

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» предназначены для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти (далее – сырая нефть), массы сепарированной безводной нефти (далее – обезвоженная нефть) и объема свободного нефтяного газа (далее – нефтяной газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, среднего массового расхода обезвоженной нефти и среднего объемного расхода нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении в сепараторе газожидкостной смеси (далее – ГЖС) 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 - ТБ) и аппаратного (далее - БА) блоков, оснащенных системами жизнеобеспечения (ТБ и БА-боксы, обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация).

В состав ТБ входят измерительный и распределительный модули.

Измерительный модуль комплектуется расходомерами жидкости массовыми, расходомерами газа массовыми или объемными, влагомерами, преобразователями температуры и давления.

В качестве основных средств, в измерительном модуле, для измерений массы и массового расхода сырой нефти, могут использоваться кориолисовые массовые счетчики (расходомеры) с пределами основной допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 0,5\%$.

Для измерений объема и объемного расхода нефтяного газа могут использоваться кориолисовые массовые счетчики (расходомеры), а так же вихревые, ультразвуковые и термоанемометрические (тепловые) счетчики (расходомеры) с пределами основной допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 1,5\%$.

Для обеспечения измерений массы и массового расхода обезвоженной нефти могут использоваться влагомеры сырой нефти с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 1,0\%$, при содержании воды в сырой нефти до 70 % и с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,7\%$ при содержании воды в сырой нефти до 95 %.

Номенклатура применяемых основных средств измерений приведена в таблице 1.

Совокупность основных средств измерений, которыми комплектуется конкретная установка, определяется заказчиком.

Основные средства измерений, применяемые в установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Регистрационный номер в Госреестре СИ
1	Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion»	45115-10
2	Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «Rotamass»	27054-09
3	Расходомеры массовые «Ptomass»	15201-07
4	Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-09
5	Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIK 600	43981-10

№ п/п	Наименование	Регистрационный номер в Госреестре СИ
6	Счетчики вихревые СВГ	13489-07
7	Датчики расхода газа ультразвуковые корреляционные «DYMETIC-1223»	37419-08
8	Расходомеры «Turbo Flow»	39322-08
9	Расходомеры-счетчики тепловые «t-mass»	35688-09
10	Влагомеры сырой нефти «ВСН-2»	24604-07
11	Влагомеры сырой нефти «ВСН-АТ»	42678-09
12	Влагомеры нефти поточные «ПВН-615.001»	39100-09
13	Влагомеры поточные моделей L и F	46359-11
14	Измерители обводненности Red Eye, моделей Red Eye 2G и Red Eye Multiphase	47355-11
15	Влагомеры сырой нефти «ВОЕСН»	32180-11
16	Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM	39821-08
<p>Примечания</p> <p>На жидкостном трубопроводе может предусматриваться трубная катушка для установки (при необходимости) счетчика TOP (зарегистрирован в Госреестре под № 6965-03).</p>		

Вспомогательные средства измерений могут быть любого типа, в том числе:

- измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 6,0 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 $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 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 6,0 МПа, класс точности не ниже 1,5.

Одним из элементов измерительного модуля является двухкамерный или однокамерный горизонтальный сепаратор.

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.

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: поплавок – 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 счетчики (расходомеры) сырой нефти и нефтяного газа, соответствующей их диапазону измерений.

Упомянутые выше функции могут достигаться путем монтажа крана (или клапана) с электроприводом на жидкостном трубопроводе, а регулятора расхода – на газовом трубопроводе.

Однокамерные 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 включает в себя входные трубопроводы, блок трехходовых кранов или переключатель скважин многоходовой (далее - ПСМ) с измерительным трубопроводом, байпасный трубопровод и выходной коллектор.

Измерительный трубопровод ПСМ и байпасный трубопровод соединены трубной перемычкой с задвижкой.

Байпасный трубопровод и коллектор оборудованы патрубками для подключения передвижных измерительных установок.

В состав БА входит блок измерений и обработки информации (далее – БИОИ) и блок силового управления (далее – БСУ). БИОИ может выполняться на базе контроллеров с пределами допускаемой относительной погрешности, при измерениях: унифицированных токовых сигналов - не более $\pm 0,5\%$; интервалов времени - не более $\pm 0,15\%$; числа импульсов - не более $\pm 0,15\%$; при обработке информации – не более $\pm 0,05\%$.

Номенклатура применяемых контроллеров БИОИ приведена в таблице 2. Основные типы контроллеров, применяемых в установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР»

Т а б л и ц а 2

№ п/п	Наименование, тип	Регистрационный номер Госреестре СИ
1	Контроллеры ScadaPack32, ScadaPack334, ScadaPack357	16856-08
2	Контроллеры DL205, DL06	17444-08
3	Контроллеры SIMATIC S7-300 SIMATIC S7-400 SIMATIC S7-1200	15772-11 15773-11 45217-10
4	Контроллеры ОВЕН ПЛК150, ОВЕН ПЛК154	36612-07
5	Контроллеры Compactlogix, Micrologix1500	42664-09
6	Модули ввода аналоговые измерительные MBA8	31739-11

Программное обеспечение, описание структуры и основных функций.

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 БСУ.

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 методики (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

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО контроллера БИОИ	SP32.00.011	11.xxxxxx*	yyyy*.0024	CRC-16
Примечания				
1. xxxxxx* – номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО в системе контроля версий производителя, может быть любым;				
2. yyyy* – 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 «С» по МИ 3286-2010. 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.

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

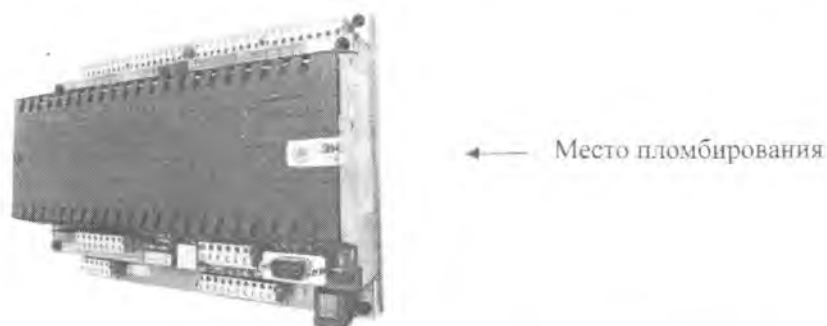


Рисунок 1-схема пломбирования корпуса контроллера БИОИ

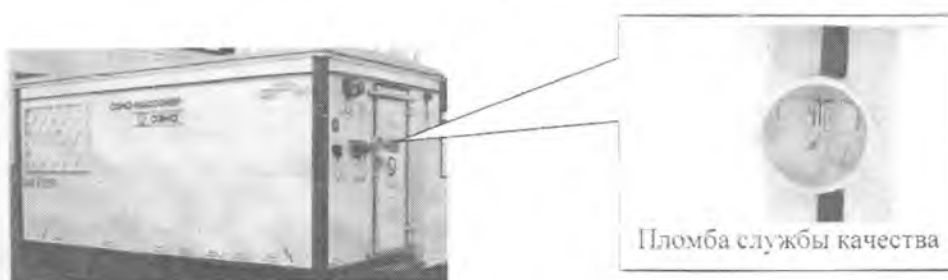


Рисунок 2-внешний вид технологического блока и схема пломбирования

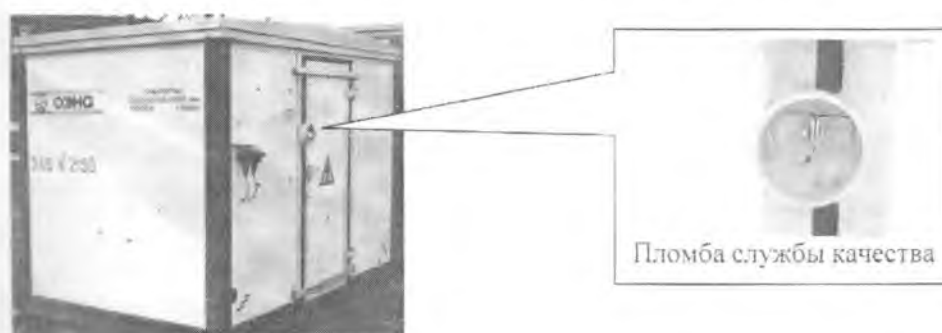


Рисунок 3-внешний вид аппаратного блока и схема пломбирования

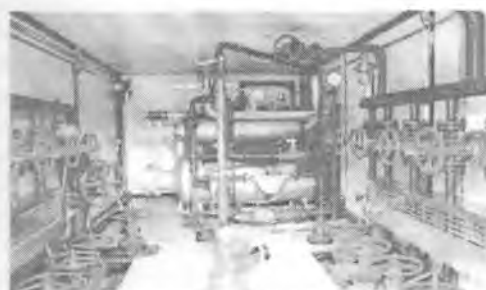


Рисунок 4-оборудование
технологического блока

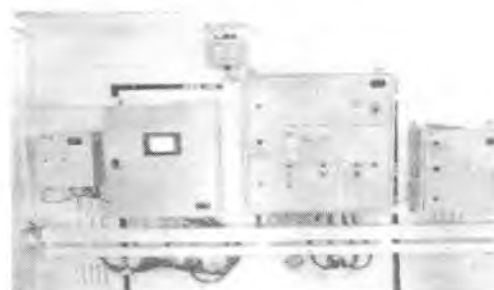


Рисунок 5-оборудование
аппаратного блока

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4

Наименование характеристик	Параметры и размеры моделей
Номинальные значения среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти (номинальная пропускная способность), в зависимости от типоразмера установки, кг/с (т/сут)	4,63(400), 17,4(1500), 31,5(2000), 34,72(3000), 46,3(4000)
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²), не более	4,0 (40)
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	<ul style="list-style-type: none"> - унифицированные токовые сигналы 0-20 мА; - дискретные, «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»; - импульсные - RS485, протокол Modbus (мастер); - RS232S 485 протокол Modbus (подчиненный); - Ethernet протокол Modbus TCP/IP (подчиненный); - Foundation fieldbus; - Profibus.
Коммуникационные каналы:	
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерениях, %, не более:	
- массы и среднего массового расхода сырой нефти	± 2,5
- объема и среднего объемного расхода нефтяного газа	± 5
- массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазонам значений объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:	
- от 0 до 70 %	± 6
- от 70 % до 95 %	± 15
- свыше 95 %	в соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности БИОИ при измерениях, %, не более:	
- унифицированных токовых сигналов	± 0,5
- интервалов времени	± 0,15
- числа импульсов	± 0,15
- при обработке информации	± 0,05
Характеристика рабочей среды:	
- рабочая среда	газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода, газ) от плюс 5 до плюс 60
- температура рабочей среды, °С	
- минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см ²)	0,3 (3,0)
- содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных	от 0 до 100
- максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях – газовый фактор, м ³ /т	500
- минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м ³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м ³	0,1
- содержание механических примесей, мг/л, не более	3000
- содержание парафина, % объемных, не более	15,0
- содержание сероводорода, ppm (% объемных), не более	400 (2,0)
- кинематическая вязкость сырой нефти, 10 ⁻⁶ м ² /с (сСт), не более	500
Габаритные размеры и масса ТБ и БА	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки

Наименование характеристик	Параметры и размеры моделей
Параметры питания электрических цепей: - род тока - напряжение, В - допустимое отклонение от номинального напряжения, % - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	переменный 380/220 от минус 15 до плюс 10 50 ± 1 20
Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)	от 1 до 14
Уровень освещенности, лк, не менее	50
Исполнение электрооборудования: - ТБ-бокса - БА-бокса	взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А (ПУО); категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.5-99, ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99; общепромышленное
Климатическое исполнение установок	У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-60
Характеристика окружающей среды: - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от минус 45 (У1) и от минус 60 (УХЛ1) до плюс 40 до 100
Показатели надежности: - средняя наработка на отказ по функциям измерений и определенных параметров, ч, не менее - срок службы, лет, не менее	34500 10

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на ТБ и БА-боксах, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографским или иным способом - на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 5.

Таблица 5

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Х» - XXXX-XX в том числе:	1	В соответствии с заказом
- блок технологический	1	
- блок аппаратный	1	
Комплекты		
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов (РЭ, ПС, МП)	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1	Согласно ведомости КМЧ

Поверка

осуществляется по документу «Инструкция, ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Методика поверки, УМ.00.00.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 30 марта 2007 года, с изменением №1 от 29 марта 2012г.

Основные средства, применяемые при поверке:

1. Калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-2000А ТУ 4381-031-13282997-00. Диапазон воспроизведения токового сигнала (0 – 25) мА. Пределы допускаемой абсолютной погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала $\pm 0,003$ мА.
2. Частотомер электронно-счетный ЧЗ-38 ЕЭ 2.721.087ГУ. Диапазон измерений интервалов времени (0,000001 - 10000) с. Пределы допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени $\pm 2,5 \times 10^{-7}$ %.
3. Генератор сигналов низкочастотный прецизионный ГЗ-110 по ГОСТ 10501-81. Диапазон измерений (0,01 - 1999999,99) Гц. Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 5 \times 10^{-7}$ %.
4. Установка поверочная расходомерная «ОЗНА» ОМА-2.140.00.00. Диапазон воспроизведения массового расхода жидкости (414 - 83332,8) кг/ч, предел допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5$ %. Диапазон воспроизведения объемного расхода газа в стандартных условиях (0,612 - 187,2) м³/ч, предел допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,6$ %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений регламентирован в документе «Рекомендация. ГСИ. Количество извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Методика выполнения измерений измерительными установками «ОЗНА – МАССОМЕР», УМ.00.00.00.000 И5.

Свидетельство об аттестации № 109706-08 от 28.03.2008 г., в федеральном реестре зарегистрировано под № ФР.1.29.2008.04765.

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

- 1 ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
- 2 ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК60079-0-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».
- 3 ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК60079-1-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».
- 4 «Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» ВСН 33274/МНСС.
- 5 Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Технические условия ТУ3667-088-00135786-2007.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Выполнение государственных учетных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»
(ЗАО «ОЗНА – Измерительные системы»)
452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60.
Тел. (34767) 9-50-10. Тел/Факс (34767) 9-50-10. e-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии». Регистрационный номер 30006-09.
Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А.
Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32. e-mail: vnirpr@bk.ru.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2012 г.