

СОГЛАСОВАНО



Руководитель ГЦИ СИ –
Директор ФГУ «Тюменский ЦСМ»

В. В. Вагин

« » 2006 г.

**УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
ГРУППОВЫЕ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ
«ЭЛЕКТРОН»**

**Внесены в Государственный
реестр средств измерений**

Регистрационный №

24459-06

Взамен № 24759-05

Выпускаются по техническим условиям ТУ 4213-014-00135964-2005

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон» (далее – установки) предназначены для автоматизированного измерения массовых расходов жидкости, нефти, воды, обводненности и приведенного к стандартным условиям объемного расхода газа, а также передачи данных о результатах измерений и индикации работы на диспетчерский пункт нефтяного промысла в условиях умеренно холодного климата.

Область применения установок – предприятия нефтедобывающей промышленности.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия установки основан на использовании косвенного гидростатического метода измерения массы жидкости нефтяных скважин в соответствии с ГОСТ 8.595-2002 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» и метода [P,V,T], который позволяет по измеренным значениям давления P, объема V и температуры T измеряемой среды вычислить объемный расход газа каждой из нефтяных скважин, подключаемых к сепарационной емкости установки.

Основным узлом установки является сепарационная емкость (далее – ЕС) с измерительной камерой (далее – ИК), оборудованной тремя датчиками гидростатического давления, по сигналам которых измеряется время заполнения ИК жидкой фазой потока продукции скважины и вычисляются значения массового расхода жидкости, нефти, воды, обводненности, а также измеряется время опорожнения ИК и заполнения газообразной фазой потока и вычисляется значение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (далее – СУ). Процесс измерения управляется с помощью контроллера, а результаты измерений, накапливаясь в его памяти, выдаются либо на дисплей пульта переносного, либо на диспетчерский пункт нефтепромысла (далее – ДП).

Установка состоит из двух блоков: помещения технологического (далее – ПТ) и блока автоматики (далее – БА), и может подключать на измерение, в зависимости от исполнения, от одной до четырнадцати нефтяных скважин.

Установки выпускаются в двух модификациях «Электрон-400» и «Электрон-1500», отличающихся диапазонами измерений массового расхода жидкости и объемного расхода газа.

ПТ предназначено для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы технологического оборудования и средств измерений установки. ПТ в зависимости от модификации установки может представлять собой комплекс, состоящий из нескольких помещений (блок-боксов), стыкуемых на месте эксплуатации с помощью комплекта монтажных частей.

В ПТ расположены:

– сепаратор, служащий для отделения попутного газа от жидкости (водонефтяной смеси) в ЕС с ИК и измерения расхода жидкости и газа при попеременном заполнении и опорожнении ИК. Процесс заполнения ИК контролирует клапан переключающий с

электроприводом (далее – КПЭ), обеспечивающий циклический режим измерения путем поочередного перекрытия запирающим элементом магистралей сброса газа или жидкости из ЕС в коллектор;

– распределительное устройство (далее – РУ), служащее для обеспечения очередности измерения продукции подключаемых к установке нефтяных скважин и последующего объединения их в один коллектор с помощью переключателя скважин многоходового (далее – ПСМ). Наличие РУ определяется исполнением установки;

– технологическое оборудование, системы отопления, освещения, сигнализации, вентиляции, взрывозащиты.

БА предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию и управление работой установки, а также сопряжение с ДП (при наличии средств телемеханики).

В БА расположены:

– силовой шкаф, осуществляющий питание электрических цепей установки;

– аппаратный шкаф, служащий для размещения контроллера управления установкой (далее – КУ);

– системы отопления, освещения, сигнализации.

Установка обеспечивает:

1) поочередное измерение расхода компонент измеряемой среды каждой подключенной скважины;

2) автоматическое и ручное управление процессом измерения;

3) вычисление и отображение на дисплее КУ, архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдачу по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ):

– текущие показания датчиков;

– время каждого единичного измерения (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла измерения);

– значения массового расхода жидкости (водонефтяная смесь), нефти, воды, обводненности и приведенного к стандартным условиям объемного расхода газа по каждой подключаемой скважине (как по единичным измерениям, так и общего усредненного значения);

– значения массы жидкости (водонефтяная смесь), нефти, воды и объема газа, приведенного к стандартным условиям по каждой подключаемой скважине;

– исходные первичные данные (константы) для расчетов и измерения (параметры установки, параметры скважин);

4) автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передаче на ДП по запросу оператора следующей сигнальной информации:

а) аварийные сигналы:

– выход рабочего давления установки за предельные значения;

– предельная загазованность в ПТ;

– отказ в исполнении команд на переключение КПЭ;

– низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);

– отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);

– выход расхода жидкости за предельные значения;

– выход температуры в ИК за предельные значения;

– выход температуры в ПТ за предельные значения;

– выход температуры в БА за предельные значения;

– сбой в подаче электропитания установки.

б) информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:

– несанкционированный доступ в установку (ПТ или БА);

– положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);

– положение ПСМ (только при наличии РУ);

– номер подключенной на измерение скважины;

– текущий режим работы установки («АВТОМАТ», «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ», «ЕДИНИЧНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ»).

КРАТКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

Наименование параметра	Типоразмер	
	Электрон-400, Электрон 8/10/14-400	Электрон-1500, Электрон-8/10/14-1500
1	2	3
Измеряемая среда – водогазонефтяная смесь с параметрами: – избыточное давление, МПа – температура, °С – плотность жидкости, кг/м ³ – кинематическая вязкость жидкости, м ² /с – обводненность W, %	от 0,1 до 4,0 от + 5 до + 90 от 700 до 1050 от 1·10 ⁻⁶ до 1,5·10 ⁻⁴ от 0 до 98	
Диапазон измерения: массового расхода жидкости, т/сут объемного расхода газа, ст. м ³ /сут	от 2 до 400 от 40 до 80 000	от 7 до 1500 от 140 до 300 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %: - объемного расхода газа, приведенного к СУ - массового расхода жидкости - массового расхода нефти (воды) при содержании воды в жидкости: 0 % ≤ W ≤ 70 % 70 % ≤ W ≤ 95 % 95 % ≤ W ≤ 98 % - обводненности при содержании воды в жидкости: 0 % ≤ W ≤ 70 % 70 % ≤ W ≤ 95 % 95 % ≤ W ≤ 98 %	± 5,0 ± 2,5 ± 6 (± 5) ± 15 (± 4) ± 30 (± 3) ± 2,0 ± 0,7 ± 0,5	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: - объема газа, приведенного к СУ - массы жидкости - массы нефти (воды) при содержании воды в жидкости: 0 % ≤ W ≤ 70 % 70 % ≤ W ≤ 95 % 95 % ≤ W ≤ 98 %	± 5,0 ± 2,5 ± 6 (± 5) ± 15 (± 4) ± 30 (± 3)	
Параметры электрического питания: переменный ток: – напряжением, В – частотой, Гц	380/220 ± 20 % 50 ± 1	
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	15	
Габаритные размеры ПТ, мм, не более:	5000×3200×3400	7000×3200×3400, 7000×6300×3400
Габаритные размеры БА, мм, не более:	3400×3100×2800, 2500×3100×2800	3400×3100×2800, 2500×3100×2800

1	2	3
Масса, кг, не более: – ПТ – БА	6500, 7000 3000, 1500	12000, 20000 3000, 1500
Температура окружающего воздуха, °С	от минус 60 до плюс 40	
Относительная влажность окружающего воздуха, %	до 100	
Средний срок службы, лет, не менее	10	
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ1	
Класс взрывоопасной зоны внутри ПТ по классификации «Правил устройства электроустановок»	В-1а	
Температурный класс электрооборудования по классификации ГОСТ Р 51330.0-99	ТЗ, группа – ПА	

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации установки типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Обозначение	Количество (шт.)
Установка измерительная групповая автоматизированная «Электрон»	«Электрон Х* - 400» или «Электрон Х* - 1500»	1
Комплект монтажных и запасных частей	Согласно исполнению	1
Ведомость эксплуатационных документов	Согласно исполнению	1
Комплект документации согласно ведомости эксплуатационных документов (в том числе методика поверки 760.00.00.000 ПМ2)	Согласно исполнению	1
Х* - количество подключаемых скважин от 1 до 14		

ПОВЕРКА

Поверка установок производится в соответствии с документом по поверке, утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в феврале 2006 г. «ГСИ. Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон». Методика поверки. 760.00.00.000 ПМ2».

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- а) датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 25-8-МП, расход от 0,8 до 8,0 м³/ч; относительная погрешность ± 0,5 %;
- б) датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 50-30-МП, расход от 3 до 30 м³/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- в) датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 100-200-МП, расход от 20 до 200 м³/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- г) установка поверочная газовая, расход от 2 до 1500 м³/ч, относительная погрешность ± 1,5 %;
- д) мерник образцовый 2-го разряда типа М2р, вместимость 10 и 200 дм³, погрешность ± 0,1 %;
- е) колба образцовая 2 разряда, вместимость от 1 до 5 л, погрешность ± 0,1 %.

- ж) ареометр АОН-1, диапазон измерения от 940 до 1000 кг/м³, цена деления ± 1,0 кг/м³;
- з) частотомер электронно-счетный ЧЗ-57, 10⁸ имп.; ± 1 имп.; 10⁻³ ... 100 с;
- и) миллиамперметр Э 535, диапазон измерения (4 – 20) мА, приведенная погрешность ± 0,5 %.

Межповерочный интервал установки 2 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1. ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».
2. ГОСТ Р 51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное».
3. ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».
4. ГОСТ 8.595-2002 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»
5. ТУ 4213-014-00135964-2005 «Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон». Технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип средства измерений «Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Разрешение на применение № РРС-62-01-062, выдано 30.05.2003 г. Управлением Тюменского округа Федерального горного и промышленного надзора России.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ОАО «Опытный завод «Электрон».

Адрес: 625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12

Телефон: (3452) 52-11-00 Факс: (3452) 52-11-01

Руководитель организации – заявителя

Генеральный директор ОАО «Опытный завод «Электрон»

В. В. Жежеленко

