy-tech.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

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

Тел.(843) 272-70-62, факс 272-00-32

E-mail: [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru)

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

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.