

Архангельск (8182)26-03-58  
Астана (7172)727-132  
Астрахань (8512)99-46-04  
Барнаул (3852)73-04-60  
Белгород (4722)40-23-64  
Брянск (4832)59-03-52  
Владивосток (423)249-28-31  
Волгоград (844)278-03-48  
Вологда (8172)26-41-59  
Воронеж (473)204-51-73  
Екатеринбург (343)384-55-89  
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58  
Иркутск (395)279-98-46  
Казань (843)206-01-48  
Калининград (4012)72-03-81  
Калуга (4842)92-23-67  
Кемерово (3842)65-04-62  
Киров (8332)68-02-04  
Краснодар (861)203-40-90  
Красноярск (391)204-63-61  
Курск (4712)77-13-04  
Липецк (4742)52-20-81  
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13  
Москва (495)268-04-70  
Мурманск (8152)59-64-93  
Набережные Челны (8552)20-53-41  
Нижний Новгород (831)429-08-12  
Новокузнецк (3843)20-46-81  
Новосибирск (383)227-68-73  
Омск (3812)21-46-40  
Орел (4862)44-53-42  
Оренбург (3532)37-68-04  
Пенза (8412)22-31-16  
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47  
Ростов-на-Дону (863)308-18-15  
Рязань (4912)46-61-64  
Самара (846)206-03-16  
Санкт-Петербург (812)309-46-40  
Саратов (845)249-38-78  
Севастополь (8692)22-31-93  
Симферополь (3652)67-13-56  
Смоленск (4812)29-41-54  
Сочи (862)225-72-31  
Ставрополь (8652)20-65-13  
Таджикистан (992)427-82-92-69

Сургут (3462)77-98-35  
Тверь (4822)63-31-35  
Томск (3822)98-41-53  
Тула (4872)74-02-29  
Тюмень (3452)66-21-18  
Ульяновск (8422)24-23-59  
Уфа (347)229-48-12  
Хабаровск (4212)92-98-04  
Челябинск (351)202-03-61  
Череповец (8202)49-02-64  
Ярославль (4852)69-52-93

<https://electron.nt-rt.ru/> || [ecn@nt-rt.ru](mailto:ecn@nt-rt.ru)

Приложение к свидетельству № **46671**  
об утверждении типа средств измерений

Лист № 1  
всего листов 6

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон»

### Назначение средства измерений

Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон» (далее – установки) предназначены для измерений автоматизированных массы и массовых расходов жидкой фазы сырой нефти (далее – сырой нефти), сырой нефти без учета воды и приведенного к стандартным условиям объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, а также передачи данных о результатах измерений и индикации работы на диспетчерский пункт нефтяного промысла в условиях умеренного или умеренно-холодного климата.

### Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на использовании косвенного гидростатического метода измерения массы сырой нефти и метода  $[P, V, T]$ , который позволяет по измеренным значениям давления  $P$ , объема  $V$  и температуры  $T$  измеряемой среды вычислить объемный расход свободного нефтяного газа каждой из нефтяных скважин, подключаемых к сепарационной емкости установки. Масса сырой нефти без учета воды, в зависимости от исполнения установки, может быть определена как с применением данных об обводненности сырой нефти, полученных от установленного влагомера, так и на основании внесенных в контроллер данных о плотности нефти и пластовой воды в стандартных условиях.

Основным узлом установок является сепарационная емкость (далее – ЕС) с измерительной камерой (далее – ИК), оборудованной тремя датчиками гидростатического давления EJA210A производства Yokogawa Electric Corporation, по сигналам которых измеряется время заполнения ИК жидкой фазой потока продукции скважины, и вычисляются значения массового расхода сырой нефти, сырой нефти без учета воды. Также измеряется время опорожнения ИК и заполнения газообразной фазой потока и вычисляется значение объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. Для учета изменения свойств рабочей среды, обусловленных повышенным давлением и изменяющейся температурой внутри емкости сепарационной в результате измерений вносятся поправки по показаниям двух датчиков температуры ТСМУ 9418 и двух датчиков избыточного давления EJA530A производства Yokogawa Electric Corporation. Для определения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды могут использоваться показания влагомера нефти поточного ПВН-615.001, необходимость которого определяется заказом. Процесс измерения управляется с помощью контроллера, а результаты измерений, накапливаясь в его памяти, выдаются на дисплей устройства визуализации и на диспетчерский пункт нефтепромысла (далее – ДП).

Допускается применять другие первичные преобразователи, имеющие характеристики не хуже указанных. Допускается изготавливать установки без влагомера сырой нефти. При этом масса сырой нефти без учета воды определяется на основании внесенных в контроллер данных о плотности нефти и пластовой воды в стандартных условиях.

Установки состоят из двух блоков: блока технологического (далее – БТ) и блока автоматизации (далее – БА), и могут подключать на измерение, в зависимости от исполнения, от одной до четырнадцати нефтяных скважин.

Установки выпускаются в двух модификациях «Электрон-Х-400» и «Электрон-Х-1500» (где Х – количество подключаемых скважин), отличающихся диапазонами измерений массового расхода сырой нефти и объемного расхода свободного нефтяного газа.

В БТ расположены:

– сепаратор, служащий для отделения попутного газа от жидкости (водонефтяной смеси) в ЕС с ИК и измерения расхода сырой нефти и свободного нефтяного газа при попеременном заполнении и опорожнении ИК. Процесс заполнения ИК контролирует клапан переключатель с электроприводом (далее – КПЭ), обеспечивающий циклический режим измере-

ния 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.

В БА расположены:

- силовой шкаф, осуществляющий питание электрических цепей установки;
- аппаратный шкаф, служащий для размещения контроллера управления установкой (далее – КУ);
- системы отопления, освещения, сигнализации.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение состоит из микропрограммы «electron5165.dat» для контроллера. Метрологически значимая часть в отдельный блок не выделяется.

Доступ к памяти контроллера защищен паролем.

Контроллер имеет режим работы, при котором невозможны изменения встроенного ПО. Для модификации программного обеспечения необходим специальный загрузочный кабель и программное обеспечение. Доступ к модификации ПО защищен паролем, который устанавливается на заводе. Хранение пароля осуществляется в машинных кодах. Защита результатов измерений от преднамеренных изменений состоит в трехуровневом управлении доступом, каждый из уровней обладает собственным паролем.

Идентификационные данные определяются с помощью персонального компьютера разработчика, подключенного через последовательный интерфейс специальным кабелем, среды разработчика DirectSoft (создается образ ПО и файлы переносятся на персональный компьютер) и программы для расчета контрольной суммы.

Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программ-ного обеспечения (кон-трольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Система управления	electron5165.dat	5.165	BFAC4CA0	CRC32
1	2	3	4	5
установкой измерительной групповой автоматизированной на базе контроллера DirectLogic 205				
Система управления установкой измерительной групповой автоматизированной на базе контроллера Z181-04	EL15V5N.BIN	15.5N	642ADEF4	CRC32
Система управления установкой измерительной групповой автоматизированной на базе контроллера Z181-04	EL15V5.BIN	15.5	6116ACA4	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений С по МИ 3286-2010.

Общий вид технологического блока установки приведен на рисунке 1



Рисунок 1

**Метрологические и технические характеристики**

Наименование параметра	Типоразмер	
	Электрон-Х-400	Электрон-Х-1500
Измеряемая среда – смесь сырой нефти и свободного нефтяного газа с параметрами:		
– избыточное давление, МПа	от 0,1 до 4,0	
– температура, в зависимости от исполнения, °С	от минус 5 до + 90	
– плотность сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 1350	
– кинематическая вязкость сырой нефти, м <sup>2</sup> /с	от 1·10 <sup>-6</sup> до 1,5·10 <sup>-4</sup>	
– обводненность W, %	от 0 до 100	
Диапазон измерения:		
массового расхода сырой нефти, т/сут (т/ч)	от 2 до 400 (от 0,083 до 16,7)	от 7 до 1500 (от 0,29 до 62,5)
объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /сут	от 1,6 до 3 000 (от 0,067 до 125)	от 5,5 до 10 000 (от 0,23 до 416,7)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %:		
- объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	± 5,0	
- массового расхода сырой нефти	± 2,5	
- массового расхода сырой нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях):		
от 0 % до 70 %	± 6	
св. 70 % до 95 %	± 15	
св. 95 % до 98%	± 30	

Наименование параметра	Типоразмер	
	Электрон-Х-400	Электрон-Х-1500
св. 98 %	предел допускаемой относительной погрешности устанавливаются в методике измерений, аттестованной в установленном порядке	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %: - объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям - массы сырой нефти - массы сырой нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях): от 0 % до 70 % св. 70 % до 95 % св. 95 % до 98% св. 98 %	± 5,0 ± 2,5	± 6 ± 15 ± 30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %: - объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям - массы сырой нефти - массы сырой нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях): от 0 % до 70 % св. 70 % до 95 % св. 95 % до 98% св. 98 %	предел допускаемой относительной погрешности устанавливаются в методике измерений, аттестованной в установленном порядке	
Параметры электрического питания: переменный ток: – напряжением – частотой, Гц	380/220 В ± 20 % 50 ± 1	
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	15	
Габаритные размеры БТ, мм, не более:	5000×3200×3400, 8000×6300×3400*	7000×3200×3400, 7000×6300×3400*
Габаритные размеры БА, мм, не более:	3400×3100×2800, 2500×3100×2800**	3400×3100×2800, 2500×3100×2800**
Масса, кг, не более: – БТ – БА	6500, 7000* 3000, 1500***	12000, 20000** 3000, 1500***
Относительная влажность окружающего воздуха, %	до 100	
Срок службы, лет, не менее	10	
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У1*** или УХЛ1	
Класс взрывоопасной зоны внутри БТ по классификации «Правил устройства электроустановок»	В-1а	
Температурный класс электрооборудования по классификации ГОСТ Р 51330.0-99	ТЗ, группа – ПА	
* При количестве подключаемых скважин 14 ** При количестве подключаемых скважин 1 *** По согласованию с заказчиком		

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации установки типографским способом и на таблички блока технологического и блока автоматики шелкографией или методом аппликации.

### Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Колич.	Примечание
Установка измерительная групповая автоматизированная «Электрон-Х-400»	Согласно исполнению	1	

Наименование	Обозначение	Колич.	Примечание
Ведомость эксплуатационных документов	Согласно исполнению	1	
Комплект документации согласно ведомости эксплуатационных документов	Согласно исполнению	1	
Руководство по эксплуатации	Согласно исполнению	1	
Методика поверки	760.00.00.000 МП	1	

## Поверка

осуществляется по документу «ГСИ. Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон, Методика поверки. 760.00.00.000 МП», утвержденной ФБУ «Тюменский ЦСМ», 25 сентября 2011 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- а) датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 25-8-МП, расход от 0,8 до 8,0 м<sup>3</sup>/ч; предел допускаемой относительной погрешности ± 0,5 %;
- б) датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 50-30-МП, расход от 3 до 30 м<sup>3</sup>/ч, предел допускаемой относительной погрешности ± 0,5 %;
- в) датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 100-200-МП, расход от 50 до 200 м<sup>3</sup>/ч, предел допускаемой относительной погрешности ± 0,5 %;
- г) установка поверочная газовая УГН-1500, расход от 2 до 1500 м<sup>3</sup>/ч, предел допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения расхода газа ± 0,33 %, предел допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры ± 0,5К;
- д) мерники эталонные 2-го разряда типа М2р ГОСТ 8.400-80, вместимость 10 и 200 дм<sup>3</sup>, предел допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %;
- е) колба мерная 2 класса точности по ГОСТ 1770-74 вместимость 1000 или 2000 см<sup>3</sup>;
- ж) ареометр АОН-1, диапазон измерения от 940 до 1000 кг/м<sup>3</sup>, цена деления ± 1,0 кг/м<sup>3</sup>;
- з) частотомер электронно-счетный ЧЗ-57, 10<sup>8</sup> имп.; ± 1 имп.; 10<sup>-3</sup> ... 100 с;
- и) миллиамперметр Э 535, диапазон измерения (4 – 20) мА, приведенная погрешность ± 0,5 %.

## Сведения о методиках (методах) измерений

«Рекомендация ГСИ. Количество нефти и нефтяного газа нефтедобывающей скважины. Методика измерений массы сырой нефти, массы и объема нефтяного газа по дискретным измерениям, выполняемым установками измерительными групповыми автоматизированными «Электрон» гидростатическим методом измерения массы жидкости и методом Р, V, Т для измерения объема газа». Разработана и аттестована 30.12.2010 г. ФГУП «ВНИИР», г. Казань. Регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерения ФР.1.29.2011.10012.

## Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным групповым автоматизированным «Электрон»

1. ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».
2. ГОСТ Р 51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное».
3. ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
4. ГОСТ 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений».
5. ТУ 4213-014-00135964-2005 «Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон». Технические условия».

Архангельск (8182)63-90-72  
Астана (7172)727-132  
Астрахань (8512)99-46-04  
Барнаул (3852)73-04-60  
Белгород (4722)40-23-64  
Брянск (4832)59-03-52  
Владивосток (423)249-28-31  
Волгоград (844)278-03-48  
Вологда (8172)26-41-59  
Воронеж (473)204-51-73  
Екатеринбург (343)384-55-89  
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58  
Иркутск (395)279-98-46  
Казань (843)206-01-48  
Калининград (4012)72-03-81  
Калуга (4842)92-23-67  
Кемерово (3842)65-04-62  
Киров (8332)68-02-04  
Краснодар (861)203-40-90  
Красноярск (391)204-63-61  
Курск (4712)77-13-04  
Липецк (4742)52-20-81  
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13  
Москва (495)268-04-70  
Мурманск (8152)59-64-93  
Набережные Челны (8552)20-53-41  
Нижний Новгород (831)429-08-12  
Новокузнецк (3843)20-46-81  
Новосибирск (383)227-86-73  
Омск (3812)21-46-40  
Орел (4862)44-53-42  
Оренбург (3532)37-68-04  
Пенза (8412)22-31-16  
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47  
Ростов-на-Дону (863)308-18-15  
Рязань (4912)46-61-64  
Самара (846)206-03-16  
Санкт-Петербург (812)309-46-40  
Саратов (845)249-38-78  
Севастополь (8692)22-31-93  
Симферополь (3652)67-13-56  
Смоленск (4812)29-41-54  
Сочи (862)225-72-31  
Ставрополь (8652)20-65-13  
Таджикистан (992)427-82-92-69

Сургут (3462)77-98-35  
Тверь (4822)63-31-35  
Томск (3822)98-41-53  
Тула (4872)74-02-29  
Тюмень (3452)66-21-18  
Ульяновск (8422)24-23-59  
Уфа (347)229-48-12  
Хабаровск (4212)92-98-04  
Челябинск (351)202-03-61  
Череповец (8202)49-02-64  
Ярославль (4852)69-52-93