

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «26» февраля 2025 г. № 386

Регистрационный № 77045-19

Лист № 1  
Всего листов 10

## 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 ALTImassType U, ALTImass Type S и ALTImass 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 МВН-1 (регистрационный № 63973-16), влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15), влагомеры поточные моделей L и F (регистрационный № 56767-14), влагомеры нефти микроволновые МВН-2 (регистрационный № 78626-20), влагомеры сырой нефти ВСН-2-ВТ (регистрационный № 89358-23).

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 – Верхний предел рабочего диапазона расхода жидкости (конкретное значение указывается в паспорте):

- 050 – 50 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- 100 – 100 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- 150 – 150 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );

- 200 – 200 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- 250 – 250 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- 300 – 300 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- 350 – 350 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- 500 – 500 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ).

Значения расхода жидкости приведены для воды в качестве измеряемой среды. Объемный расход определяется исходя из фактической плотности измеряемой среды.

Дополнительный индекс «М» в маркировке рабочего диапазона расхода жидкости обозначает расширенный диапазон объема налива с наименьшей наливаемой дозой 200  $\text{dm}^3$ . 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 –  $\pm 0,5 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;
- П2 –  $\pm 1,0 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;
- 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 документации.

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 для установок на базе систем управления модульных B&R X20 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 системы управления модульные B&R X20 приведены на рисунке 2.

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



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений



а) Место нанесения знака поверки на фланцевое соединение

б) Место нанесения знака поверки на системы управления модульные B&R X20

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение мест нанесения знаков поверки на фланцевые соединения средств измерений массы, объема и плотности 2а, и чашечку винта крепления закрывающей пластины контроллера системы управления модульной B&R X20 26

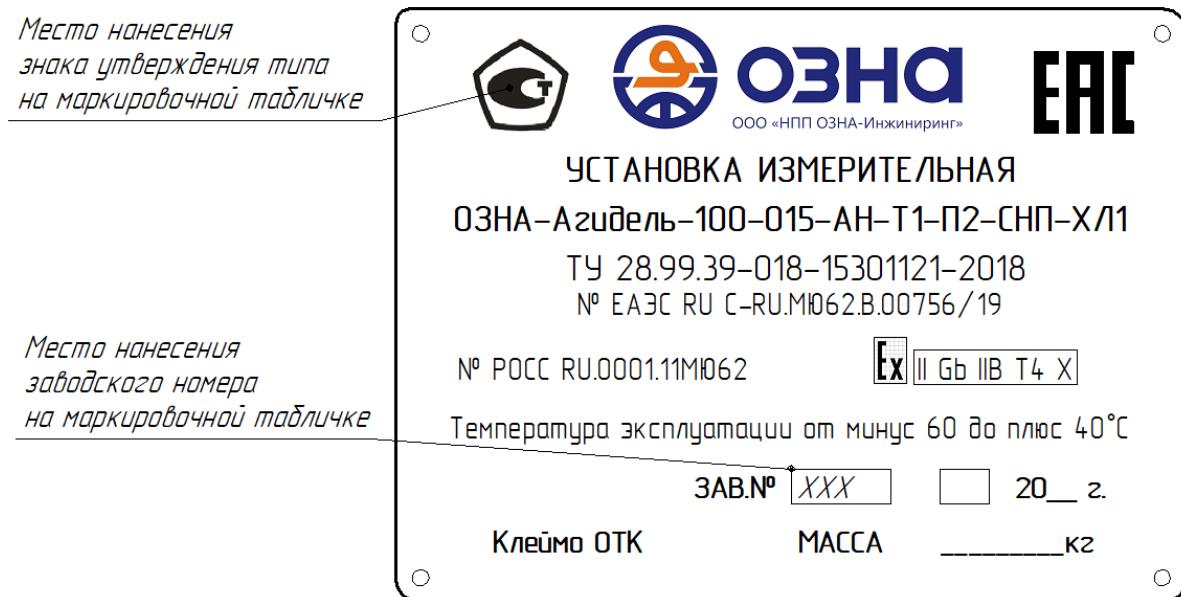


Рисунок 3 – Маркировочная табличка

### Программное обеспечение

Программное обеспечение установок встроенное.

Функции программного обеспечения: обработка измерительной информации, получаемой от средств измерений, входящих в состав установки, расчет температуры, давления, 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 избыточному давлению 0 кПа согласно Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения».

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.

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

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

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

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры рабочей среды, для модификации установок с индексом «Т1», °C <sup>4)</sup>	от -50 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, для модификации установок с индексом «Т1», °C	±0,5
Диапазон измерений температуры рабочей среды, для модификации установок с индексом «Т2», °C <sup>4)</sup>	от -60 до +220
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, для модификации установок с индексом «Т2», °C	±1
Диапазон измерений плотности, кг/м <sup>3</sup> <sup>5)</sup>	от 650 до 1200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости, для модификации установок с индексом «П1», кг/м <sup>3</sup>	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности плотности жидкости, для модификации установок с индексом «П2», кг/м <sup>3</sup>	±1
Диапазон измерений избыточного давления жидкости, МПа <sup>6)</sup>	от 0 до 1
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления жидкости, % <sup>7)</sup>	1

<sup>1)</sup>значение рабочего диапазона расхода измеряемой среды указывается в паспорте установки;

<sup>2)</sup>значение рабочего диапазона содержания объемной доли воды в составе нефти или скважинной жидкости указываются в паспорте установки;

<sup>3)</sup>МИ – методика измерений;

<sup>4)</sup>значение рабочего диапазона измеряемых температур указывается в паспорте установки;

<sup>5)</sup>значение рабочего диапазона измеряемых плотностей указывается в паспорте установки;

<sup>6)</sup>– значение рабочего диапазона измеряемого давления указывается в паспорте установки;

<sup>7)</sup>нормирующим значением величины приведенной погрешности является диапазон измерений (разность между наибольшим и наименьшим значениями диапазона измерений избыточного давления жидкости)

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наименьшая наливаемая доза (модификаций установок с индексом «АН», «ТБ», «ЖН»), дм <sup>3</sup>	
– для модификаций с приставкой «М» в маркировке рабочего диапазона расхода жидкости	200
– для модификаций без приставки «М» в маркировке рабочего диапазона расхода жидкости	2000
Наименьшая наливаемая/сливаемая доза, для модификаций установок с индексом «СН», дм <sup>3</sup>	2000
Наименьшая сливаемая доза (для модификаций установок с индексом «АС», «ТБС», «ЖС»), дм <sup>3</sup>	2000
Измеряемая среда – жидкость с параметрами:	
– давление измеряемой среды, МПа <sup>1)</sup>	от 0 до 1
– температура измеряемой среды, °C <sup>1)</sup>	от -60 до 220 <sup>1)</sup>
Диапазон температуры эксплуатации, для модификации установок с индексом «У1», «У2», °C	от -45 до +40

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
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	$380 \pm 38; 220 \pm 22$
– частота, Гц	$50 \pm 1$
Потребляемая мощность, кВ·А, не более	20
Габаритные размеры средства измерений (без площадки обслуживания, устройства верхнего налива и вспомогательных конструкций), мм, не более	
– высота	2500
– ширина	3000
– длина	3000
Масса, кг, не более	5000
Маркировка взрывозащиты <sup>2)</sup>	
<sup>1)</sup> конкретное значение указано в паспорте установки;	
<sup>2)</sup> После установки комплектующего оборудования уровень взрывозащиты установок может быть снижен до «Gc», в том числе уровень взрывозащиты может быть снижен, если потребитель заявил более низкий уровень взрывозащиты (или класс взрывоопасной зоны). Также после установки комплектующего оборудования в маркировке взрывозащиты уточняется подгруппа оборудования ПА или ПВ, температурный класс Т4...Т1.	

Таблица 4 – Показатели надежности

Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	40000

**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 5 – 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 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (часть 2);

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

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, ул. Менделеева, д. 205, к. А, эт. 1

Телефон: +7(347) 222-22-27

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Web-сайт: www.ozna.ru

### **Испытательные центры**

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно –исследовательский институт метрологии имени 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-кт, д. 19

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Web-сайт: www.vniir.org

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

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.