

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «2» февраля 2022 г. № 254

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Системы измерений количества нефти и газа	«ОЗНА- ИС2»	511	73397-18	-	МП 0833-9- 2018	-	МП 1354-9- 2021	-	09.08.2021	Акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы» (АО «ОЗНА – Измерительные системы»), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
2.	Установки поверочные	СПУ-5	036, 092, 093	46509-11	-	4381-005- 7070506- 2010 МП	-	МП 1352-13- 2021	-	30.08.2021	Общество с ограниченной ответственностью НПО «Турбулентность- ДОН» (ООО НПО «Турбулентность- ДОН»), г. Москва	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «2» февраля 2022 г. № 254

Регистрационный № 46509-11

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные СПУ-5

Назначение средства измерений

Установки поверочные СПУ-5 (далее установки) предназначены для воспроизведения и измерения единицы объемного расхода и объема при поверке счетчиков газа и ротаметров.

Описание средства измерений

Проведение поверки основано на сравнении результатов одновременных измерений объемного расхода и объема воздуха поверяемыми средствами измерений и установкой. Результат измерений объемного расхода и объема с помощью установки принимают в качестве действительного значения.

Установки состоят из:

- блока измерений объема и расхода воздуха,
- блока обработки данных,
- блока задачи расхода воздуха.

Блок измерений объема и расхода воздуха состоит из набора критических сопел, первичных преобразователей давления, перепада давления, температуры, запорной арматуры, соединительных трубопроводов и монтажных схем.

Перечень средств измерений, допускаемых к применению на установках, приведен в таблице 1

Таблица 1 Перечень допустимых СИ

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Средства измерения температуры и влажности	
Термогигрометры ИВА-6, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры не более $\pm 0,3$ °C, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении относительной влажности не более ± 3 %	46434-11
Измерители влажности и температуры ИВТМ-7, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры не более $\pm 0,3$ °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении относительной влажности не более ± 3 %	71394-18

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь измерительный влажности и температуры ДВ2, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры не более $\pm 0,3$ °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении относительной влажности не более $\pm 3\%$	75383-19
Средства измерения температуры	
Термопреобразователь ТСПУ, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры не более $\pm 0,3$ °С	73018-18
Термопреобразователь универсальный ТПУ, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры не более $\pm 0,3$ °С	50519-17
Средства измерения абсолютного давления	
Датчик давления Turbo Flow PS ДА, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления не более $\pm 0,24$ кПа	51409-12
Датчик абсолютного давления 415М-ДА, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления не более $\pm 0,24$ кПа	59550-14
Средства измерения вакуумметрического давления	
Вакуумметр ДВ 2005Сг, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления не более $\pm 0,5$ кПа.	71767-18
Датчик разрежения 415М-ДВ, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления не более $\pm 0,5$ кПа	59550-14
Средства измерения перепада давления	
датчик давления Turbo Flow PS ДД, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления не более $\pm 0,025$ кПа	51409-12
Датчик разности давления 415М-ДВ, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления не более $\pm 0,025$ кПа	59550-14

Сопла работают в критическом режиме. С помощью каждого сопла установки задается определенный объемный расход воздуха, значение которого зависит от площади (диаметра) горловины сопла. При постоянной температуре воздуха объемный расход остается постоянным, поэтому объем воздуха, измеренный установкой, определяют как произведение объемного расхода на время проведения измерений с учетом поправочных коэффициентов на влажность, температуру и перепад давления.

Блок обработки данных состоит из преобразователей цифровых и аналоговых интерфейсов измерительных каналов давления, температуры, влажности, частоты, времени и счета импульсов, блоков питания и управления установкой, автоматизированного рабочего места

оператора на базе персонального компьютера с предустановленным программным обеспечением.

Программное обеспечение позволяет в диалоговом режиме осуществлять поверку, выполнять распечатку протоколов поверки и их архивирование, осуществлять автоматическую проверку работоспособности узлов и систем поверочной установки, изменять конфигурацию, и выполнять другие функции.

Результаты поверки сохраняются в архиве.

В архив записываются и могут быть распечатаны:

- тип, заводской номер установки;
- данные о поверяемом счетчике;
- номер протокола (индивидуальный для каждого поверяемого счетчика);
- время и дата проведения поверки;
- эталонный и измеренный объемы, температуры, давления, на которых проводились измерения;
- погрешность поверяемого счетчика газа.

Блок задачи расхода воздуха состоит из вакуумного насоса, ресивера и запорной арматуры. Блок задачи расхода воздуха создает разрежение с помощью вакуумного насоса, в результате чего воздух из помещения начинает поступать через поверяемые средства измерений, а затем проходит через блок измерений объема и расхода воздуха.

На основании измеренного количества импульсов и/или времени измерений, а также измеренных значений давления, перепада давления, температуры и влажности с помощью блока обработки данных рассчитывается объем (объемный расход) воздуха, прошедший через установку, приведенный к условиям измерений поверяемого (испытываемого) средства измерений или к стандартным условиям.

Установки выпускаются с различными максимальными и минимальными значениями воспроизводимого и измеряемого объемного расхода воздуха в зависимости от набора критических сопел. Установки имеют шифр СПУ-5-Х-У, где Х – модификация установки в зависимости от доверительных границ относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа (от расширенной неопределенностью калибровки сопел), У – исполнение установки по количеству одновременно подключаемых счетчиков газа.

Общий вид установок поверочных СПУ-5 представлен на рисунках 1-4.

Пломбирование установок не предусмотрено.



Рисунок 1 - СПУ-5-Х-1 Установка с десятью одновременно подключаемыми счетчиками



Рисунок 2 - СПУ-5-Х-1 Установка с десятью одновременно подключаемыми счетчиками

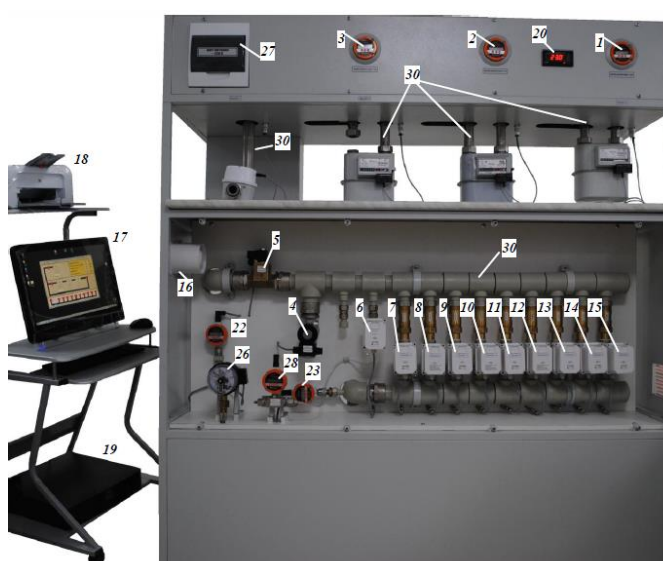


Рисунок 3 - СПУ-5-Х-3 Установка с четырьмя одновременно подключаемыми счетчиками



Рисунок 4 - СПУ-5-Х-3 Установка с тридцатью одновременно подключаемыми счетчиками

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установки по аппаратному обеспечению является автономным (ПО, функционирующее на базе персонального компьютера). К установке первичные преобразователи подключаются по закрытым коммуникационным каналам USB, RS-485. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО и накопленные данные размещаются на внутреннем устройстве хранения (жесткий диск ПК).

Программная среда постоянна, отсутствуют средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения ПО.

Программное обеспечение установки разделено на:

- Метрологически значимую часть – включает алгоритмы обработки измеренной информации;

- Метрологически незначимую часть – отвечает за визуализацию полученных данных.

Разделение программного обеспечения выполнено внутри кода ПО на уровне языка программирования. К метрологически значимой части ПО относятся:

- программные модули, принимающие участие в обработке (расчетах) результатов измерений или влияющие на них;

- программные модули, осуществляющие сбор и представление измерительной информации, её хранение, передачу, идентификацию, защиту ПО и данных;

- параметры ПО, участвующие в вычислениях и влияющие на результат измерений;

- компоненты защищенного интерфейса для обмена данными между метрологически значимой и незначимой частями ПО.

Номер версии ПО имеет структуру A.B.C (где A, B, C – десятичные числа)

A – номер версии метрологически значимой части ПО (не менее 1);

B – номер метрологически незначимой части ПО;

C – номер сборки метрологически незначимой части ПО;

ПО установок защищено от несанкционированного доступа, изменение алгоритмов и установленных параметров с помощью разграничения прав доступа пользователей, системы идентификации пользователей и пароля.

Уровень защиты ПО средний в соответствии с Р 50.2.077-2014

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПУ-5.APM.0103.20.01.11
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	A.B.C
Цифровой идентификатор ПО	F08FFCF977CC0280A7B 1DEFC6DBD7182
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное значение воспроизводимого и измеряемого объёмного расхода (объема) воздуха (верхний предел измерений), м ³ /ч	70; 65; 40; 25; 16; 10; 6
Минимальное значение воспроизводимого и измеряемого объёмного расхода воздуха (нижний предел измерений), м ³ /ч	1,0; 0,8; 0,6; 0,5; 0,4; 0,35; 0,25; 0,16; 0,1; 0,05; 0,04; 0,025; 0,016; 0,01; 0,006; 0,003

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы относительной погрешности при измерении объема (объемного расхода) воздуха при доверительной вероятности 0,95%, % - Модификация 1: при использовании микросопел с расширенной неопределенностью калибровки $\pm 0,25\%$ - Модификация 2: при использовании микросопел с расширенной неопределенностью калибровки $\pm 0,3$	$\pm 0,3$ $\pm 0,35$
Диапазон измерений канала абсолютного давления, кПа	от 80 до 110
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала абсолютного давления, кПа	$\pm 0,240$
Диапазон измерений канала вакуумметрического давления, кПа	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала вакуумметрического давления, кПа	$\pm 0,5$
Диапазон измерений каналов перепада давления, кПа	от 0 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала перепада давления*, кПа	$\pm 0,025$
Диапазон измерений каналов температуры, °C	от +10 до +30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала температуры, °C	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой относительной погрешности интегрирования объемного расхода (объема) по времени, %	$\pm 0,05$
*При наличии в комплектации	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	СПУ-5-Х-1	СПУ-5-Х-2	СПУ-5-Х-3
Рабочая (поверочная) среда	воздух		
Диапазон температуры рабочей (поверочной) среды, °С	от +10 до +30		
Количество одновременно подключаемых счетчиков, шт	от 1 до 10	от 1 до 20	от 1 до N
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	20±10 от 30 до 80 от 84 до 106,7		
Питание от сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	380±38/220±22 50±1		
Потребляемая мощность, кВт, не более	6		
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	3500 2000 2000		
Масса, кг, не более	1000		
Средний срок службы, лет, не менее	12		
*Х – модификация (1 или 2)			
*N – количество счетчиков в соответствии с заказом			

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки и на первый лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная	СПУ-5-Х-У	1 шт.
Установки поверочные СПУ-5. Руководство по эксплуатации	СПУ5.00.00.000 РЭ	1 экз. Допускается поставлять один экземпляр в один адрес отгрузки
Установка поверочная СПУ-5. Паспорт	СПУ5.00.00.000ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.3 Устройство и работа установки СПУ5.00.00.000 РЭ «Установки поверочные СПУ-5.Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам поверочным СПУ-5

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 г. №2825 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расхода газа

4381-005-7070506-2010 ТУ Установка поверочная СПУ-5. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «Турбулентность-Дон»

(ООО НПО «Турбулентность-Дон») ИНН 6141021685

Адрес юридический: 129110, г. Москва, ул. Гиляровского, дом 47, строение 5, этаж 5 пом. II ком. 2.

Адрес фактический (производство): 346800, Ростовская область, Мясниковский район, с. Чалтырь, 1 км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. № 6/8

тел./факс: (863) 203-77-80, 203-77-81, e-mail: info@turbo-don.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46,

Телефон (факс): 8 (495) 665-30-87

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

В части вносимых изменений

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»)

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

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

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «2» февраля 2022 г. № 254

Регистрационный № 73397-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2»

Назначение средства измерений

Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» (далее – системы «ОЗНА-ИС2») 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.

Описание средства измерений

Принцип действия систем «ОЗНА-ИС2» основан на прямых и косвенных измерениях количества и параметров скважинной жидкости и попутного нефтяного газа, предварительно разделенных в сепараторе на жидкую и газовую фазы.

Системы «ОЗНА-ИС2» применяются в установках, автоматизированных типа «Спутник», выпущенных по техническим условиям (далее – ТУ) ТУ3667-043-00135786-2004 (ТУ 3667-014-00135786-99, ТУ 39-1571-91, ТУ 39-5771770-052-90, ТУ 25-6734002-87, ТУ 39-1061-85), установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР» (ТУ 3667-088-00135786-2007), установках измерительных «ОЗНА-Импульс» (ТУ3667-042-00135786-2003), установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР-К» (ТУ 3667-095-00135786-2009), установках автоматизированных измерительных «Спутник-ОЗНА-ВМ1» (ТУ 3667-089-00135786.УК-2007) или установках-реципиентах, выпущенных по ТУ других производителей (далее – установки-реципиенты), находящихся в эксплуатации или при выпуске из производства.

Системы «ОЗНА-ИС2» имеют два уровня. Первый уровень включает в себя измерительные преобразователи расхода скважиной жидкости (сырой нефти) и газа, давления, температуры, плотности сырой нефти, содержания объемной доли воды в сырой нефти. Второй уровень состоит из системы сбора и обработки информации (СОИ), реализованной в блоке измерений и обработке информации на основе измерительно-вычислительного контроллера. Связь между измерительными преобразователями и измерительно-вычислительным контроллером осуществляется посредством аналоговых и цифровых сигналов. Преобразование аналоговых сигналов в цифровые осуществляется в измерительно-вычислительном контроллере. Для вычислений массы сырой нефти без учета воды и массы нетто нефти используются параметры измеряемой среды, определяемые в лаборатории и вносимые в СОИ оператором системы «ОЗНА-ИС2». СОИ так же выполняет функции передачи управляющих сигналов на распределительное устройство, автоматизированную запорно-регулирующую арматуру и системы жизнеобеспечения установок-реципиентов.

СОИ так же выполняет функции передачи управляющих сигналов на распределительное устройство, автоматизированную запорно-регулирующую арматуру и системы жизнеобеспечения установок-реципиентов.

Системы «ОЗНА-ИС2» имеют в своем составе следующие измерительные каналы:

1. Измерительный канал массового расхода, плотности и массы сырой нефти, в зависимости от измеряемого расхода, состоящий из следующих средств измерений (СИ) массы, массового расхода и плотности жидкости:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion;
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС - МАСС 260;
- счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак;
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс;
- расходомеры массовые Promass;
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, OPTIMASS.

2. Измерительный канал объема сырой нефти в рабочих условиях (опционально может использоваться вместо измерительного канала массового расхода сырой нефти), состоящий из объемных счетчиков жидкости, внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

При использовании измерительного канала объема сырой нефти масса сырой нефти вычисляется в СОИ с использованием данных о плотности сырой нефти.

3. Измерительный канал содержания объемной доли воды в сырой нефти в зависимости от содержания объемной доли воды в сырой нефти, состоящий из следующих СИ объемной доли воды в сырой нефти:

- измерители обводненности Red Eye[®], моделей Red Eye[®] 2G и Red Eye[®] Multiphase;
- влагомеры сырой нефти ВСН-2;
- влагомеры сырой нефти ВСН-АТ и влагомеры поточные ВСН-АТ;
- влагомеры поточные моделей L и F.
- влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН;
- влагомеры микроволновые поточные МПВ700.

Измерительный канал содержания объемной доли воды может отсутствовать. В этом случае содержание объемной доли воды рассчитывается в СОИ на основании измерений плотности сырой нефти измерительным каналом плотности сырой нефти и измерений плотности пластовой воды и обезвоженной дегазированной нефти, проведенных в лаборатории. Опционально содержание объемной доли воды может вноситься в СОИ на основании лабораторных измерений в качестве условно-постоянной величины.

4. Измерительный канал объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, состоящий из счетчиков газа СВГ.

5. Измерительный канал массового расхода и массы попутного нефтяного газа (опционально может использоваться вместо измерительного канала объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63), в зависимости от измеряемого расхода, состоящий из следующих СИ:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion;
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС - МАСС 260;
- счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак;
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс;
- расходомеры массовые Promass;
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, OPTIMASS.

Вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, по измеренным значениям массового расхода и массы газа осуществляется в СОИ.

6. Измерительный канал объемного расхода и объема попутного нефтяного газа (опционально может использоваться вместо измерительного канала объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63), состоящий из датчиков расхода газа ДРГ.М.

Приведение измеренного объемного расхода и объема газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 осуществляется в СОИ.

7. Измерительный канал избыточного давления, состоящий из измерительных преобразователей избыточного давления с диапазоном измерений от 0 до 20 МПа и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5\%$.

8. Измерительный канал температуры, состоящий из измерительных преобразователей температуры с диапазоном измерений от минус 50 до плюс 100 °С и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5\%$.

СОИ может быть реализована на основе следующих измерительно-вычислительных контроллеров:

- контроллеры механизированного куста скважин КМКС;
- контроллеры на основе измерительных модулей 5000 TeleSAFE SmartWIRE, Micro16, SCADAPack;
- контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack (контроллеры) 5209, 5232, 5305 (модули);
- контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575;
- контроллеры измерительные АТ-8000;
- контроллеры измерительные ОЗНА-K15;
- системы управления модульные B&R X20;
- модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500;
- контроллеры программируемые SIMATIC S7-300, SIMATIC S7-1200;
- контроллеры измерительные ControlWave Micro;
- контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator;

Измерительные каналы, СОИ системы «ОЗНА-ИС2» могут быть реализованы и состоять из средств измерений, входящих в состав установок-реципиентов:

- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 34745-07, 34745-12;
- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-М, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28851-05;
- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-Е, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28127-04;
- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-R, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28128-04;
- установки измерительные комбинированные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 43673-10;
- установки автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 38675-08.

Совокупность применяемых СИ выбирается в зависимости от ожидаемых значений расхода скважинной жидкости и попутного нефтяного газа, давления и температуры измеряемой среды, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти, а также от типоразмера сепаратора установок-реципиентов.

Заводские (серийные) номера Систем «ОЗНА-ИС2» нанесены методом лазерной маркировки на таблички, которые прикреплены снаружи на блок-боксы блоков аппаратурных и технологических установок-реципиентов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение систем «ОЗНА-ИС2» предназначено для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы брутто нефти и среднего массового расхода, сырой нефти без учета воды и среднего массового расхода, массы нетто нефти и среднего массового расхода, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на КИПиА и средства автоматизации установок-реципиентов.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SP32.00.011
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.xxxxxx*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу**.1C47
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16
Примечание: * – номер подверсии из шести десятичных цифр - идентификатор для поиска исходных текстов сборки в автоматизированной системе контроля версий Subversion, используемой производителем, может быть любым; ** – служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.	

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут	от 1 до 4000
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м³/сут	от 1 до 750000
Диапазон содержания объемной доли воды в сырой нефти, %	от 0 до 100
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала 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 без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70% - от 70 до 95% - свыше 95 %	±6,0 ±15, 0 не нормируется

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0
---	------

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость)
Давление измеряемой среды, МПа, не более	16
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -20 до +100
Род тока	Переменный
Напряжение, В	380/220
Допустимое отклонение от номинального напряжения, %	от -15 до +10
Частота, Гц	50±0,4
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу на металлические таблички, укрепленные на блок-боксы, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки

Наименование	Кол-во	Примечание
Система измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» в том числе комплекты:	1	В соответствии с заказом
Комплект основных средств измерений	1	Согласно спецификации
Шкаф управления	1	
Комплект вспомогательных средств измерений	1*	
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1*	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1*	Согласно ведомости КМЧ
Примечания:		
* - поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведена в документе ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением систем измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/12509-21 от 16.09.2021).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2»

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня

измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

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

БДМА.407932.023 ТУ Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2». 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: +7(34767) 9-50-10

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – 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 RA.RU.310592.