

СОГЛАСОВАНО



Заведующий ГЦИ СИ-  
Главный метролог ФГУП ВНИИР

Г.И. Реут

2009 г.

Установки измерительные групповые «Спутник-М»	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>27737-09</u> Взамен № 27737-04
--------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-011-12530677-98

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные групповые «Спутник-М» (далее - установки) предназначены для измерения в автоматическом режиме расхода жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин.

Областью применения установок являются системы герметизированного сбора нефти и попутного газа на нефтепромыслах.

Установки предназначены для эксплуатации в условиях нормированных для УХЛ категории размещения I по ГОСТ 15150-69, но для диапазона температур от минус 50°С до плюс 40°С.

### ОПИСАНИЕ

Принцип работы установок основан на следующих методах измерений:

- а) гидростатического взвешивания при измерении массового расхода жидкости;
- б) объемный метод (P, V, T) при измерении объемного расхода газа, приведённого к стандартным условиям;
- в) непосредственное измерение объемного расхода газа, приведённого к стандартным условиям, при помощи счетчика газа вихревого СВГ.М.

Рабочей (измеряемой) средой является смесь жидкости (воды – нефти) и газа со следующими параметрами:

- рабочее давление, МПа.....до 4,0;
- температура, °С.....от плюс 5 до плюс 75;
- кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с.....от 1·10<sup>-6</sup> до 120·10<sup>-6</sup>;
- плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.....от 760 до 1200;
- газосодержание, приведённое к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/т.....от 4 до 200;
- содержание воды, %.....до 98;
- содержание сероводорода, %, не более.....2;

В состав установок входят:

- блок технологический;
- блок контроля и управления;

Установки в автоматическом режиме обеспечивают:

- предварительную сепарацию;
- измерение массового расхода жидкости, т/сут;
- измерение массового расхода нефти, т/сут;
- измерение объемного расхода газа, приведённого к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/сут;
- вывод информации для непосредственной визуализации в блоке контроля и управления;
- архивирование информации;
- передачу информации на верхний уровень при помощи стандартного интерфейса RS232, RS485.

Режим работы установок непрерывный, режим измерения - циклический, контроль скважин – периодический, путем автоматического переключения скважины с общего режима «работы на коллектор» на режим «измерений».

Для обеспечения дополнительной функции контроля обводненности измеряемой среды, технологическая схема установки может оснащаться поточным влагомером типа ВСН или аналогичным (по спецзаказу).

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1. Основные характеристики установок приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	Значение
1. Максимальное рабочее давление технологической части установки, МПа	4,0
2. Диапазон измерения расхода жидкости, т/сут	от 1 до 400 от 1 до 800 (по спецзаказу)
3. Диапазон измерения расхода газа, приведённого к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /сут	от 40 до 80000
4. Пределы относительной погрешности установки при измерении, %: – массового расхода жидкости (сырой нефти) – объемного расхода газа, приведённого к стандартным условиям	±1,5  ±5,0
5. Пределы относительной погрешности установки при измерении массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), %: до 70% от 70% до 95 %	±6,0  ±15,0
6. Максимальное количество подключаемых скважин	8 (12) 14 (по спецзаказу)

Наименование показателя	Значение
7. Питание установки должно осуществляться от трехфазной сети переменного тока с параметрами: – линейное напряжение, В – фазное напряжение, В – частота, Гц – допустимые колебания напряжений, % – допустимые колебания частоты, Гц	380 220 50 от плюс 10 до минус 10 от плюс 1 до минус 1
8. Потребляемая мощность, кВ·А, не более	12,0
9. Габаритные размеры: а) блока технологического, по наружным поверхностям стен, мм, не более: - длина - ширина - высота б) блока контроля и управления по наружным поверхностям стен, мм, не более: - длина - ширина - высота	5300(6300*) 3100 2700 3300 3100 2700
10. Масса установки, кг, не более - блока технологического - блока контроля и управления	7100(9100*) 3200
11. Средняя наработка на отказ, ч, не менее	2500
12. Средний срок службы, лет, не менее	10
Примечание: 1) На показания установки не влияют: – Изменение температуры измеряемой среды в диапазоне от +5 до +75°C; – Изменение давления рабочей среды от 0,1 МПа до 4,0 МПа; – Изменение температуры воздуха внутри блоков установки в пределах от +5 до +35°C; – Изменение напряжения питания в пределах от 198 до 242В. 2) *) – параметры указаны для установок на 12; 14 скважин	

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на табличках технологического блока, блока контроля и управления по технологии изготовителя, на титульных листах эксплуатационной документации типографским способом.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность поставки установки соответствует таблице 2.

Таблица 2.

Наименование изделия	Обозначение	Количество
1.Блок технологический	337.01.00.000	1
2.Блок контроля и управления	337.02.00.000	1
3.Комплект запасных частей	337.01.61.000	1
4.«Рекомендация. ГСИ. Установка измерительная групповая Спутник-М. Установка измерительная мобильная УЗМ. Методика поверки».		1
5.Эксплуатационная документация согласно ведомости эксплуатационной документации	337.00.00.000 ВЭ	1

## ПОВЕРКА

Поверка установок должна осуществляться в соответствии с документами:

- «Рекомендация. ГСИ. Установка измерительная групповая Спутник-М. Установка измерительная мобильная УЗМ. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР в августе 2004 г.

Основное поверочное оборудование:

- счетчик воды электромагнитный СВЭМ.М-50-МП ТУ 39-1233-87 Госреестр №11045-01, пределы основной допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,5\%$ ;

- счетчик газа СВГ.М-160(400) ТУ 39-014834-46-001-92 Госреестр №13489-07, пределы основной допускаемой относительной погрешности  $\pm 1,5\%$ ;

- ареометр АНТ-1 или АН ГОСТ 18481-81 с пределом основной допускаемой погрешности  $0,5 \text{ кг/м}^3$ ;

- термометр жидкостный стеклянный типа А по ГОСТ 28498-90, цена деления  $0,1^\circ\text{C}$ ;

- мерники образцовые 2-го разряда ГОСТ 8.400-80, вместимость 50; 10 и 5  $\text{дм}^3$ , пределы основной допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1\%$ ; колбы исполнения 1, 2, 3, 4 ГОСТ 1770-74; цилиндры ГОСТ 1770-74.

Межповерочный интервал – 2 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ТУ 3667- 011-12530677-98 Установка измерительная групповая «Спутник-М». Технические условия.

ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип установки измерительной групповой «Спутник-М» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем

описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Установка имеет разрешение на применение № РРС 00-34775, выданное Госгортехнадзором России 22.06.2009.

### ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»

625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 8, тел.21-07-50, факс 21-13-39

Заместитель директора по техническому развитию и метрологии

ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика"



М.И. Зимин