

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2022 г. № 901

Регистрационный № 67795-17

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «ОЗНА - МАССОМЕР - Vx»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА - МАССОМЕР - Vx» (далее – установки) предназначены для автоматического измерения дебита нефтегазодобывающей скважины или группы нефтегазодобывающих скважин по массе сырой нефти, массе сырой нефти за вычетом массы воды, массе нетто нефти и объему попутного нефтяного газа как сепарационным методом, так и бессепарационным методом измерений путем подключения скважины к измерительной установке «ОЗНА-МАССОМЕР» или к расходомеру(ам) многофазному(ым) Vx, Vx 88, Vx Spectra (далее – расходомер Vx).

Описание средства измерений

В установках используются сепарационный и бессепарационный методы измерений.

Сепарационный метод измерений основан на применении установки измерительной «ОЗНА-МАССОМЕР», в состав которой входят нефтегазовый сепаратор, расходомеры жидкости массовые, расходомеры газа массовые или объемные, влагомеры, преобразователи температуры и давления.

Сепаратор выполнен в виде одного цилиндра или двух, расположенных один над другим, оборудован циклоном, который является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения газа из нефтегазоводяной смеси, а также для осушки нефтяного газа с помощью каплеотбойников. Конструкция сепаратора также обеспечивает сбор и отстой сырой нефти, в процессе которого происходит выделение из нефти растворенного газа.

Регулирование циклов накопления и слива нефтегазоводяной смеси и величины расхода через расходомеры-счетчики сырой нефти и нефтяного газа осуществляется двумя способами:

- при помощи заслонки, устанавливаемой в месте подключения трубопровода для отвода нефтяного газа (газовая линия) и поплавкового устройства, механически связанных друг с другом с помощью рычагов и тяги. На трубопроводе для отвода сырой нефти (жидкостная линия) устанавливается регулятор расхода.

- электроуправляемыми кранами, либо пневмоуправляемыми клапанами, которые устанавливаются на жидкостном и газовом трубопроводах (при этом, в комплект средств жизнеобеспечения включается система воздухоподготовки для клапанов).

Бессепарационный метод измерений основан на использовании комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций. 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 измерений абсолютного и дифференциального давлений, а также температуры потока, используются датчики с цифровым или аналоговым выходным сигналом.

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. Текущие измеряемые значения параметров многофазного потока подвергаются статистической обработке. Результаты измерений расходов фаз потока и его фракций сохраняются в памяти управляющего компьютера. Для регистрации накопленных за определенный интервал времени значений измеряемых параметров 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 раздельных 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 установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР» (регистрационный № 34745-09, № 34745-12) и один или несколько расходомеров Vx (регистрационный № 60560-15, № 48745-11, № 42779-09, № 37076-08), 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 компоновки и исполнения конкретной установки, а также типоразмер сепаратора, выбираются в зависимости от ожидаемых значений расхода нефти и нефтяного газа, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти.

Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки) от 1 до 24.

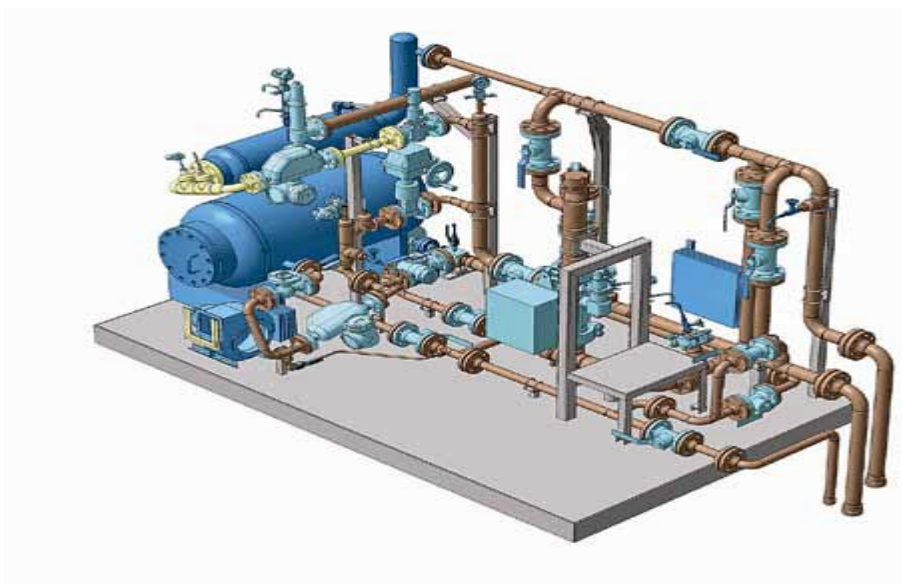


Рис. 1 Общий вид установки измерительной ОЗНА-МАССОМЕР-Vx

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

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

Номенклатура ПЛК, применяемых в установках, приведена в таблице 1.

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

Наименование, тип	Регистрационный номер
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	50107-12
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5209, 5232, 5305	56993-14
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator	65466-16
Контроллеры логические программируемые ОВЕН ПЛК 150 и ОВЕН ПЛК 154	36612-13
Контроллеры программируемые логические AC500/S500, AC500eCo/S500eCo	51396-12
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Контроллеры ControlWave Micro	27242-09
Модули ввода аналоговые измерительные MBA8	31739-11

Вид входных/выходных сигналов БИОИ:

- унифицированные токовые сигналы (0-20) мА;
- дискретные, «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»;
- импульсные.

Коммуникационные каналы:

- RS485, протокол Modbus (мастер);
- RS232S/485 протокол Modbus (подчиненный);
- Ethernet протокол Modbus TCP/IP (подчиненный);
- Foundation fieldbus;
- Profibus.

Программное обеспечение

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;
- 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 пуско-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.MVx.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.140405
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	944C.0024
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Механическая защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием наклейки на корпус контроллера БИОИ, как показано на рисунке 2.

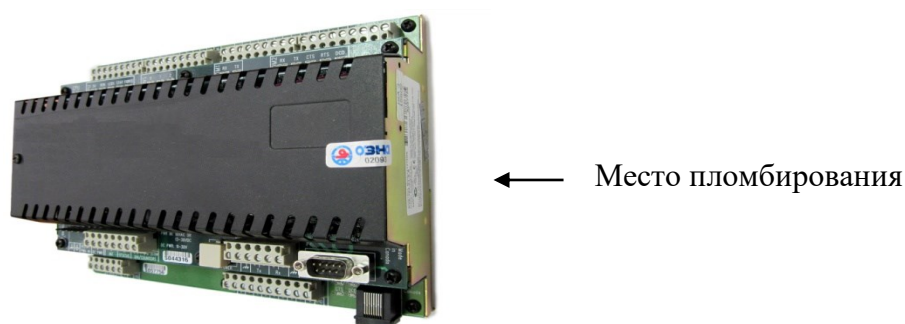


Рисунок 2-схема пломбирования корпуса контроллера БИОИ

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок, в том числе показатели точности, приведены в таблицах 3, 4.

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики установок

Пределы допускаемой относительной погрешности установок: при измерении массы и среднего массового расхода сырой нефти, %, не более		± 2,5
при измерении объема и среднего объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %, не более		± 5,0
при измерении массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, при объемной доле воды в сырой нефти %, не более	- до 70% - от 70 до 95% - свыше 95%	±6,0 ±15,0 не нормируется
при измерении массы нетто нефти и массового расхода, %, не более		В соответствии с методикой измерений

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

При бессепарационном методе измерений								
Наименование характеристики	Значение							
	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
Диапазон измерений 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	-	-	-
Диапазон измерений 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	-	-	-
Диапазон измерений 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 97000	от 5830 до 280000	-	-	-
Максимальный объемный расход сырой нефти при рабочих условиях, м³/ч (перепад давления 0,5 МПа)	-	-	-	-	-	82	254	730
Минимальный объемный расход сырой нефти при рабочих условиях, м³/ч (перепад давления 0,005 МПа)	-	-	-	-	-	6	18	70

Продолжение таблицы 4

При бессепарационном методе измерений								
Наименование характеристики	Значение							
	Типоразмеры модификации Vx Spectra					Типоразмеры модификации Phase Watcher Vx		
	Vx19	Vx29	Vx40	Vx65	Vx88	Vx29	Vx52	Vx88
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 -40 до +121					от - 20 до +150		
Температура окружающей среды, °С	от -40 до + 85					от - 20 до + 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							

Продолжение таблицы 4

При сепарационном методе измерений	
Наименование характеристик	Значение
Номинальные значения среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти (номинальная пропускная способность), в зависимости от типоразмера установки, кг/с (т/сут)	4,63 (400); 17,4 (1500)
Характеристики рабочей среды: - рабочая среда - рабочее давление, МПа (кгс /см²) - температура рабочей среды, °С - содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных - максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандарт. условиях – газовый фактор, м³/т - минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м³ - содержание механических примесей, мг/л, не более - содержание парафина, % объемных, не более	нефтегазоводяная смесь от 0,3 до 16,0 (от 3,0 до 160,0) от +1 до +90 от 0 до 100 6000 0,1 3000 15,0

Т а б л и ц а 5 – Параметры электропитания

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

Средняя наработка на отказ, ч, не менее 34500
Срок службы, лет, не менее 20

Знак утверждения типа

наносится методом лазерной аппликации на металлические таблички, укрепленные на БТ и БА-блоках, а также типографским или иным способом - на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 - Комплектность поставки

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Vх» -XXXX-XX в том числе комплекты:	1	В соответствии с заказом
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1*	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1*	Согласно ведомости КМЧ
Примечания: XXX-XXXX – обозначение установки. * - поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса сырой нефти, объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР-Vх» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/109-15 от 22.12.2015)

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «ОЗНА-МАССОМЕР-Vх»

ПНСТ 360-2019 Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

ТУ 3667-007-64156863-2014 «Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР-Vх». Технические условия»

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА-Измерительные системы»
(АО «ОЗНА-Измерительные системы»)
ИНН 0265037983
Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д.60
Телефон (факс): +7 (34767) 9-50-10
Web-сайт: www.ozna.ru
E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7«а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.