

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «11» апреля 2025 г. № 737**

Регистрационный № 34745-12

Лист № 1  
Всего листов 12

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»**

**Назначение средства измерений**

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» (далее – установки) предназначены для прямых и косвенных измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нетто нефти и объема попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

**Описание средства измерений**

Принцип действия установок основан на разделении в сепараторе нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) 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 (далее – СИ).

Установки могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте исполнения.

Номенклатура применяемых основных СИ приведена в таблице 1.

Совокупность основных СИ, которыми комплектуется конкретная установка, определяется заказчиком.

Таблица 1 – Основные СИ, применяемые в установках

Наименование, тип	Регистрационный №
1 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16; 71393-18
2 Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass мод. RC	75394-19
3 Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260	42953-15; 77657-20
4 Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС	83825-21
5 Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
6 Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
7 Расходомеры - счетчики массовые OPTIMASS	78635-20; 77658-20
8 Расходомеры массовые Promass	15201-11; 86234-22
9 Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
10 Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
11 Расходомеры массовые ТМ-R, ТМУ-R, НРС-R	80841-21
12 Расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи)	53133-13
13 Расходомеры массовые ОЗНА-МассПро	94348-25
14 Счетчики-расходомеры массовые Метран-360М	89922-23
15 Расходомеры-счетчики массовые WMF	92964-24
16 Расходомеры массовые Т9	92965-24
17 Счетчики жидкости СКЖ	14189-13
18 Счетчики количества жидкости камерные СКЖ	75644-19
19 Счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ	80540-20
20 Счетчики количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300	65918-16
21 Счетчики газа КТМ600 РУС	62301-15
22 Расходомеры газа ультразвуковые Руна УНЛ-260	78750-20
23 Датчики расхода газа DYMETIC-1223M	77155-19
24 Датчики расхода - счетчики ДАЙМЕТИК-1261	67335-17
25 Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14
26 Счетчики-расходомеры массовые Turbo Flow CFM	83374-21
27 Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые TurboFlowUFG	56432-14
28 Расходомер-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)	73894-19
29 Ультразвуковой расходомер-счетчик газа «Вега-Соник ВС-12»	68468-17
30 Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
31 Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
32 Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	42775-14
33 Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»	86309-22
34 Расходомеры вихревые Rosemount 8600D	50172-12
35 Расходомеры-счетчики вихревые 88	79217-20
36 Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
37 Расходомеры вихревые Метран-390М	92152-24
38 Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
39 Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13
40 Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12

Продолжение таблицы 1

Наименование, тип	Регистрационный №
41 Измерители обводнённости и газосодержания нефте-газо-водяного потока «ВГИ-1»	84473-22
42 Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
43 Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
44 Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
45 Влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-BOECH	78321-20
46 Влагомеры поточные ВСН-АТ	86284-22
47 Влагомеры INSOL-903	91222-24

Вспомогательные СИ 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;
- термометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 100 °С, класс точности не ниже 1,5;
- счетчики жидкости турбинные, с диапазоном измерений от 0 до 170 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 1,5$  %;
- счетчики количества жидкости, с диапазоном измерений от 0 до 170 т/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более  $\pm 2,0$  %.

Одним из элементов измерительного модуля является двухфазный (газо-жидкостный) или трехфазный (нефте-газо-водяной) сепаратор гравитационного, трубного или иного типа, обеспечивающий разделение фаз перед измерением. По конструкции сепаратор может быть однокамерным/двухкамерным, горизонтальным или вертикальным. Если поступающая продукция скважины однофазна (поступает только условно жидкостная фаза или условно газовая) и отвечает требованиям рабочих условий применяемых средств измерений, то сепаратор в измерительном модуле может не применяться.

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 электро- или пневмоприводом на жидкостном трубопроводе, регулятора расхода - на газовом трубопроводе, при необходимости регулятор расхода может быть заменен на кран (или клапан) с электро- или пневмоприводом.

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, клапаны) 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, могут комплектоваться 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;
- фильтр(ы);
- патрубков для подключения пропарочной установки.

В состав БА могут входить:

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

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  $\pm 0,5\%$  и/или числа импульсов - не более  $\pm 0,15\%$ .

Номенклатура применяемых контроллеров БИОИ приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Основные типы контроллеров, применяемых в установках

Наименование, тип	Регистрационный №
1 Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
2 Контроллеры SCADAPack	86492-22
3 Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
4 Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300 SIMATIC S7-1200	15772-11 63339-16
5 Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
6 Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	50210-12
7 Системы управления модульные B&R X20	57232-14
8 Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20	84558-22
9 Контроллеры измерительные ControlWave Micro	63215-16
10 Модули аналоговые I-7000, M-7000, tM, I-8000, I-87000, I-9000, I-9700, ET-7000, PET-7000, ET-7200, PET-7200	70883-18
11 Устройства программного управления TREI-5B	31404-08
12 Контроллеры программируемые логические BRIC	82839-21
13 Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16
14 Контроллеры программируемые логические Unistream	62877-15
15 Контроллеры программируемые логические MKLogic200 A	85559-22
16 Контроллеры измерительные K15	75449-19
17 Модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов MDS	37445-09
18 Модули автоматики NL	75710-19
19 Контроллеры программируемые ЭЛСИ-ТМК	62545-15
20 Контроллеры K15.FF	92056-24

Заводские (серийные) номера установок нанесены методом лазерной маркировки на таблички, которые прикреплены снаружи на блок-боксы блоков аппаратурных и технологических. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

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

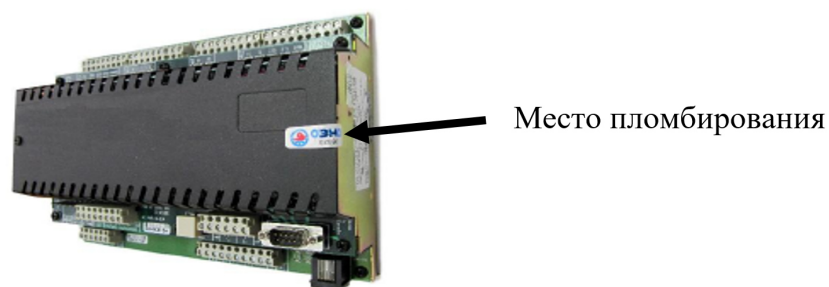


Рисунок 1 – Схема пломбирования корпуса контроллера БИОИ

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

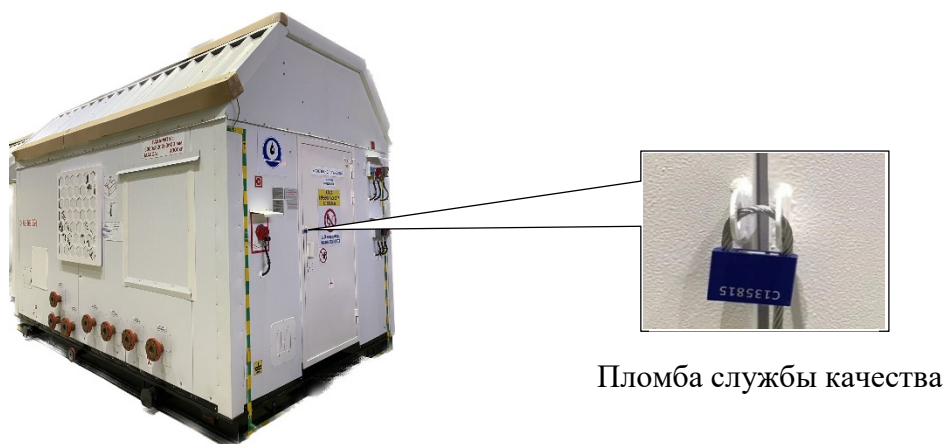


Рисунок 2 – Внешний вид БТ и схема пломбирования

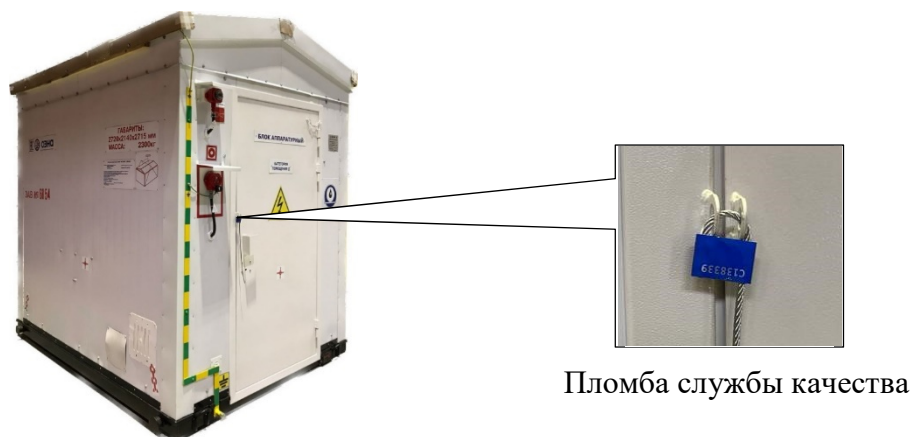


Рисунок 3 – Внешний вид БА и схема пломбирования



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

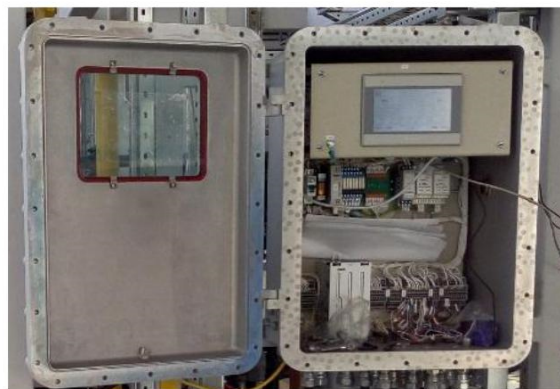


Рисунок 7 – Внешний вид БИОИ  
взрывозащищенного исполнения

### Программное обеспечение

БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей, вычислений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на ШС.

В процессе измерений, БИОИ принимает информацию от измерительных преобразователей, 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.

БИОИ может быть построен с использованием следующих компонентов:

1) промышленного программируемого логического контроллера (далее – ПЛК) без операционной системы (далее - ОС);

2) средства человеко-машинного интерфейса (далее - НМИ), называемого также операторской панелью;

3) измерительно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) на базе встраиваемых компьютеров (Embedded Computer, без средства НМИ), промышленных панельных компьютеров (Industry Panel Computer, совмещено с НМИ) производства FIREFLY TECHNOLOGY CO, LTD (КНР), с операционной системой (ОС Linux\WinCE\QNX и т.п.), зарегистрированных ООО "ОЗНА-ДИДЖИТАЛ СОЛЮШНС" как Вычислительные машины FIREFLY, декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-CN.PA05.B.70036/22 от 22.08.2022 действует до 16.08.2027. Основные применяемые модели серий ЕС-А (ЕС-A3399ProC, ЕС-A3399C, ЕС-A3568J, ЕС-A3288C и др.), IPC (IPC-M10R800-A3568J, IPC-M10R800-A3399C, IPC-M10R800-A3288C) и их аналоги на базе процессоров ARM64.

ИВК может выполнять функции и заменять собой в составе БИОИ промышленный ПЛК и/или НМИ (операторскую панель), но может использоваться и вместе с ними, в зависимости от состава конкретного исполнения БИОИ.

Комплекс ПО состоит из следующих частей:

1. ПО НМИ (операторской панели);
2. ПО ПЛК (автоматизированного управления);
3. ПО ИВК (вычислителя параметров дебита).

ПО НМИ метрологически значимой частью ПО не является, никаких расчетов и обработки данных не выполняет, и представляет собой только средство визуального интерфейса пользователя.

ПО ПЛК является метрологически значимой частью программного обеспечения и реализуется либо встроенными средствами промышленного ПЛК без ОС, либо в специализированном ПО ИВК с ОС – например в ПО Codesys, IsaGRAF, Veremiz и т.п.

ПО ИВК является метрологически значимой частью программного обеспечения и реализуется либо внутри ПО ПЛК, либо в виде динамически-линкуемой библиотеки DLL\SO (в ПК\миниПК с ОС и т.п.), используемой ПО ПЛК через унифицированные стандартные интерфейсы (Ethernet\RS485 и т.п.) и протоколы (TCP/IP, Modbus и т.п.).

После подачи питания на БИОИ ПО ПЛК 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 ПЛК\ИВК 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 методике (метода) измерений, алгоритмов расчетов.

Исполняемый код ПО ПЛК\ИВК, исходные данные для расчетов (наборы условно-постоянных величин), результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти ПЛК и/или ИВК БИОИ. Замена исполняемого кода ПО ПЛК\ИВК БИОИ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Исполняемый код ПО НМИ хранится в энергонезависимой памяти операторской панели (при её наличии) или в памяти ИВК. Замена исполняемого кода ПО НМИ, 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	
	ПО ПЛК	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	IS.MR.101	IS.MR.201
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xxxxxx <sup>1)</sup>	1.zzzzzz <sup>1)</sup>
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	yyyy <sup>2)</sup> .F3C4	kkkk <sup>2)</sup> .94C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16
<sup>1)</sup> – номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО ПЛК \ ПО ИВК в системе контроля версий производителя, может быть любым; <sup>2)</sup> – служебный идентификатор ПО ПЛК \ ПО ИВК из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.		

Защита ПО установки от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

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

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок, включая показатели точности, показатели надежности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут	от 0,24 до 4000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости: - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа · с, % - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа · с и более, %	±2,5 ±10,0
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), %: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 %	±6,0 ±15,0 в соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5,0
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	в соответствии с методикой измерений

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	16,0 (160)*
Характеристика измеряемой среды: - рабочая среда  - минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) - температура рабочей среды, °С - содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных - максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях - газовый фактор, м <sup>3</sup> /т - минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м <sup>3</sup> газожидкостной смеси в рабочих условиях, м <sup>3</sup> - содержание механических примесей, мг/л, не более - содержание парафина, % объемных, не более	нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость)  0,3 (3,0) от +1 до +90  от 0 до 100  6000  0,1 3000 15,0
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	- унифицированные токовые сигналы от 0 до 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.
Габаритные размеры и масса БТ и БА	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки
Параметры питания электрических цепей: - род тока - напряжение, В - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	переменный 220±22; 380±38 50±0,4 20
Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)	от 1 до 30
Уровень освещенности, лк, не менее	80
Исполнение электрооборудования: - БТ    - БА	взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ); категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей – ПАТЗ по ГОСТ 31610.0-2019, ГОСТ 31610.20-2020 общепромышленное

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристик	Значение
Климатическое исполнение установок	У, ОМ, ХЛ и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - для исполнения ХЛ, УХЛ1 - для исполнения У1 - для исполнения ОМ - относительная влажность воздуха, %, не более	от -60 до +40 от -45 до +40 от -40 до +45  100

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее	34500
Срок службы, лет, не менее	20

### 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.

### Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

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

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР» и систем измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» (Свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/7709-22 от 09.09.22 г.). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.44135.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.2.1, п. 6.5);

ГОСТ Р 8.1016-2022 ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (п. 6.2);

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

ТУ 3667-088-00135786-2007. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Технические условия.

**Изготовитель**

Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы»  
(АО «ОЗНА - Измерительные системы»)  
ИНН 0265037983  
Адрес: 452606, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, зд. 60  
Тел./факс: (34767) 7-01-03  
E-mail: ms@ozna.ru

**Испытательный центр**

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал  
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский  
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»  
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)  
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19  
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»  
Телефон: +7(843) 272-70-62  
Факс: +7(843)272-00-32  
E-mail: office@vniir.org  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.