

**Приложение к свидетельству
№ _____ об утверждении типа
средств измерений**

СОГЛАСОВАНО



Системы измерений количества сырой нефти ССМ	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>43430-09</u>
---	--

Изготовлены по технической документации фирмы «Phase Dynamics, Inc.» США.
Заводские номера: 3821-3828, 4488-4491.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Системы измерений количества сырой нефти ССМ, зав. №№ 3821-3828, 4488-4491, далее - системы, предназначены для измерений массы нефти, воды и объема газа, добываемых из нефтяных скважин, в соответствии с ГОСТ Р 8.615-05.

Область применения: предприятия нефтегазодобывающей промышленности.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия систем основан на измерениях массы жидкости и газа, предварительно разделенных сепаратором, счетчиками-расходомерами массовыми (кориолисовыми расходомерами).

Двухфазный поток смеси жидкости и газа, поступающий из скважины, при помощи сепаратора разделяется на газ и жидкость. Количественные характеристики (масса жидкости и газа, объемная доля воды) потока измеряются кориолисовыми расходомерами, установленными на газовой и жидкостной линии после устройства разделения фаз (сепаратора) и устройства измерения объемной доли воды. Результаты измерений передаются в устройство обработки информации.

Кориолисовые расходомеры, устройство определения объемной доли воды и устройство обработки информации образуют каналы измерений расхода объема газа, массы жидкости и массы нефти.

Конструктивно система состоит из расходомеров жидкости, расходомеров газа, устройства для определения объемной доли воды и устройства обработки информации, смонтированных на сепараторе. Сепаратор оснащен системой автоматического регулирования уровня и расхода жидкости и газа.

В состав системы входят счетчики-расходомеры массовые «MICRO MOTION» серии CMF с диаметрами условного прохода от 15 до 150 мм (Госреестр № 13425-06) и влагомер поточный, серия L, фирмы «Phase Dynamics, Inc», США (Госреестр № 25603-03).

Устройство обработки информации AI размещается в отдельном шкафу. Для ограничения доступа, шкаф пломбируется. Доступ к программному обеспечению устройства обработки защищен паролем. Устройство обработки информации обеспечивает обработку измерительной информации, получаемой от измерительных приборов, входящих в состав системы, формирование отчетов измерений, управление процессом измерений и передачу результатов измерений в компьютерную сеть.

Канал измерений объемного расхода газа состоит из счетчика-расходомера массового, установленного на газовую линию, сепаратора и устройства обработки информации. Результаты измерений массы газа передаются в устройство обработки информации, где, используя лабораторные данные о плотности газа при стандартных условиях, вычисляется объем газа, приведенный к стандартным условиям (20 °С, 101325 Па).

Канал измерений массового расхода жидкости состоит из счетчика расходомера массового и устройства обработки информации. Результаты измерений массы жидкости передаются в устройство обработки информации, где вычисляется массовый расход и масса жидкости.

Канал измерений массового расхода нефти состоит из счетчика-расходомера массового, измерительного канала объемной доли воды и устройства обработки информации.

Результаты измерений массы жидкости, плотности жидкости и объемной доли воды передаются в устройство обработки информации, где вычисляется массовый расход нефти. Масса нефти рассчитывается с учетом требований ГОСТ Р 8.615-05, ГОСТ 8.610-04 «ГСИ. Плотность нефти. Таблицы пересчета», МИ 2823-03 «ГСИ. Плотность нефтепродуктов при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром. ВНИИМ, Транснефтепродукт».

Системы выполнены взрывозащищенными и имеют маркировку взрывозащиты: устройство обработки информации AI 1Exd[ib]IIBT4; счетчики-расходомеры массовые - 1ExibIIBT1...T6; измерительный блок влагомера поточного – 1ExdIIBT5.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемного расхода газа (приведенного к стандартным условиям), м ³ /ч	от 1 до 100 000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема газа (приведенного к стандартным условиям), %	± 2,5
Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч	от 0,1 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы жидкости, %	± 2
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости (0 – 70) %, %	± 6
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости (70-95) %, %	± 15
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости (95 - 98) %, %	± 30
Диапазон измерений объемной доли воды, %	0 – 100

Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении объемной доли воды, % в диапазоне: (0 - 70) %; (70 - 98) %	$\pm 0,5$ $\pm 0,6$
Напряжение питания, В: от сети переменного тока с частотой питания (50±1)Гц; от источника постоянного тока	220 ⁺²² ₋₂₂ 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	60
Габаритные размеры (ширина, длина, высота), мм	7000; 7000; 6000
Масса, кг, не более	5000
Средний срок службы, лет	10

Условия эксплуатации:

- диапазон относительной влажности окружающей, % 0 – 100;
- диапазон температур окружающего воздуха, °С минус 40 – 60;
- диапазон атмосферного давления, кПа 90 – 120

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом и на функциональные блоки системы в виде наклейки.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки включает:

- Система измерений количества сырой нефти ССМ -1 шт.;
- Паспорт - 1 экз.;
- Руководство по эксплуатации -1 экз.;
- Методика поверки МП 2550-0129-2009 - 1 экз.
- Эксплуатационная документация на составные части системы.

ПОВЕРКА

Поверка систем измерений количества сырой нефти ССМ, зав. №№ 3821-3828, 4488-4491, производится в соответствии с документом МП 2550-0129-2009 «Системы измерений количества сырой нефти ССМ. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева" 15 октября 2009 г.

Основные средства измерений, применяемые при поверке:

- установка поверочная ВСП-М, пределы относительной погрешности ±0,09 % (Госреестр № 18099-99);
 - установка поверки влагомеров нефти автоматизированная малогабаритная УПВ-АМ ТУ 4318-068-58651280-2008 (установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, Госреестр № 10496-86).
- Межповерочный интервал – 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.615-05 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Техническая документация фирмы-изготовителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип систем измерений количества сырой нефти ССМ, зав. №№ 3821-3828, 4488-4491, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Сертификат соответствия № РОСС US.ГБ05.А00448 выдан НАННО «ЦСВЭ», г. Москва, срок действия с 11.06.2009 г. по 11.06.2012 г.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Фирма «Phase Dynamics, Inc.» США.
1251 Columbia Dr. Richardson, Texas 75081-2909.

ЗАЯВИТЕЛЬ: ЗАО «Аргоси», г. Москва.
Адрес: г. Москва, Проспект Мира, 74, офис 91,
Тел.: (495) 510-6236, Факс: (495) 510-6238 E-mail: Moscow@argosy-tech.ru

Генеральный директор ЗАО «Аргоси»



А.В.Калошин