

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2313

Регистрационный № 77045-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные ОЗНА-Агидель

Назначение средства измерений

Установки измерительные ОЗНА-Агидель (далее – установки) предназначены для измерений массы, объема, плотности, температуры и избыточного давления светлых и темных нефтепродуктов, нефти, скважинной жидкости, растворов кислот, солей и других жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на прямом методе измерений массы, объема, плотности, температуры и избыточного давления жидкости с помощью средств измерений, входящих в состав установок, и обработки полученных результатов блоком измерения и обработки информации.

Установки измерительные ОЗНА-Агидель собраны на раме и состоят из средств измерений массы, объема, температуры, плотности и избыточного давления жидкости, объемной доли воды (опционально, для установок с каналом измерений массы нефти обезвоженной), вспомогательных датчиков и сигнализаторов, обеспечивающих технологический режим установок. Для подключения установок к автомобильным или железнодорожным цистернам используются устройства верхнего и/или нижнего налива и/или слива (зависит от модификации). В зависимости от особенностей измеряемой среды в установке может быть использован сепаратор (газоотделитель).

В качестве средств измерений массы, объема и плотности жидкости применяются счетчики-расходомеры массовые следующих типов: счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационные №№ 71393-18, 45115-16, 45115-10), расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400 (регистрационный № 53804-13), расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500) (регистрационный № 68358-17), расходомеры массовые Promass модели 83F (регистрационный № 70998-18), расходомеры счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC (регистрационный номер 75394-19), счетчики-расходомеры массовые кориолисовые OVAL модификаций ALTI mass Type U, ALTI mass Type S и ALTI mass Type B (регистрационный № 65322-16), счетчики-расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260 (регистрационные №№ 42953-09, 42953-15), счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 77657-20), счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (регистрационный № 70629-18), счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (регистрационный № 47266-16), расходомеры-счетчики массовые серии RHM (регистрационный № 79411-20).

В качестве средств измерений объема применяются счетчики жидкости следующих типов: счетчик жидкости ДЕБИТ-2 (регистрационный № 75258-19), счетчик жидкости СЖ (регистрационный № 59916-15), преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» (регистрационный № 42775-14), расходомеры-счетчики вихревые ЭЛЕМЕР-РВ (регистрационный № 77797-20).

В качестве средств измерений температуры и давления применяются средства измерений утвержденного типа, обеспечивающие метрологические характеристики, приведенные в таблице 2.

В качестве средств измерений объемной доли воды применяются влагомеры нефти микроволновые MBH-1 (регистрационный № 63973-16), влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15), влагомеры поточные моделей L и F (регистрационный № 56767-14), влагомеры нефти микроволновые MBH-2 (регистрационный № 78626-20).

Блок измерения и обработки информации реализуется на базе контроллеров измерительных: системы управления модульные B&R X20 (регистрационный № 57232-14), устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200SP (регистрационный № 60344-15), контроллеры измерительные K15 (регистрационный № 75449-19), контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК (регистрационный №63211-16), контроллеры логические программируемые ПЛК 200 (регистрационный №84822-22), контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (регистрационный №63776-16).

Жидкость прокачивается через установку измерительную с помощью насоса.

Насос может устанавливаться на раме установки или отдельной раме, так же предусмотрено использование внешнего насоса. Управление расходом жидкости осуществляется с помощью управляемой запорно-регулирующей арматуры: поворотного дискового затвора и/или шарового крана и/или электромагнитного клапана, а также с помощью изменения оборотов насоса (опционально).

Поток жидкости подается в сепаратор (газоотделитель), где удаляется свободный газ (при использовании сепаратора). Результаты измерений массы, объема, плотности, объемной доли воды передаются в блок измерений и обработки информации по цифровым протоколам HART, MODBUS или по импульсным и/или аналоговым интерфейсам. Результаты измерений температуры и давления передаются в блок измерений и обработки информации по аналоговому интерфейсу или по цифровому протоколу HART в зависимости от исполнения установки.

Блок измерений и обработки информации обеспечивает считывание и обработку информации, поступающей от средств измерений и вспомогательных датчиков, формирование архивов измерений, отображение результатов измерений, формирование управляющих сигналов, передачу результатов измерений и служебной информации в сеть автоматизации технологических процессов предприятия.

Для модификаций установок с индексом «СН» операции слива и налива проходят по единой измерительной линии. Поток сливаемой жидкости, с помощью управляемой запорной арматуры, направляется в начало измерительной линии установки для последующего измерения.

Установки имеют различные модификации, отличающиеся диапазонами расходов, пределами погрешностей средств измерений (входящих в состав установок), областью применения, измеряемой средой и климатическим исполнением.

Маркировка установок осуществляется следующим образом:

1	2	3	4	5	6	7
-xxx (-xxxM)	-xxx	-xx(-xxx)	-xx	-xx	-xxx	-xx (-xxx или xxxx)

1 – Рабочий диапазон расхода жидкости:

- 050 – от 1 до 50 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 100 – от 2 до 100 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 150 – от 5 до 150 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 200 – от 10 до 200 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 250 – от 15 до 250 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 300 – от 15 до 300 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 350 – от 17 до 350 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- 500 – от 20 до 500 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Дополнительный индекс «М» в маркировке рабочего диапазона расхода жидкости обозначает расширенный диапазон объема налива с наименьшей наливаемой дозой 200 дм³. Данная маркировка доступна для модификаций с рабочими диапазонами «050» и «100».

2 – пределы относительной погрешности измерений массы и объема жидкости

Значение	Погрешность измерений массы	Погрешность измерений объема
015	$\pm 0,15 \%$	$\pm 0,15 \%$
025	$\pm 0,25 \%$	$\pm 0,25 \%$
200	не нормируется	$\pm 2 \%$

3 – область применения установки

- АН – налив в автомобильные цистерны;
- ТБ – налив в топливные баки большегрузной техники;
- ЖН – налив в железнодорожные цистерны;
- СН – налив в автомобильные цистерны и слив с автомобильных цистерн (по единой измерительной линии).
- АС – слив из автомобильных цистерн;
- ТБС – слив из топливных баков большегрузной техники;
- ЖС – слив из железнодорожных цистерн.

4 – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры жидкости

- Т1 – $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Т2 – $\pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

5 – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости

- П1 – $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;
- П2 – $\pm 1,0 \text{ кг/м}^3$;
- ПН – не нормируется.

6 – измеряемая среда

- СНП – светлые нефтепродукты;
- ТНП – темные нефтепродукты;
- НБН – нефть (скважинная жидкость), без измерений объемной доли воды;
- ННВ – нефть (скважинная жидкость), с измерением объемной доли воды с помощью влагомера;
- ННК – нефть (скважинная жидкость), с измерением объемной доли воды косвенным методом;
- ХАЖ – кислоты, спирты, солевые растворы, реагенты;
- ВПТ – вода питьевая или техническая.

7 – климатическое исполнение

- У1, У2, УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1 или ХЛ2 (в соответствии с ГОСТ 15150-69).

Общий вид установок представлен на рисунке 1. Цвет, габаритные размеры и взаимное расположение элементов конструкции могут отличаться согласно конструкторской документацией.



Рисунок 1 – Общий вид установок измерительных ОЗНА-Агидель

Пломбировка установок осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения средств измерений массы, объема и плотности установки, с нанесением знака поверки на пломбу, а также давлением на специальную мастику, расположенную в чашечке винта крепления закрывающей пластины контроллера, с нанесением знака поверки на мастику. Средства измерений избыточного давления, температуры и объемной доли воды, входящие в состав установки, пломбируются в соответствии с описанием типа на конкретное средство измерений.

Места нанесения знаков поверки на фланцевые соединения средств измерений массы, объема и плотности, и чашечку винта крепления закрывающей пластины контроллера установок приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знаков на фланцевые соединения средств измерений массы, объема и плотности, и чашечку винта крепления закрывающей пластины контроллера установок

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, закрепленную на раме установки, методом лазерной маркировки или аппликацией. Маркировочная табличка представлена на рисунке 3.

*Место нанесения
знака утверждения типа
на маркировочной табличке*

*Место нанесения
заводского номера
на маркировочной табличке*

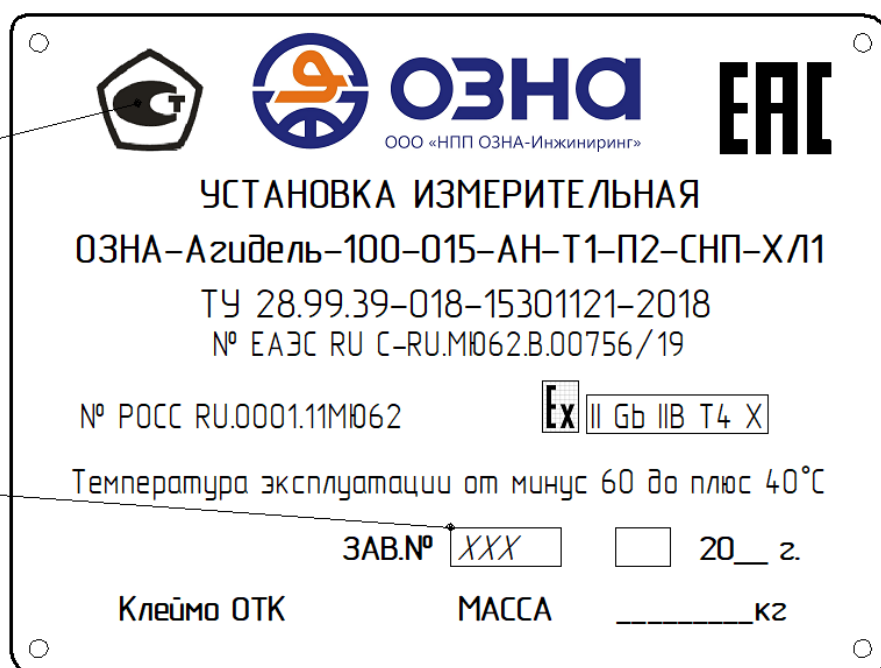


Рисунок 3 – Маркировочной табличка

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок встроенное.

Функции программного обеспечения: обработка измерительной информации, получаемой от средств измерений, входящих в состав установки, расчет температуры, плотности измеряемой среды (усредненных за время измерения) и объема партии измеряемой жидкости, приведенного к стандартным условиям (температура плюс 15 °C (или 20°C), избыточное давление 0 кПа), формирование отчетов измерений, управление процессом измерений, и передача результатов измерений через интерфейсы связи. Результаты измерений объема и плотности нефтепродуктов приводятся к температуре плюс 15 °C (или 20 °C) и избыточного давлению 0 кПа согласно Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения, для установок модификации СНП, ТНП, НБН, ХАЖ, ВПТ	AGIDEL.2L
Идентификационное наименование программного обеспечения, для установок модификации ННВ, ННК	AGIDEL.2N
Номер версии программного обеспечения	не ниже V2.xxx.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	указан в паспорте
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC-32

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя. Доступ к программному обеспечению защищен паролем.

Метрологические характеристики установки нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон расхода измеряемой среды, м ³ /ч (т/ч) ¹⁾	от 1 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкости, для модификаций установок с индексом «015», %	±0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, для модификаций установок с индексом «015», %	±0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкости, для модификации установок с индексом «025», %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, для модификации установок с индексом «025», %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, для модификации установок с индексом «200», %	±2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе скважинной жидкости, для модификации установок с индексом «ННВ», при содержании воды, объемная доля которой, % ²⁾ : – до 5 % включ. – св. 5 до 10 % включ. – св. 10 до 20 % включ. – св. 20 до 50 % включ. – св. 50 до 70 % включ. – св. 70 до 85 % включ. – св. 85 до 100 %	±0,35 ±0,4 ±1,5 ±2,5 ±5 ±15 Согласно МИ ³⁾

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, для модификации установок с индексом «ННК», %	Согласно МИ ³⁾
Диапазон измерений температуры рабочей среды, для модификации установок с индексом «Т1», °С ⁴⁾	от -50 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, для модификации установок с индексом «Т1», °С	±0,5
Диапазон измерений температуры рабочей среды, для модификации установок с индексом «Т2», °С ⁴⁾	от -60 до +220
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, для модификации установок с индексом «Т2», °С	±1
Диапазон измерений плотности, кг/м ³ ⁵⁾	от 600 до 1200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней плотности жидкости, для модификации установок с индексом «П1», кг/м ³	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней плотности жидкости, для модификации установок с индексом «П2», кг/м ³	±1
Диапазон измерений избыточного давления жидкости, МПа	от 0 до 1
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления жидкости, % ⁶⁾	1
¹⁾ – значение рабочего диапазона расхода измеряемой среды указывается в паспорте установки; ²⁾ – значение рабочего диапазона содержания объемной доли воды в составе нефти или скважинной жидкости указываются в паспорте установки; ³⁾ – МИ – методика измерений; ⁴⁾ – значение рабочего диапазона измеряемых температур указывается в паспорте установки; ⁵⁾ – значение рабочего диапазона измеряемых плотностей указывается в паспорте установки; ⁶⁾ – нормирующим значением величины приведенной погрешности является диапазон измерений (разность между наибольшим и наименьшим значениями диапазона измерений избыточного давления жидкости)	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наименьшая наливаемая доза (модификаций установок с индексом «АН», «ТБ», «ЖН»), дм ³ – для модификаций с приставкой «М» в маркировке рабочего диапазона расхода жидкости – для модификаций без приставки «М» в маркировке рабочего диапазона расхода жидкости	200 2000
Наименьшая наливаемая/сливаемая доза, для модификаций установок с индексом «СН», дм ³	2000
Наименьшая сливаемая доза (для модификаций установок с индексом «АС», «ТБС», «ЖС»), дм ³	2000
Измеряемая среда – жидкость с параметрами: – давление измеряемой среды, МПа ¹⁾ – температура измеряемой среды, °С ¹⁾	от 0 до 1 от -60 до 220 ¹⁾
Диапазон температуры эксплуатации, для модификации установок с индексом «У1», «У2», °С	от -45 до +40
Диапазон температуры эксплуатации, для модификации установок с индексом «УХЛ1», «УХЛ2», с использованием обогрева средств измерений и узлов установки, °С	от -60 до +40
Диапазон температуры эксплуатации, для модификаций установок с индексом «ХЛ1», «ХЛ2», с использованием обогрева средств измерений и узлов установки, °С	от -60 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение питания, В – частота, Гц	380 ± 38; 220 ± 22 50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры средства измерений (без площадки обслуживания, устройства верхнего налива и вспомогательных конструкций), мм, не более – высота – ширина – длина	2500 3000 3000
Масса, кг, не более	5000
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	40000
¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте установки	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на раме установки методом лазерной маркировки или аппликацией, а также в верхней части по центру титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	ОЗНА-Агидель	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Паспорт	–	1 экз.
Методика измерений	–	1 экз.*
* – только для установок с индексами «ННВ» и «ННК».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации, а также (для установок с индексом «ННВ» и «ННК») в документе «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси, нефти и нефтепродуктов. Методика измерений с применением установок измерительных ОЗНА-Агидель» (Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013 /14309 - 19 от 14 ноября 2019 г., выданное ФГУП «ВНИИР»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях массового и объемного расходов жидкости»;

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ТУ 28.99.39-018-15301121-2018 Установки измерительные ОЗНА-Агидель. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, г. Уфа, улица Менделеева, 205, корп. А, эт. 1.

Телефон: +7(347) 292-79-10, факс: +7(347) 292-79-15

Web-сайт: www.ozna.ru

E-mail: ozna-eng@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»)

ИНН 2128001516

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

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.