

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2170 от 13.10.2017 г.)

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» предназначены для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти (далее - сырая нефть), массы сепарированной безводной нефти (далее - обезвоженная нефть) и объема свободного нефтяного газа (далее - нефтяной газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, среднего массового расхода обезвоженной нефти и среднего объемного расхода нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении в сепараторе нефтегазоводяной смеси на сырую нефть и нефтяной газ, измерении массы жидкостного потока и объемной доли воды в ней, а также массы (или объема) нефтяного газа и последующего приведения объема газа к стандартным условиям.

Конструктивно установки состоят из технологического (далее - БТ) и аппаратного (далее - БА) блоков, оснащенных системами жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация). БА и БТ могут быть закрытого (с укрытием) или открытого исполнения (без укрытия или с быстросъемными панелями, защищающими от атмосферных осадков, ветра и др.). В случае открытого исполнения блоков система жизнеобеспечения не применяется или может включать не все компоненты, в зависимости от технических требований. В состав конкретной установки могут входить другие дополнительные функциональные блоки, не выполняющие измерительной функции. Количество и исполнение блоков установки определяется в зависимости от количества подключаемых скважин и необходимости реализации дополнительных функций, помимо измерительных.

БТ может состоять из измерительного модуля или из измерительного и распределительного модулей.

Измерительный модуль комплектуется основными и вспомогательными средствами измерений.

Номенклатура применяемых основных средств измерений приведена в таблице 1.

Совокупность основных средств измерений, которыми комплектуется конкретная установка, определяется заказчиком.

Таблица 1 - Основные средства измерений, применяемые в установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
1	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
2	Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
3	Счетчики-расходомеры массовые ЭМИС -МАСС 260	42953-15
4	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛИМЕТРО-Фломак	47266-16
5	Расходомеры - счетчики массовые OPTIMASS x400	53804-13
6	Расходомеры массовые Promass	15201-11
7	Расходомеры массовые I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51	53133-13

Окончание таблицы 1

№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
8	Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14
9	Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
10	Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
11	Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
12	Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
13	Датчики расхода газа ДУМЕТIC-1223М	57997-14
14	Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13
15	Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-ММ	39821-13
16	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
17	Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	42678-09
18	Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
19	Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
20	Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
21	Влагомеры сырой нефти ВОЕСН	32180-11
22	Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
23	Влагомеры поточные скважинной продукции ПВСП-01	59163-14

Вспомогательные средства измерений могут быть любого типа, в том числе:

- измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 25,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;
- измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С;
- измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости, с верхним пределом измерений, соответственно, 400 кПа и 16 кПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;
- манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 25,0 МПа, класс точности не ниже 1,5;
- счетчики жидкости турбинные, с диапазоном измерений от 0 до 170 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,5$ %.

Одним из элементов измерительного модуля является сепаратор - однокамерный/двухкамерный горизонтальный или вертикальный.

Камеры двухкамерных сепараторов, рассчитанных на малые и средние значения расхода сырой нефти и нефтяного газа, выполнены в виде цилиндров, расположенных один над другим.

Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения нефтяного газа из продукции нефтяных скважин, а также для осушки нефтяного газа с помощью каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

Нижняя камера служит для сбора и отстоя сырой нефти, в процессе которого происходит вторичное выделение нефтяного газа.

Верхняя камера оборудована заслонкой, устанавливаемой в месте подключения к этой камере трубопровода для отвода нефтяного газа (далее - газовый трубопровод).

Нижняя камера оборудована люком с поплавковым устройством, оборудованным индикатором уровня.

Поплавковое устройство и заслонка механически связаны друг с другом с помощью рычагов и тяги.

На трубопроводе для отвода сырой нефти (далее - жидкостной трубопровод) из нижней камеры устанавливается регулятор расхода.

Система поплавков - заслонка - регулятор расхода служит для обеспечения возможности накопления нефтяного газа и сырой нефти в сепараторе и последующего сброса их в коллектор. Этим обеспечивается регулирование величины расхода через высокопределные счетчики (расходомеры) сырой нефти и нефтяного газа, соответствующей их диапазону измерений, в случаях, если дебиты сырой нефти и нефтяного газа меньше нижнего предела измерений этих счетчиков (расходомеров).

Упомянутые выше функции могут достигаться путем монтажа крана (или клапана) с электроприводом на жидкостном трубопроводе, регулятора расхода - на газовом трубопроводе, при необходимости регулятор расхода может быть заменен на кран (или клапан) с электроприводом.

Если дебиты сырой нефти и нефтяного газа всех подключенных к установке скважин соответствуют диапазонам измерений счетчиков (расходомеров), заслонки могут быть установлены и на газовом и на жидкостном трубопроводах.

В этом случае, регуляторы расхода (краны, клапана) не устанавливаются.

Вертикальные сепараторы, рассчитанные на малые и средние значения расхода сырой нефти и нефтяного газа, могут быть оборудованы осушителем газа. В остальной части не отличаются от двухкамерных горизонтальных сепараторов.

Однокамерные горизонтальные сепараторы с повышенной вместимостью, рассчитанные на большие значения расхода сырой нефти и (или) нефтяного газа, комплектуются электроуправляемыми кранами, либо пневмоуправляемыми клапанами, которые устанавливаются на жидкостном и газовом трубопроводах (при этом, в комплект средств жизнеобеспечения включается система воздухоподготовки для клапанов).

Вариант компоновки конкретной установки, а также типоразмер сепаратора, выбираются в зависимости от ожидаемых значений расхода сырой нефти и нефтяного газа, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти.

Распределительный модуль предназначен для подключения скважин к измерительному модулю. Он может включать в себя, в зависимости от варианта исполнения:

- входные трубопроводы;
- блок трехходовых кранов;
- переключатель скважин многоходовой (далее ПСМ);
- трубопровод, подключаемый к измерительному модулю;
- байпасный трубопровод, с перемычкой на измерительный модуль;
- дренажные линии;
- выходной коллектор;
- патрубки для подключения передвижной измерительной установки;
- фильтры;
- патрубков для подключения пропарочной установки.

В состав БА могут входить:

- блок измерений и обработки информации (далее - БИОИ);
- шкаф силовой (далее - ШС).

Если БА не применяется, то возможны следующие конфигурации:

- ШС и/или БИОИ общепромышленного исполнения могут быть установлены удаленно в помещениях и/или на специально отведенных площадках на объекте заказчика;
- ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть установлены в БТ установки;
- ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть смонтированы вне установки на специально отведенных площадках на объекте заказчика.

БИОИ может выполняться на базе контроллеров с пределами допускаемой относительной погрешности, при измерениях: унифицированных токовых сигналов - не более $\pm 0,5$ %; интервалов времени - не более $\pm 0,15$ %; числа импульсов - не более $\pm 0,15$ %; при обработке информации - не более $\pm 0,05$ %.

Номенклатура применяемых контроллеров БИОИ приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Основные типы контроллеров, применяемых в установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

№	Наименование, тип	Рег. № в Федеральном информационном фонде
1	Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	50107-12
2	Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305	56993-14
3	Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
4	Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300 SIMATIC S7-400 SIMATIC S7-1200	15772-11 66697-17 63339-16
5	Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
6	Контроллеры ОВЕН ПЛК150, ОВЕН ПЛК154	36612-13
7	Модули ввода аналоговые измерительные MBA8	31739-11
8	Контроллеры измерительные АТ-8000	42676-09
9	Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	50210-12
10	Контроллеры программируемые логические AC500/S500, AC500-eCo/S500-eCo	51396-12
11	Системы управления модульные В&R X20	57232-14
12	Контроллеры измерительные ControlWave Micro	63215-16
13	Контроллеры измерительные ОЗНА-К15	63706-16
14	Преобразователи измерительные контроллеров программируемых I-7000, М-7000, tM, I-8000, I-87000, ET-7000, PET-7000	50676-12
15	Устройства программного управления TREI-5B	31404-08

Механическая защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием наклейки на корпус контроллера БИОИ, как показано на рисунке 1.

Общий вид и схема пломбирования представлена на рисунках 2-7.



← Место пломбирования

Рисунок 1 - Схема пломбирования корпуса контроллера БИОИ



Пломба службы качества

Рисунок 2 - Внешний вид технологического блока и схема пломбирования



Пломба службы качества

Рисунок 3 - Внешний вид аппаратного блока и схема пломбирования



Рисунок 4 - Внешний вид оборудования БТ
многоскважинной установки



Рисунок 5 - Внешний вид оборудования БА
общепромышленного исполнения



Рисунок 6 - Внешний вид оборудования БТ
односкважинной установки с БИОИ
взрывозащищенного исполнения



Рисунок 7 - Внешний вид БИОИ
взрывозащищенного исполнения

Программное обеспечение

БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы и среднего массового расхода сырой нефти, массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на шкаф силовой.

В процессе измерений, БИОИ принимает информацию от измерительных преобразователей параметров, усредняет, по соответствующим алгоритмам обрабатывает, формирует измерительную информацию, протоколирует, индицирует, регистрирует, хранит результаты прямых измерений и вычислений по каждой скважине за период не менее одного месяца и передает по каналам связи на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора измерительной информации систем телемеханики или центральных серверов корпоративных баз данных) архивную информацию и информацию о текущих результатах измерений.

Комплекс программного обеспечения (далее - ПО) состоит из двух частей:

1. ПО операторской панели,
2. ПО контроллера.

ПО контроллера является метрологически значимой частью программного обеспечения. ПО операторской панели расчетов и обработки данных не выполняет, и является только средством визуального интерфейса пользователя.

После подачи питания на БИОИ встроенное ПО контроллера выполняет ряд самодиагностических проверок, в том числе проверку целостности конфигурационных данных и неизменности исполняемого кода, путем расчета и публикации контрольной суммы. Неизменность метрологических характеристик ПО и их соответствие методике (методу) измерений определяется путем выполнения серии расчетов над неизменным тестовым набором исходных и конфигурационных данных, добавления метрологически значимых результатов произведенных расчетов к этому набору и расчета контрольной суммы от полученного набора двоичных данных. Значение контрольной суммы визуально представляет собой группу из четырех шестнадцатеричных цифр, отделенную от служебного идентификатора точкой. Равенство контрольной суммы значению, указанному в настоящем описании типа, удостоверяет неизменность метрологических характеристик ПО и используемых, согласно методики (метода) измерений, алгоритмов расчетов.

Исполняемый код ПО контроллера БИОИ, результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти контроллера БИОИ. Замена исполняемого кода ПО контроллера БИОИ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Исполняемый код ПО панели оператора хранится в энергонезависимой памяти панели оператора. Замена исполняемого кода ПО панели оператора, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Идентификационные данные ПО установки приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SP32.00.011
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.xxxxxx ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	yyyy ²⁾ .0024
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16
<p>¹⁾- номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО в системе контроля версий производителя, может быть любым;</p> <p>²⁾- служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.</p>	

Защита программного обеспечения установки от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Погрешность расчетов, выполняемых ПО, благодаря использованию чисел с плавающей запятой в формате IEEE 754 и стандартных математических библиотек языков C++ \ ST, влияет на метрологические характеристики средства измерений в незначительной степени, не превышающей предусмотренную в методике (методе) измерений.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/сут	от 0,05 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерениях, %, не более:	
- массы и среднего массового расхода сырой нефти	±2,5
- объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	±5
- массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазнам значений объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:	
- от 0 до 70 включ., %	±6
- св. 70 до 95 включ., %	±15
- св. 95, %	в соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности БИОИ при измерениях, %, не более:	
- унифицированных токовых сигналов	±0,5
- интервалов времени	±0,15
- числа импульсов	±0,15
- при обработке информации	±0,05

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
1	2
Рабочее давление, МПа (кгс /см ²), не более	16,0 (160)
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	- унифицированные токовые сигналы 0-20 мА; - дискретные, «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»;
Коммуникационные каналы:	- импульсные - RS485, протокол Modbus (мастер); - RS232S/485 протокол Modbus (подчиненный); - Ethernet протокол Modbus TCP/IP (подчиненный); - Foundation fieldbus; - Profibus.

Окончание таблицы 5

1	2
<p>Характеристика рабочей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - рабочая среда - минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см²) - содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных - максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях - газовый фактор, м³/т - минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м³ газожи-дкостной смеси в рабочих условиях, м³ - содержание механических примесей, мг/л, не более - содержание парафина, % объемных, не более 	<p>нефтегазоводяная смесь</p> <p>0,3 (3,0)</p> <p>от 0 до 100</p> <p>6000</p> <p>0,1</p> <p>3000</p> <p>15,0</p>
<p>Габаритные размеры и масса БТ и БА</p>	<p>в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки</p>
<p>Параметры питания электрических цепей:</p> <ul style="list-style-type: none"> - род тока - напряжение, В - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более 	<p>переменный</p> <p>220±22; 380±38</p> <p>50±1</p> <p>20</p>
<p>Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)</p>	<p>от 1 до 30</p>
<p>Уровень освещенности, лк, не менее</p>	<p>80</p>
<p>Исполнение электрооборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - БТ - БА 	<p>взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ); категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ 30852.0-2002, ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.19-2002</p> <p>общепромышленное</p>
<p>Климатическое исполнение установок</p>	<p>У, М и УХЛ1, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для исполнения УХЛ1 - для исполнения У1 - для исполнения М - относительная влажность воздуха, %, не более 	<p>от -60 до +40</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +40</p> <p>100</p>
<p>Показатели надежности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее - срок службы, лет, не менее 	<p>34500</p> <p>20</p>

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, методом лазерной маркировки или аппликацией, укрепленные на БТ и БА-блоках, 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

Комплектность поставки соответствует таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР», в том числе: ¹⁾	-	1 шт.
- блок технологический ¹⁾	-	-
- блок аппаратный ¹⁾	-	-
- блоки функциональные ¹⁾	-	-
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее - ЗИП)	-	-
Руководство по эксплуатации ²⁾	-	1 шт.
Паспорт ²⁾	-	1 шт.
Методика поверки	УМ.00.00.00.000 И1	1 шт.
Комплект монтажных частей (далее - КМЧ)	-	-
¹⁾ Обозначение установки и блоков, входящих в ее состав, выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом ²⁾ Обозначение документа определяется исходя из конфигурации установки, определяемой заказом		

Поверка

осуществляется по документу УМ.00.00.00.000 И1 с изменением №1 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» от 29 марта 2012 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав установок измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»;
- установка поверочная расходомерная ОЗНА (Рег. № 29979-05).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

УМ.00.00.00.000 И5 «Рекомендация. ГСИ. Количество извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Методика выполнения измерений измерительными установками «ОЗНА - МАССОМЕР». (Свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/7509-17 от 20.06.17 выдано ФГУП «ВНИИР»)

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

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное.
Часть 0. Общие требования
СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений
и промышленных коммуникаций
ТУ 3667-088-00135786-2007 с изм. № 11. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР».
Технические условия

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы»
(ЗАО «ОЗНА - Измерительные системы»)
ИНН 0265037983
Адрес: 452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60
Тел./факс: (34767) 9-50-10
E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)
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
Аттестат аккредитации 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. « ____ » _____ 2017 г.