

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН

Назначение средства измерений

Установки для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН (далее – установки) моделей УИСН-100/10, УИСН-100/30, УИСН-100/100, УИСН-100/150, УИСН-400/10, УИСН-400/30, УИСН-400/100, УИСН-400/150, УИСН-1500/30, УИСН-1500/100, УИСН-1500/150, предназначены для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа в соответствии с ГОСТ 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» и вычисления по их результатам дебита скважин – количества продукции нефтяной скважины, полученное в течение суток.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на сепарации жидкой и газообразной фаз сырой нефти и измерениях массы сепарированной жидкости с помощью массовых расходомеров, объема сепарированного газа с помощью массовых или объемных расходомеров газа. В установках производится отбор проб и измеряется объемная доля воды в сырой нефти с помощью поточного влагомера. Предусмотрена возможность определения массовой доли воды в сырой нефти по плотности нефти и пластовой воды. После измерений водонефтяная смесь и свободный газ попадают в смеситель, где осуществляется смешение, измеренная продукция скважины поступает в нефтесборный коллектор.

Модели установок в зависимости от расхода измеряемых компонентов приведены в таблице 1. Установки могут применяться для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа на одиночных скважинах и в составе групповых измерительных установок на кусте скважин. Средства измерений (СИ), входящие в состав установок, должны быть утвержденных типов. Перечень СИ, используемых в установках, а также их технические и метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Предусмотрены два варианта исполнения установок:

- стационарная (С)
- передвижная (П).

Конструктивно установки состоят из технологического блока и аппаратного отсека с измерительно-вычислительным комплексом установки для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН (далее- ИВК-УИСН), размещенных в едином блок-боксе. Установка располагается на объекте, согласно проекту привязки, как отдельно стоящий блок-бокс – вариант исполнения С, или устанавливается на шасси автомобиля повышенной проходимости или автомобильного прицепа – вариант исполнения П.

Установки обеспечивают выполнение следующих функций:

- сепарация продукции скважины при рабочем давлении в нефтегазовом сепараторе для последующих измерений;
- непрерывное автоматическое измерение массы сырой нефти и плотности сырой нефти счетчиками-расходомерами массовыми;
- непрерывное автоматическое измерение объемной доли воды в сепарированной жидкости поточным влагомером;
- непрерывное автоматическое измерение объема выделенного в сепараторе свободного нефтяного газа датчиками расхода газа;
- непрерывное автоматическое измерение давления и температуры жидкости и газа датчиками давления и температуры;

- визуальный контроль давления и температуры жидкости и газа манометрами и ртутными термометрами;
 - непрерывный отбор проб жидкости автоматическим пробоотборником (дополнительная опция);
 - периодический отбор проб жидкости ручным пробоотборником;
 - автоматическое измерение и регулирование уровня раздела фаз «газ-жидкость» в сепараторе;
 - определение массы нефти без учета воды;
 - определение дебита (производительности) нефтяной скважины по жидкости, нефти, газу и воде;
 - определение газового фактора;
 - отображение измеряемых и вычисляемых значений на дисплее на рабочем месте оператора;
 - регистрация и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по скважине за период не менее одного месяца;
 - создание и ведение журналов событий;
 - защита от несанкционированного доступа системой паролей.
- Общий вид установки показан на рисунке 1.



Рисунок 1

Таблица 1 – Модели установок и используемые в них СИ

Модели устано- вок	Диапазон расхода жидко- сти*, т/ч (т/сут)	Диапазон расхода газа при рабочих условиях*, м ³ /ч	CMF/F		Promass 83I		Promass 83E		ДРГ.М
			жидкость	газ	жидкость	газ	жидкость	газ	газ
УИСН-100/10	от 0,008 до 4,17 (от 0,2 до 100)	от 1 до 50	CMF/F50 и/или CMF/F100	CMF/F50	83I15 и/или 83I25	83I25	83E15 и/или 83E25	83E25	ДРГ.М-160/80
УИСН-100/30		от 4 до 125	CMF/F50 и/или CMF/F100	CMF/F100	83I15 и/или 83I25	83I25 и/или 83I40	83E15 и/или 83E25	83E25 и/или 83E40	ДРГ.М-160
УИСН-100/100		от 10 до 400	CMF/F50 и/или CMF/F100	CMF/F50 и/или CMF/F200	83I15 и/или 83I25	83I25 и/или 83I50	83E15 и/или 83E25	83E25 и/или 83E50	ДРГ.М-400
УИСН-100/150		от 20 до 650	CMF/F50 и/или CMF/F100	CMF/F50 и/или CMF/F300	83I15 и/или 83I25	83I40 и/или 83I80	83E15 и/или 83E25		ДРГ.М-800
УИСН-400/10	от 0,030 до 16,67 (от 0,72 до 400)	от 1 до 200	CMF/F100 и/или CMF/F200	CMF/F100	83I15 и/или 83I40	83I25 и/или 83I40	83E15 и/или 83E40	83E25 и/или 83E40	ДРГ.М-400
УИСН-400/30		от 20 до 500	CMF/F100 и/или CMF/F200	CMF/F50 и/или CMF/F200	83I15 и/или 83I40	83I25 и/или 83I80	83E15 и/или 83E40	-	ДРГ.М-800
УИСН-400/100		от 40 до 1600	CMF/F100 и/или CMF/F200	CMF/F300	83I15 и/или 83I40	-	83E15 и/или 83E40	-	ДРГ.М-1600
УИСН-400/150		от 62,5 до 2500	CMF/F100 и/или CMF/F200	-	83I15 и/или 83I40	-	83E15 и/или 83E40	-	ДРГ.М-2500
УИСН-1500/30	от 4,17 до 62,5 (от 100 до 1500)	от 40 до 1600	CMF/F200 и/или CMF/F300	CMF/F300	83I40 и/или 83I80	-	-	-	ДРГ.М-1600
УИСН-1500/100		от 250 до 6300	CMF/F200 и/или CMF/F300	-	83I40 и/или 83I80	-	-	-	ДРГ.М-10000
УИСН-1500/150		от 250 до 9500	CMF/F200 и/или CMF/F300	-	83I40 и/или 83I80	-	-	-	ДРГ.М-10000

* В зависимости от варианта исполнения

Таблица 2– Перечень СИ, используемых в установках, и их технические и метрологические характеристики

Наименование СИ	Диапазон измерений	Пределы допускаемых погрешностей измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 050 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 6,8 т/ч (0,3 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	Пределы основной относительной погрешности измерений массового расхода и массы жидкости ±0,1%, массового расхода и массы газа ±0,35 %, пределы основной абсолютной погрешности измерений плотности жидкости ±0,5 кг/м ³
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 100 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 27,2 т/ч (1,3 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 200 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 87,1 т/ч (4,0 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 272,0 т/ч (13,3 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели F 050 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 8,16 т/ч (0,357 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	Пределы основной относительной погрешности измерений массового расхода и массы жидкости ±0,2 %, массового расхода и массы газа ±0,5 %, пределы основной абсолютной погрешности измерений плотности жидкости ±1,0 кг/м ³
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели F 100 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 32,65 т/ч (1,366 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели F 200 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 87,1 т/ч (3,810 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели F 300 с измерительным преобразователем 2700	Наибольший расход жидкости (газа): 272,2 т/ч (14,865 т/ч) Плотность жидкости: от 0 до 5000 кг/м ³	
Расходомер массовый Promass 83I, DN 15, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 6,5 т/ч (0,07 т/ч) Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы жидкости ± 0,1 %, массового расхода и массы газа ± 0,50 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости ± 0,5 кг/м ³ ;
Расходомер массовый Promass 83I, DN 25, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 18 т/ч (0,19 т/ч)	

Наименование СИ	Диапазон измерений	Пределы допускаемых погрешностей измерений
	Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	
Расходомер массовый Promass 83I, DN 40, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 45 т/ч (0,49 т/ч) Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	
Расходомер массовый Promass 83I, DN 50, PN 40	Наибольший расход газа 0,76 т/ч	
Расходомер массовый Promass 83I, DN 80, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 180 т/ч (1,96 т/ч) Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	
Расходомер массовый Promass 83E, DN 15, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 6,5 т/ч (0,06 т/ч) Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы жидкости ± 0,20 %, массового расхода и массы газа ± 0,75 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости ± 0,5 кг/м ³ ;
Расходомер массовый Promass 83E, DN 25, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 18 т/ч (0,17 т/ч) Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	
Расходомер массовый Promass 83E, DN 40, PN 40	Наибольший расход жидкости (газа): 45 т/ч (0,43 т/ч) Плотность жидкости: от 500 до 1800 кг/м ³	
Расходомер массовый Promass 83E, DN 50, PN 40	Наибольший расход газа 0,67 т/ч	
Датчик расхода газа ДРГ.М-160/80	от 1 до 80 м ³ /ч при рабочих условиях	
Датчик расхода газа ДРГ.М-160	от 4 до 160 м ³ /ч при рабочих условиях	
Датчик расхода газа ДРГ.М-400	от 10 до 400 м ³ /ч при рабочих условиях	
Датчик расхода газа ДРГ.М-800	от 20 до 800 м ³ /ч при рабочих условиях	
Датчик расхода газа ДРГ.М-1600	от 40 до 1600 м ³ /ч при рабочих условиях	Пределы основной относительной погрешности в диапазоне от Q _{min} до 0,1Q _{max} и от 0,9Q _{max} до Q _{max} : ± 1,5 %, пределы основной относительной погрешности в диапазоне от 0,1Q _{max} до 0,9 Q _{max} : ± 1,0 %;
Датчик расхода газа ДРГ.М-2500	от 62,5 до 2500 м ³ /ч при рабочих условиях	
Датчик расхода газа ДРГ.М-10000	от 250 до 10000 м ³ /ч при рабочих условиях	
Влагомер сырой нефти ВСН-2-50-100	от 0% до 100 % объемной доли воды	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при содержании воды: - от 0 % до 70 % – ±1,0 %, - от 70 % до 100 % – ± 1,5 %

Наименование СИ	Диапазон измерений	Пределы допускаемых погрешностей измерений
Влагомер поточный модели F	от 0 % до 100 % объемной доли воды	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в диапазоне содержания воды: - от 0 % до 10 % – $\pm 0,15$ %, - от 10 % до 20 % – $\pm 0,20$ %, - от 20 % до 70 % – $\pm 1,0$ %, - от 70 % до 100 % – $\pm 1,5$ %
Влагомер сырой нефти ВОЕСН	от 0,1 % до 99,9 % объемной доли воды в нефти	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в нефти при содержании воды: - от 0,1 % до 70 % – $\pm 1,0$ %, - от 70 % до 99,9 % – $\pm 1,5$ %.
	от 2,0 % до 99,9 % объемной доли нефти в воде	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объемной доли нефти в воде при содержании нефти: -от 30,0 % до 99,9 % – $\pm 4,0$ %, - от 5,0 % до 30,0 % – ± 10 %, - от 2,0 % до 5,0 % – ± 18 %;
Влагомер нефти поточный RED EYE 2G	от 0 % до 100 % объемной доли воды	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 2 %;
Влагомер нефти AGAR OW-201	от 0 % до 100 % объемной доли воды	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 1,0$ %;
Датчик избыточного давления Метран-100	от 0 до 4,0 МПа	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,25$ % .
Датчик избыточного давления Метран-150	от 0 до 6,0 МПа	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,20$ %
Датчики температуры 644, 3144P	от 0 °С до 100 °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С
Преобразователи измерительные АТТ2100	от 0 °С до 100 °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,17$ °С.
Манометр МТИ-1246	от 0 до 6,0 МПа	Класс точности 0,6
Термометр стеклянный ртутный лабораторный типа ТЛ-4 № 1	от минус 30 °С до 20 °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	от 0 °С до 55 °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3	от 55 °С до 105 °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.
Термометры цифровые малогабаритные ТЦМ 9410	от 0 °С до 100 °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,1$ °С.

Наименование СИ	Диапазон измерений	Пределы допускаемых погрешностей измерений
Уровнемер OPTIFLEX 1300С	от 0 до 1000 мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 3,0$ мм;
Хроматограф газовый CP -4900 Micro-GC		Предел допускаемого значения относительного СКО высоты пика (по метану для ДТП, по метилмеркаптану для ДМД) (n=10) 3%
Плотномер портативный DM-230	от 650 до 1100	Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении плотности $\pm 0,5$ кг/м ³
Прибор УОСГ- 100 СКП	Диапазон измерений давления в пробоотборной камере от 0 до 10 МПа. Диапазон измерений изменения вместимости пробоотборной камеры от 0 до 33 мл	Пределы абсолютной погрешности при измерении давления $\pm 0,1$ МПа. Пределы абсолютной погрешности при измерении изменения вместимости пробоотборной камеры $\pm 0,2$ мл
Прибор УОСГ-1РГ	Диапазон измерений давления от 0 до 60 МПа. Диапазон измерений изменения вместимости измерительной камеры от 0 до 130 мл	Пределы абсолютной погрешности при измерении давления $\pm 0,04$ МПа. Пределы абсолютной погрешности при измерении изменения вместимости измерительной камеры $\pm 0,5$ мл
Прибор автоматический лабораторный АЛП-01 ДП	Диапазон измерений давления насыщенных паров, от 0,01 до 0,16 МПа. Максимальное соотношение вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы не менее 20	Пределы абсолютной погрешности при измерении давления $\pm 0,001$ МПа. Погрешность определения соотношения объемов измерительной камеры и отбираемой пробы не более 2,5 %
Прибор АЛП-1РГ	Диапазон измерений давления насыщенных паров от 0,05 до 6,0 МПа. Максимальное соотношение вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы не менее 100	Пределы абсолютной погрешности при измерении давления в диапазоне от 0,05 до 0,2 МПа $\pm 0,003$ МПа; в диапазоне от 0,21 до 6,0 МПа $\pm 0,010$ МПа. Погрешность при определении соотношения вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы не более ± 5 %

Программное обеспечение

В установках используется встроенное программное обеспечение, установленное в ИВК-УИСН (далее – ПО ИВК-УИСН).

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИВК-УИСН

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычислений цифрового идентификатора программного обеспечения
Прикладное ПО компьютера ИВК	IVK-UISN.exe	0458.XX.XX	Указан в свидетельстве о метрологической аттестации ПО ИВК-УИСН.	CRC32

ПО ИВК-УИСН и алгоритмы обработки результатов измерений аттестованы в установленном порядке. Контроль целостности и подлинности ПО осуществляется посредством расчета контрольной суммы исполняемого файла по алгоритму CRC32. Влияние ПО на метрологические характеристики установок учтено при нормировании их метрологических характеристик.

Защита данных от несанкционированного доступа в ПО ИВК-УИСН обеспечивается разграничением прав пользователей. Введены четырехуровневая система доступа и система паролей. Предусмотрена физическая защита (опломбирование) ИВК-УИСН от несанкционированного доступа. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - С, в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблице 4.

Таблица - 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении:	
- массы сырой нефти, %	$\pm 2,5^*$
- массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях) до 70 %, %	$\pm 6,0^*$
- массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях) от 70 % до 95 %, %	$\pm 15,0^*$
- объема свободного нефтяного газа, %	$\pm 5,0^*$
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут)	от 0,008 до 62,5 (от 0,1 до 1500)
Диапазон измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 1 до 9500 (от 24 до 228000)
Рабочая среда	сырая нефть и свободный нефтяной газ
Характеристики рабочей жидкости (сырая нефть):	
- диапазон рабочей температуры, °С	от 0 до 73
- давление рабочей среды, МПа, не более	4,0

– диапазон объемной доли воды в сырой нефти, % – диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³ – содержание механических примесей в сырой нефти, %, не более – кинематическая вязкость сырой нефти при 20 °С, сСт, не более – объемная доля сероводорода, %, не более	от 0,1 до 100 от 785,0 до 1200 0,5 500 5,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК-УИСН при измерении постоянного тока, мА Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК-УИСН при измерении количества импульсов, %	± 0,01 ± 0,01
Параметры электрического питания: - род тока - напряжение, В - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	переменный 220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50,0 ± 1,0 20
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в блоке технологическом, °С - температура окружающей среды в аппаратном отсеке, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре 15 °С, %, не более - рабочий диапазон атмосферного давления, кПа.	от 5 до 45 от 15 до 25 96 от 84 до 106,7
Габаритные размеры: - длина, мм, не более - ширина, мм, не более - высота, мм, не более	8500 2600 3990
Масса, кг, не более	10 000
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ по функции измерения количества сырой нефти и нефтяного газа, ч, не менее	8800
* При соблюдении требований к диапазонам и погрешностям СИ, входящих в состав конкретной установки, и рассчитанных в соответствии с методикой измерений. Примечание - Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти свыше 95 % определяются в соответствии с аттестованной методикой измерений.	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации методом компьютерной графики и на паспортную табличку методом офсетной печати.

Комплектность средства измерений

Установка для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН (состав установки определяется при заказе)	1 шт.
Комплект ЗИП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экз.
Руководство оператора	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется согласно документу МП 2550-0179-2011 « Установки для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 21 сентября 2011 года.

Основные средства поверки:

Рабочий эталон РЭ ВТ- 6-98, диапазон воспроизведения массового расхода от 0,012 до 320 т/ч, доверительная относительная погрешность определения массы жидкости при доверительной вероятности 0,99 - 0,03 %.

Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА.

Основные метрологические характеристики УПВА:

- диапазон формирования силы тока, мА от 0,5 до 20;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования силы тока, мкА ± 3 ;
- диапазон формирования частоты импульсных последовательностей (канал «F4», канал «N»), Гц от 0,1 до 15000;
- пределы допускаемой относительной погрешности формирования частоты импульсных последовательностей, % $\pm 5 \cdot 10^{-4}$;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов в пачке, имп. ± 2 .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в пункте 6.2 документа «0458.00.00.000-00 РЭ. Установки для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к передвижной установке для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа УИСН

1 ГОСТ 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

2 Техническая документация ООО «ИМС Индастриз».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Выполнение работ и (или) услуг по обеспечению единства измерений, выполнение государственных учетных операций на предприятиях нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и других отраслей промышленности.

Изготовитель

ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»
Адрес: РФ, 236039, г. Калининград, ул. Портовая, 41
тел. (4012) 63-12-47, факс (4012) 47-41-84
e-mail: info@ogsb.ru

Заявитель

ООО «Домодедовский опытный машиностроительный завод»
Адрес: 142005, Московская область,
г. Домодедово, ул. Кирова, 27
тел./факс: (495)788-57-81
e-mail: domz@domz.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
Регистрационный номер в Государственном реестре 30001-10
Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский проспект, 19, e-mail: info@vniim.ru
Тел. (812) 251-76-01, факс (812) 713-01-14

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

«_____» _____ 2012 г.

МП