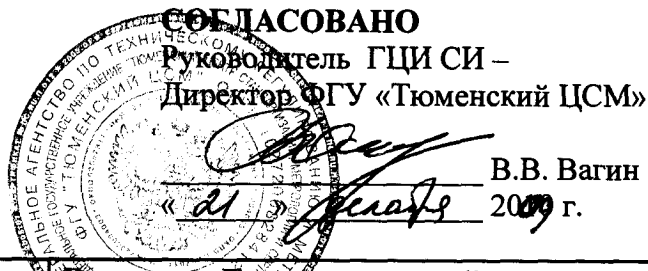


Приложение к свидетельству  
№ 40688 об утверждении типа  
средств измерений



<b>УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «ЭЛЕКТРОН-М»</b>	<b>Внесены в Государственный реестр средств измерений</b> Регистрационный № <u>45100-10</u> Взамен № _____
---	--

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-037-00135964-2009.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «Электрон-М» (далее – установки) предназначены для измерения расходов и количества компонентов продукции нефтяных скважин, а также архивирования, индикации и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на приемное устройство верхнего уровня (далее – ДП).

Область применения – системы герметизированного сбора нефти и газа нефтяных промыслов в условиях умеренного и умеренно холодного климата.

### ОПИСАНИЕ

Принцип действия установок основан на сепарационном методе, предусматривающем разделение (сепарацию) измеряемой продукции на однофазные среды (жидкость и газ) с последующим измерением количества (состава, свойств) каждой из фаз.

Установки обеспечивают выполнение следующих функций:

- 1) поочередное подключение скважин к измерению;
- 2) разделение продукции нефтяных скважин на жидкость и газ;
- 3) поочередное измерение массы и массовых расходов жидкости (сырой нефти), нефти, воды, объемного влагосодержания пластовой воды в жидкости (далее – влагосодержание), а также приведенного к нормальным условиям (далее – НУ) объема и объемного расхода нефтяного газа нефтяных скважин;
- 4) автоматизированное и ручное управление процессом измерения;
- 5) вычисление, отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти КУ сроком не менее 32 суток и передача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации:
  - текущие показания датчиков;
  - результаты расчетов массовых расходов и массы жидкости и нефти и объемного расхода и объема газа, приведенных к НУ, подключенной скважины (как по единичным измерениям, так и общего усредненного значения);
  - исходные первичные данные (константы) для расчетов и измерений (параметры установки, параметры скважин);
- 6) автоматическое запоминание, архивирование, хранение и передача на ДП по запросу оператора сигнальной информации, в т. ч. аварийных сигналов, сигналов о текущем состоянии установки и её отдельных элементов;
- 7) автоматизированное управление исполнительными устройствами установки.

Установка состоит из:

- помещения технологического (далее – ПТ);
- блока автоматики (далее – БА).

В ПТ размещены:

- сепаратор (далее – ЕС), служащий для отделения газа от жидкости (водонефтяной смеси) и оснащенный системой регулирования уровня жидкости, накапливаемой в ЕС;
- переключатель скважин многоходовой (далее – ПСМ), служащий для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к ЕС, а остальных – к выходному коллектору.
- системы и средства жизнеобеспечения (отопления, освещения, сигнализации, вентиляции);
- первичные преобразователи количества, состава и свойств измеряемых сред.

Система регулирования уровня жидкости в ЕС состоит из:

- преобразователя уровня;
- регулятора расхода на выходе газа из ЕС;
- регулятора расхода на выходе жидкости из ЕС.

В БА размещены:

- силовой шкаф;
- аппаратный шкаф, предназначенный для управления ПСМ, системой регулирования уровня, сбора и обработки информации первичных преобразователей, а также для архивирования, индикации и передачи измерительной и сигнальной информации на ДП;
- вторичные устройства измерительных преобразователей, размещенных в ПТ;
- системы и средства жизнеобеспечения.

Установка имеет два исполнения в зависимости от режимов измерений:

- исполнение 1: измерения в режиме периодического наполнения и последующего опорожнения ЕС;
- исполнение 2: измерения в режиме периодического наполнения и последующего опорожнения ЕС с автоматическим переходом в режим поддержания заданного уровня в ЕС в зависимости от величины измеряемого расхода.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Число подключаемых скважин

от 1 до 14.

Рабочая среда: продукция нефтяных скважин, разделяемая в ЕС для осуществления измерений на компоненты:

- сырая сепарированная нефть (далее – жидкость), представляющая собой смесь пластовой воды, сырой безводной нефти, остаточного свободного нефтяного газа и растворенного нефтяного газа;
- нефтяной попутный газ.

Параметры рабочей среды:

- |   |   |
|---|---|
| - рабочее давление, МПа, не более   | 4,0;  |
| - температура, °С   | от + 5 до + 90;                                 |
| - кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с                             | от 1·10 <sup>-6</sup> до 150·10 <sup>-6</sup> ; |
| - плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>   | от 760 до 1200;                                 |
| - массовый расход жидкости, т/ч (т/сут)   | от 0,08 до 100 (от 2 до 2400);                  |
| - объемный расход газа, приведенный к НУ, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут) | от 0,8 до 40000 (от 20 до 1000000);             |
| - влагосодержание, %  | не более 98;                                    |
| - объемное содержание остаточного газа в жидкости после сепарации, %              | не более 1;                                     |
| - объемное содержание сероводорода, %   | не более 2.                                     |

Диапазон измеряемых массовых расходов (отношение наибольшего расхода к наименьшему) – не менее 100:1. Наибольшие значения массовых расходов жидкости по каждой скважине, т/ч (т/сут), соответствуют ряду: 16 (400), 60 (1500), 100 (2400).

Установка обеспечивает измерение объемного расхода газа, приведенного к НУ, в диапазонах, определяемых заказом.

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода жидкости, %

± 2,5.

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода нефти, %, при влагосодержании:

- от 0 % до 70 %	± 6,0;
- св. 70 % до 95 %	± 15;
- св. 95 % до 97 %	± 30;
- св. 97 % до 98 %	± 50.

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении объема и объемного расхода газа, %

± 5,0.

Пределы допускаемой относительной погрешности КУ, %:

- при преобразовании токовых сигналов	± 0,3;
- при измерении числа импульсов	± 0,1;
- при измерении времени	± 0,1.

Напряжение питания сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц

220/380 В ± 20 %.

Потребляемая мощность

не более 15 кВт·А

Габаритные размеры, мм (длина x ширина x высота), не более:

- ПТ	7000 x 6300 x 3600;
- БА	2400 x 1800 x 2810.

Масса составных частей установки, кг, не более:

- ПТ	20000;
- БА	1200.

Средний срок службы

не менее 10 лет.

Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69

УХЛ.1.

Степень защиты от внешних воздействий ПТ и БА по ГОСТ 14254-96

IP03.

Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 51330.9 (МЭК 60079-10):

- ПТ	1;
- БА	взрывобезопасная.

Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ:

- ПТ	В-1а;
- БА	невзрыво-непожароопасная

Категория взрывоопасности

и группа взрывоопасных смесей в ПТ по ПУЭ

II А-Т2

Категория установки по взрывопожарной опасности по НПБ 105-03:

- ПТ	А;
- БА	Д.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационного документа установки типографским способом.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

- ПТ	1 компл.
- БА	1 компл.
- эксплуатационная документация согласно ведомости ЭД	1 компл.
- методика поверки	1 экз.

В комплект поставки установки входят (в зависимости от исполнения и заказа) средства измерений, представленные в таблице 1:

Таблица 1

№ пп	Наименование (обозначение) средств измерений	Номер в Госреестре СИ
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF (F)	13425-06
2	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый Rotamass модели RCCS (RCCF, RCCT)	27054-04
3	Расходомер массовый Promass серии PROline модели A (I, M, F, E, H)	15201-07
4	Счетчик газа вихревой типа СВГ.М	13489-07
5	Влагомер сырой нефти ВСН-2	24604-03
6	Влагомер нефти поточный ВНП-615.001	39100-08
7	Система измерения количества жидкости и газа R-AT-ММ	39821-08
8	Первичные преобразователи давления и температуры со стандартными токовыми выходными сигналами	

Конструкция установки позволяет производить подключение к технологической обвязке пробоотборников и устройств для определения содержания свободного газа в жидкости.

### ПОВЕРКА

Поверка установки производится в соответствии с документом: «Инструкция ГСИ. Установки измерительные «Электрон-М». Методика поверки МП 3667-037-00135964-2009», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в августе 2009 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- датчик расхода жидкости ДРЖИ 25-8-МП на расход от 0,8 до 8,0 м<sup>3</sup>/ч с относительной погрешностью ± 0,5 %;
- датчик расхода жидкости ДРЖИ 50-30-МП на расход от 3 до 30 м<sup>3</sup>/ч с относительной погрешностью ± 0,5 %;
- датчик расхода жидкости ДРЖИ 100-200-МП на расход от 20 до 200 м<sup>3</sup>/ч с относительной погрешностью ± 0,5 %;
- установка поверочная газовая УГН-1500 с относительной погрешностью ± 0,33 %;
- частотомер ЧЗ-57: 10<sup>8</sup> имп., ± 1 имп., 10<sup>-3</sup> – 100 с;
- калибратор FLUKE-705 с относительной погрешностью ± 0,02 %;
- генератор пачки импульсов «ДУМЕТИС-8081» 1 - 99999 имп.

Межповерочный интервал установки 3 года.

### НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.
2. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
3. ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
4. ТУ 3667-037-00135964-2009 Установки измерительные «Электрон-М». Технические условия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип установок измерительных «Электрон-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.

Изготовитель: ОАО «Опытный завод «Электрон»  
625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12 телефон (3452) 52-11-00, факс (3452)  
52-11-01 E-mail: zelectr@zelectr.ru

Руководитель организации – заявитель

Генеральный директор ОАО  
«Опытный завод «Электрон»



В. В. Жежеленко