

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «ОЗНА - Vx»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-Vx» (далее – установки) предназначены для автоматического измерения дебита группы нефтегазодобывающих скважин по массе брутто нефти (сырой нефти), массе брутто нефти за вычетом массы воды, массе нетто нефти и по объему попутного нефтяного газа без сепарации продукции посредством поочередного подключения нефтегазодобывающих скважин к расходомеру(ам) многофазному(ым) Phase Watcher Vx и (или) Vx Spectra (далее - расходомеры Vx).

#### Описание средства измерений

В установке используется бессепарационный прямой метод динамических измерений, основанный на использовании комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций, в спектре излучения которого используются два характерных энергетических пика. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объемный расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти, газа и воды. Для измерения абсолютного и дифференциального давлений, а также температуры потока, используются датчики с цифровым выходом. Вычислительное устройство расходомеров Vx производит расчет расхода фракций смеси - нефти, газа и воды на основе специально разработанной комплексной (гидродинамической, термодинамической и ядерной) физической модели, учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему нестабильность.

Для учета неоднородности потока сырой нефти по времени и по сечению, расходомер производит измерения параметров потока с частотой 45 Гц. Результаты, накопленные в течение 1 с, в дальнейшем подвергаются статистической обработке. Результаты измерений расходов фаз потока и его фракций сохраняются в памяти управляющего компьютера.

Для регистрации накопленных за определенный интервал времени значений массы сырой нефти, нефти и воды, а также объема газа расходомер имеет функцию измерения интервалов времени.

Установки включают в себя блок технологический (далее – БТ) и блок аппаратный (далее – БА). Также установки могут иметь в своем составе отдельный блок переключения скважин (далее БПС). БТ, БА и БПС выполняются в виде блок-боксов, которые могут быть изготовлены на одном или отдельных рамных основаниях. Установка может быть выполнена в виде одного блока путем размещения оборудования БА в БТ во взрывозащищенных оболочках.

Основными элементами БТ является измерительная линия и распределительный модуль. В состав измерительной линии входит один или несколько расходомеров Vx в зависимости от назначения и условий применения установок. Распределительный модуль обеспечивает автоматическое поочередное подключение скважин к измерительной линии посредством системы трехходовых кранов или переключателя скважин многоходового (ПСМ), приводимого в действие гидравлическим приводом. При этом продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. Распределительный модуль также оснащен байпасной линией для неавтоматизированного подключения скважин к измерительной линии при помощи задвижек.

Вариант исполнения установки выбирается на этапе анализа условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

В состав ТБ могут входить:

- расходомеры многофазные Vx (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 42779-09);

- расходомеры многофазные Vx 88 (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 48745-11);
- расходомеры многофазные Vx Spectra (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 60560-15);
- переключатель скважин ПСМ или БПС;
- привод гидравлический ГП-1М;
- линия байпасная;
- коллектор общий;
- входные и выходные линии для последовательного подключения эталонов;
- дренажная линия;
- фильтр;
- клапан обратный;
- система жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);
- система определения загазованности и оповещения;
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

БА осуществляет сбор, обработку, регистрацию, отображение, хранение полученных результатов измерений в архиве и их передачу в АСУТП верхнего уровня, а также управляет контрольно-измерительными приборами, автоматикой, системой жизнеобеспечения, охранной и пожарной сигнализацией.

В состав БА входят:

- шкаф силовой;
- блок измерений и обработки информации;
- система жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

Номенклатура контроллеров, применяемых в установках, приведена в таблице 1

Т а б л и ц а 1 – номенклатура применяемых контроллеров

№ п/п	Наименование, тип	Регистрационный номер в Госреестре СИ
1	Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	50107-12
2	Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5209, 5232, 5305	56993-14
3	Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator	17444-11
4	Контроллеры логические программируемые ОВЕН ПЛК 150 и ОВЕН ПЛК 154	36612-13
5	Контроллеры программируемые логические AC500/S500, AC500eCo/S500eCo	51396-12
6	Системы управления модульные B&R X20	57232-14
7	Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
8	Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
9	Контроллеры ControlWave Micro	27242-09
10	Системы ввода-вывода распределенные Fastwel I/O	58557-14



Фотография 1 - Общий вид

### **Программное обеспечение**

Комплекс программного обеспечения (далее – ПО) установок реализован в блоках измерения и обработки информации (далее - БИОИ), выполненных на базе программируемых логических контроллеров (далее - ПЛК).

Комплекс ПО состоит из следующих компонентов:

- ПО ПЛК БИОИ – программа, исполняемая во встроенной операционной системе ПЛК БИОИ. Обеспечивает обработку входных сигналов и управление КИПиА установок, а также визуализацию и хранение измеряемых параметров в энергонезависимой памяти;

- ПО панели оператора – программа, исполняемая во встроенной операционной системе операторской панели БИОИ. Обеспечивает просмотр и изменение параметров, настроек и прочей информации ПО ПЛК БИОИ, подачу управляющих команд ПЛК.

Комплекс ПО выполняет функции:

- обеспечение периодических измерений нескольких скважин, подключенных к установкам;

- обеспечение управления процессом измерений при помощи команд, подаваемых локально с панели оператора, или дистанционно – с верхнего уровня АСУТП эксплуатирующего предприятия;

- обеспечение сбора и обработки данных от всех средств измерений, КИПиА, входящих в состав установок;

- обеспечение отображения информации о ходе процесса измерений, о результатах измерений на экране панели оператора;

- обеспечение хранения результатов измерений в энергонезависимой памяти контроллера в течение одного месяца;

- обеспечение безопасности технологического процесса и помещений установок путем контроля показаний датчиков пожарной сигнализации, загазованности, несанкционированного доступа к помещениям и др.;

- отработка алгоритмов аварийных блокировок, звукового и светового оповещения при возникновении пожароопасной, взрывоопасной и других аварийных ситуациях;

- обеспечение процессов пуска-наладки установок, диагностики и ремонта интегрированных в установки средств измерений, соединительных коммуникаций, и других элементов КИПиА.

Т а б л и ц а 2 - идентификационные данные ПО установок

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SP32.Vx.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.xxxxxx*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу*.0024
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
<p>Примечание:                      xxxxxx* – номер подверсии из шести десятичных цифр - идентификатор для поиска исходных текстов сборки в автоматизированной системе контроля версий Subversion, используемой производителем, может быть любым;                      уууу* – служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.</p>	

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Рекомендации по метрологии. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

### Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Параметры измеряемой среды

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	нефтегазовая смесь
Рабочее давление, МПа, не более	34,5
Диапазон температур рабочей среды, °С	от минус 40 до плюс 150
Диапазон содержания объемной доли воды в сырой нефти, %	от 0 до 100
Диапазон содержания объемной доли свободного нефтяного газа, %	от 0 до 100
Содержание механических примесей, мг/л, не более	3000

Т а б л и ц а 4 - метрологические характеристики установок

Пределы допускаемой относительной погрешности	
При измерении массы брутто нефти и массового расхода, %, не более	±2,5
При измерении объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %, не более	±5,0
При измерении массы брутто нефти без учета воды и массового расхода, %, не более	При объемной доле воды в сырой нефти: - до 70% ±6,0 - от 70 до 95% ±15,0 - свыше 95% не нормируется
При измерении массы нетто нефти и массового расхода, %, не более	При объемной доле воды в сырой нефти: - до 70% ±6,8 - от 70 до 95% ±16,6 - свыше 95% не нормируется

Основные технические характеристики установок определяются входящими в состав расходомерами Vx.

Т а б л и ц а 5 - технические характеристики установок при применении различных модификаций расходомеров Vx

Характеристики	Типоразмеры модификации Vx Spectra					Типоразмеры модификации Phase Watcher Vx		
	Vx19	Vx29	Vx40	Vx65	Vx88	Vx29	Vx52	Vx88
Рабочая среда	нефтегазоводяная смесь							
Диаметр горловины трубы Вентури, мм	19	29,25	40	65	87,5	29,25	52	87,5
Массового расхода жидкой смеси, т/ч	от 0,60 до 27,60	от 1,42 до 65,80	от 2,60 до 123,00	от 7,00 до 324,00	от 12,70 до 625,00	-	-	-
Объемного расхода жидкой смеси, м³/ч	от 0,63 до 29,00	от 1,50 до 69,00	от 2,78 до 129,00	от 7,40 до 340,00	от 13,30 до 670,00	-	-	-
Объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м³/ч	от 320 до 9000	от 790 до 20700	от 1450 до 37800	от 3550 до 97 000	от 5830 до 280 000	-	-	-
Максимальный объемный расход сырой нефти при рабочих условиях, м³/ч (перепад давления 0,5 МПа)	-	-	-	-	-	82	254	730
Максимальный объемный расход сырой нефти при рабочих условиях, м³/ч (перепад давления 0,005 МПа)	-	-	-	-	-	6	18	70
Максимальный объемный расход газа при рабочих условиях, м³/ч	-	-	-	-	-	500	1500	4400
Давление рабочей среды, МПа	от 0,5 до 34,5							
Перепад давления на трубке Вентури, МПа	от 0,005 до 0,500							
Температура рабочей среды, °С	от минус 40 до плюс 121					от минус 20 до 150		
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до плюс 85					от минус 20 до плюс 85		
Вязкость жидкой фазы в рабочих условиях	от 0,0001 до 2,0000 Па*с					от 0,1 до 2000сСт		
Содержание воды в потоке (WLR), %	от 0 до 100							
Объемное содержание газа в потоке (GVF), %	от 0 до 100							

Т а б л и ц а 6 – Параметры электропитания

Параметр	Значение
род тока	Переменный
напряжение, В	380/220
допустимое отклонение от номинального напряжения, %	от минус 15 до плюс 10
частота, Гц	50 ± 0,4
потребляемая мощность, кВт·А, не более	20

Средняя наработка на отказ, ч, не менее 131400

Срок службы, лет, не менее 20

**Знак утверждения типа**

наносится на металлические таблички, укрепленные на БТ и БА-боксах, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

**Комплектность средства измерений**

Т а б л и ц а 7 - Комплектность поставки

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-V <sub>x</sub> » - XXX-XXXX	1	В соответствии с заказом
в том числе:		
- технологический блок	1	
- аппаратурный блок*	1	
- блок переключения*	1	
Комплекты		
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов (РЭ, ПС, МП)	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1	Согласно ведомости КМЧ

\* по специальному заказу

**Поверка**

осуществляется по документу УМШ.00.00.00.000И1 «ГСИ. Инструкция. Установки измерительные «ОЗНА-V<sub>x</sub>». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 08.06.2015 г.

Средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон массового расхода многофазной среды ГЭТ 195-2011;
- рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в разделе 3 документа «Установки измерительные «ОЗНА-Vx» Руководство по эксплуатации УМШ00.00.00.000 РЭ». Свидетельство об аттестации № 01.00257 – 2013/13009-15 от 19.06.2015г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «ОЗНА-Vx»**

1. ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;
2. ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;
3. ТУ 3667-094-00135786-2009 «Технические условия «Установки измерительные «ОЗНА-Vx»».

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»  
(ЗАО «ОЗНА – Измерительные системы»)  
452600, Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60.  
Тел. (34767) 9-50-10, Тел/Факс (34767) 9-50-10. e-mail: [ms@ozna.ru](mailto:ms@ozna.ru)  
ИНН 0265037983

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии».

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А.  
Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32, e-mail: [vniiirpr@bk.ru](mailto:vniiirpr@bk.ru).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.