

СЕРТИФИКАТ
ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



№ 15441 от 29 июля 2022 г.

Срок действия до 10 марта 2027 г.

Наименование типа средств измерений:

Установки измерительные ОЗНА-МАССОМЕР

Производитель:

**АО «ОЗНА-Измерительные системы», г. Октябрьский, Республика Башкортостан,
Российская Федерация**

Документ на поверку:

**МП 1312-9-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений.
Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки»**

Интервал времени между государственными поверками: **48 месяцев**

Тип средств измерений утвержден постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 29.07.2022 № 73

Средства измерений данного типа средства измерений, производимые в период срока действия данного сертификата об утверждении типа средства измерений, или утвержденный тип единичного экземпляра средства измерений разрешаются к применению на территории Республики Беларусь в соответствии с прилагаемым описанием типа средства измерений.

Заместитель Председателя комитета



А.А.Бурак

Handwritten signature in blue ink.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

приложение к сертификату об утверждении типа средств измерений

от 29 июля 2021 г. № 15НЧ1

Наименование типа средств измерений и их обозначение: установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»

Назначение и область применения: в соответствии с разделом «Назначение средства измерений» Приложения.

Описание: в соответствии с разделом «Описание средства измерений» Приложения.

Обязательные метрологические требования: в соответствии с таблицей 4 Приложения.

Основные технические характеристики и метрологические характеристики, не относящиеся к обязательным метрологическим требованиям: в соответствии с таблицей 5 Приложения.

Комплектность: в соответствии с таблицей 6 Приложения.

Средства измерений, указанные в таблицах 1, 2 Приложения могут применяться в составе установки при условии их наличия в Государственном Реестре средств измерений Республики Беларусь.

Место нанесения знака утверждения типа средств измерений: на средстве измерений и/или на эксплуатационных документах.

Поверка осуществляется по документу МП 1312-9-2021 «ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки», утвержденному в 2021 г.

Технические нормативные правовые акты и технические документы, устанавливающие:

требования к типу средств измерений: в соответствии с разделом «Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к типу средств измерений» Приложения.

Идентификация программного обеспечения: в соответствии с таблицей 3 Приложения.

Программное обеспечение: в соответствии с разделом «Программное обеспечение» Приложения.

Производитель средств измерений: в соответствии с разделом «Изготовитель» Приложения.



Уполномоченное юридическое лицо, проводившее испытания средств измерений: в соответствии с разделом «Испытательный центр» Приложения.

Приведенные по тексту Приложения ссылки на документы «Р 50.2.077-2014», ПНСТ 360-2019 «Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» для Республики Беларусь носят справочный характер.

Фотографии общего вида средств измерений носят иллюстративный характер и представлены на рисунках 2 – 7 Приложения.

Место нанесения знака поверки: на свидетельство о поверке.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа в соответствии с рисунком 1 Приложения.

Приложение: описание типа средств измерений, регистрационный номер: № 34745-12, на 11 листах.

Директор БелГИМ



А.В.Казачок



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3006

Регистрационный № 34745-12

Лист № 1
Всего листов 11

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 аппаратурного (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.

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

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	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
2	Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass мод. RC	75394-19
3	Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС -МАСС 260	42953-15; 77657-20
4	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
5	Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
6	Расходомеры - счетчики массовые OPTIMASS	78635-20
7	Расходомеры массовые Promass	15201-11
8	Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
9	Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
10	Расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи)	53133-13
11	Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14
12	Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
13	Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
14	Преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)	42775-14
15	Расходомеры вихревые Rosemount 8600D	50172-12
16	Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
17	Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
18	Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13
19	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
20	Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
21	Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
22	Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
23	Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
24	Влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН	78321-20

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 $\pm 0,5\text{ °С}$;
- 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 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более ±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 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, 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;
- 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 измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

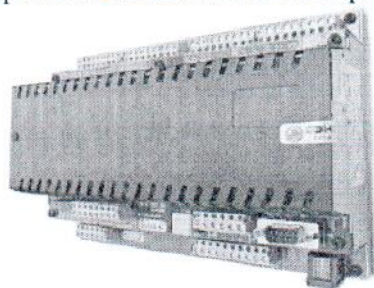
№	Наименование, тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
3	Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 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	Контроллеры измерительные ControlWave Micro	63215-16
9	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
10	Устройства программного управления TREI-5B	31404-08

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



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

на



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



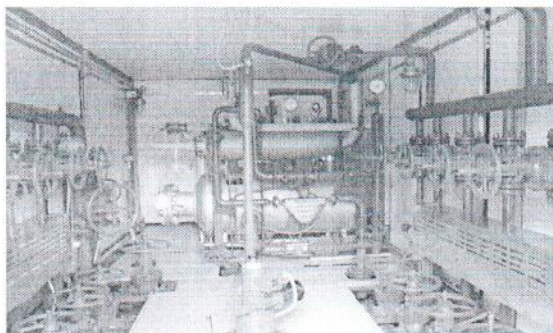


Рисунок 4 - Внешний вид оборудования БТ многоскважинной установки

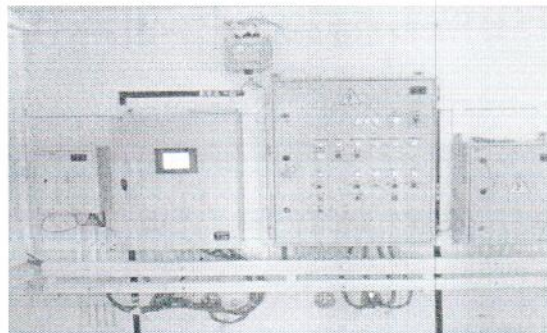


Рисунок 5 - Внешний вид оборудования БА общепромышленного исполнения

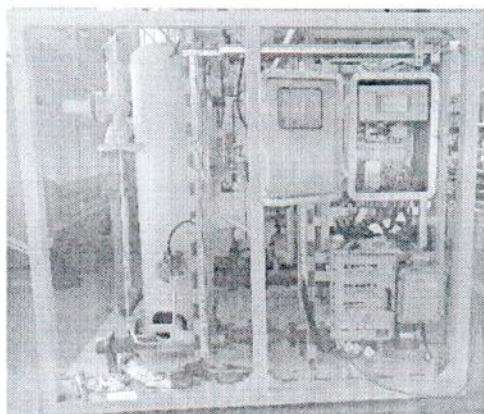


Рисунок 6 - Внешний вид оборудования БТ односкважинной установки с БИОИ взрывозащищенного исполнения

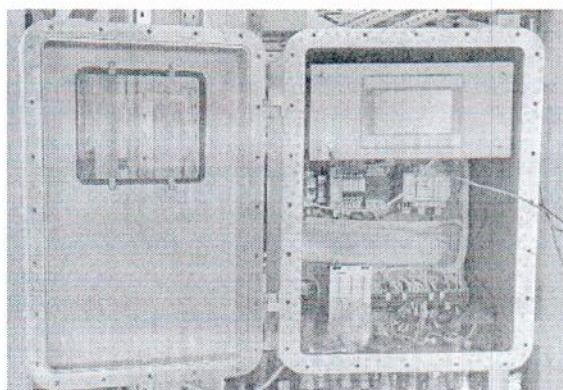


Рисунок 7 - Внешний вид БИОИ взрывозащищенного исполнения

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.

Комплексе 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 методике (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⁾ .1C47
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16

¹⁾ – номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО в системе контроля версий производителя, может быть любым;

²⁾ – служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.

Защита программного обеспечения 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, 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 скважинной жидкости, т/сут	от 0,05 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, %, не более - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа · с и более, %, не 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
1	2
Рабочее давление, МПа (кгс /см ²), не более	16,0 (160)
Характеристика рабочей среды: - рабочая среда - минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см ²) - 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 ³ /т - минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м ³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м ³ - содержание механических примесей, мг/л, не более	нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость) 0,3 (3,0) от +1 до +90 от 0 до 100 6000 0,1 3000



1	2
- содержание парафина, % объемных, не более	15,0
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	- унифицированные токовые сигналы от 0-20 до 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.
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 – ПА-ТЗ по ГОСТ 30852.0-2002, ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.19-2002 общепромышленное
Климатическое исполнение установок	У, М, 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 М - относительная влажность воздуха, %, не более	от -60 до +40 от -45 до +40 от -40 до +40 100
Показатели надежности: - средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее - срок службы, лет, не менее	34500 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 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	МП 1312-9-2021	1 шт.
Комплект монтажных частей (далее - КМЧ)	-	-
<p>¹⁾ Обозначение установки и блоков, входящих в ее состав, выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом</p> <p>²⁾ Обозначение документа определяется исходя из конфигурации установки, определяемой заказом</p>		

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». (Свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/6909-21 от 29.04.21 г. выдано ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы» (АО «ОЗНА - Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60

Тел./факс: (34767) 9-50-10

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»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ
им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа
РА.RU.310592.

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП,
хранится в системе электронного документооборота
Федеральное агентство по техническому регулированию и
метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 02A929B5000BAEF7814AB38FF70B046437
Кому выдан: Шалаев Антон Павлович
Действителен: с 27.12.2021 до 27.12.2022

