

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «14» августа 2024 г. № 1899

Регистрационный № 79276-20

Лист № 1  
Всего листов 13

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «МЕРА-ММ.XXX»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.XXX» (далее по тексту – установки) предназначены для циклических и непрерывных измерений расходов и количества компонентов одной или нескольких нефтяных скважин, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла. Допускается применение установок для измерений массы нестабильного газового конденсата и объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, выполняемых для контроля технологических процессов.

#### Описание средства измерений

По принципу действия, установки делятся на две модификации: сепарационные и бессепарационные.

Принцип действия сепарационной модификации установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую фазы с помощью сепаратора и последующим измерением массы и массового расхода жидкости, объема и объемного расхода нефтяного газа.

В сепарационной емкости (далее по тексту – СЕ) установки происходит разделение продукции нефтяных скважин на жидкую и газовую фазы. Массовый расход и масса отделенной в СЕ жидкости в условиях сепарации (при давлении и температуре измерений) измеряется массовыми расходомерами. Объемный расход и объем отделенного в СЕ (свободного) попутного газа в условиях сепарации измеряется объемным или массовым расходомером. Содержание объемной и массовой доли пластовой воды в отделенной в СЕ жидкости измеряется одним из трех методов: прямым методом с применением поточного преобразователя влагосодержания, косвенным методом на основании результатов измерений плотности жидкости, каналом плотности массового расходомера, на основании результатов измерений содержания воды в лаборатории.

Содержание в нефти растворенного попутного газа в условиях измерений, содержание капельной жидкости в свободном попутном нефтяном газе рассчитывается по термодинамической модели, учитывающей свойства продукции скважины, реализованной в программном обеспечении установок.

Массовый расход и масса нефти в составе скважинной жидкости рассчитывается на основании измерений массового расхода и массы жидкости, содержания в жидкости пластовой воды, содержания в нефти растворенного газа и содержания капельной жидкости в свободном попутном газе.

Объемный расход и объем попутного газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитывается на основании измеренных значений объемного расхода и объема свободного попутного нефтяного газа и содержания растворенного попутного газа в нефти.

Принцип действия бессепарационной модификации установок основан на прямом измерении параметров скважинной жидкости, измерение свободного попутного нефтяного газа не производится. Для вычисления массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного газа используются параметры измеряемой среды, определяемые в испытательной лаборатории, на основании пробы, отобранный с помощью пробоотборного устройства, входящего в состав бессепарационной модификации установок и соответствующее ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» или ГОСТ Р 8.880-2015 «ГСИ. Нефть сырья. Отбор проб из трубопровода», и вносимые в устройство обработки информации.

Установки состоят из блока технологического и блока контроля и управления.

Каждый блок представляет собой модульное здание типовой конструкции с размещенным внутри оборудованием. Блоки соединены между собой интерфейсным и силовым кабелем.

В блоке технологическом сепарационной модификации размещены: распределительное устройство; СЕ; расходомер жидкостной; расходомер газовый; первичные измерительные преобразователи температуры, давления с токовым выходом 4 – 20 мА; трубопроводная связь.

В блоке технологическом бессепарационной модификации размещены: распределительное устройство; расходомер жидкостной; первичные измерительные преобразователи температуры, давления с токовым выходом 4 – 20 мА; трубопроводная связь.

Распределительное устройство представляет собой многоходовой кран и служит для подключения выбранной скважины к сепаратору установки.

СЕ представляет собой стальной резервуар, предназначенный для отделения и накопления газа, сбора и отстоя жидкости с последующим отводом их в выпускной коллектор.

Гидравлическая схема блока технологического обеспечивает возможность отбора проб жидкости и газа, а также установки измерительных преобразователей в соответствии с заказом.

Используемые в составе установок для измерения расхода жидкости и газа средства измерений перечислены в таблицах 1 и 2 соответственно, используемые преобразователи влагосодержания приведены в таблице 3, измерительно-вычислительные контроллеры – в таблице 4.

Таблица 1 – Средства измерений расхода жидкости

Наименование	Регистрационный номер
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
Расходомеры-счетчики массовые Optimass	50998-12
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	75394-19
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS	78635-20
Расходомеры массовые (модификации Promass 300 Promass 500)	68358-17
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС-МАСС 260	77657-20
Счетчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС	83825-21
Счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ	80540-20
Счетчики жидкости СКЖ	14189-13
Счетчики количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300	65918-16

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Расходомеры-счетчики массового расхода и массы жидкости ЭРМАСС.НТ	70585-18
Счетчики-расходомеры массовые Метран-360М	89922-23

Таблица 2 – Средства измерений расхода газа

Наименование	Регистрационный номер
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
Расходомеры-счетчики массовые Optimass	50998-12
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-Вихрь 200 ЭВ-200»	42775-14
Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	75394-19
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS	78635-20
Расходомеры массовые (модификации Promass 300 Promass 500)	68358-17
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС-МАСС 260	77657-20
Датчики расхода газа DYMETIC-1223М	77155-19
Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
Расходомеры-счетчики вихревые объемные Yewflo DY	17675-09
Счетчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС	83825-21
Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)	73894-19
Расходомеры-счетчики «ВС-12 ППД»	85350-22
Расходомеры-счетчики «Вега-Соник ВС-12»	68468-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.М	70119-18
Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»	86309-22
Счетчики-расходомеры массовые Метран-360М	89922-23

Таблица 3 – Средства измерений содержания доли воды

Наименование	Регистрационный номер
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye®	47355-11
Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
Влагомеры сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14
Влагомеры поточные L и F	56767-14
Влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН	78321-20
Измерители обводнённости и газосодержания нефте-газо-водяного потока ВГИ-1	84473-22
Влагомеры поточные ВСН-АТ	86284-22

В случае отсутствия в составе установки поточного влагомера влагосодержание рабочей среды определяется по результатам анализа ее пробы в лаборатории.

Установка позволяет косвенным методом выполнять измерения среднего массового расхода и массы скважинной жидкости без учета воды.

Для измерения температуры рабочей среды используются преобразователи температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более  $\pm 0,5$  °C.

Для измерения давления рабочей среды используются преобразователи давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,25$  %.

В блоке контроля и управления размещены:

–устройство обработки информации реализует функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;

– силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

Блок контроля и управления не является обязательным компонентом, оборудование может быть размещено в блоке автоматики и связи (проектируется в составе производственного объекта – куста скважин).

В составе блока контроля и управления могут быть применены следующие измерительные контроллеры.

Таблица 4 – Измерительно-вычислительные контроллеры

Наименование	Регистрационный номер
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	50107-12
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5209, 5232, 5305	56993-14
Контроллеры SCADAPack 530E и 535E	64980-16
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357, (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET-200	22734-11
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200	66213-16
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200	63339-16
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP/SP HA	74165-19
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator	17444-11
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix	42664-09
Контроллеры программируемые DL05, DL06, DL105, DL205, DL405	17444-08
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
Контроллеры программируемые логические REGUL R100	81808-21
Контроллеры программируемые логические REGUL RX00	63776-16
Контроллеры логические программируемые ПЛК 200	84822-22
Модули аналогового ввода MB210-101	76920-19
Контроллеры программируемые логические MKLogic-500	65683-16
Контроллеры программируемые логические MKLogic200	67996-17
Контроллеры измерительные K15	75449-19

Наименование	Регистрационный номер
Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16
Контроллеры программируемые ЭЛСИ-ТМК	62545-15
Контроллеры программируемые логические и модули удаленного ввода-вывода Элсима	74628-19
Контроллеры программируемые логические НК	70915-18
Устройства программного управления «TREI-5В»	31404-08
Контроллеры SCADAPack	86492-22
Модули программируемых логических контроллеров СК	89254-23

Пример записи обозначения установки приведен ниже:

УИ Мера-ММ.XXX 1 -2 -100 14 -400/1 -20000/1 -2 -П1 XXX  
 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

1 – наименование установки;

2 – исполнение установки: XXX – специальное исполнение;

3 – модификация установки по принципу действия:

1 – сепарационная, с применением счетчика-расходомера массового;

2 – бессепарационная, с применением счетчика количества жидкости;

4 – режим работы емкости сепарационной при ее наличии:

1 – измерение в режиме периодического (циклического) опорожнения емкости сепарационной с фиксированием моментов времени окончания опорожнения;

2 – измерение в режиме периодического (циклического) опорожнения емкости сепарационной или в режиме поддержания заданного уровня в емкости сепарационной, в зависимости от расхода жидкости, с фиксированием моментов времени достижения заданных уровней жидкости в емкости сепарационной;

5 – максимальное рабочее давление 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>);

6 – количество входных трубопроводов подключаемых к установке скважин (от 1 до 14 шт.);

7 – максимальный массовый расход жидкости, т/сут/примененный расходомер жидкости;

8 – максимальный объёмный расход свободного нефтяного или горючего природного газа, приведенный к стандартным условиям (м<sup>3</sup>/сут)/примененный расходомер газа. При отсутствии расходомера газа не указывается;

9 – условное обозначение примененного влагомера. При отсутствии влагомера не указывается;

10 – указывается при наличии внутреннего антикоррозийного покрытия элементов установки:

П1 – покрытие всех элементов установки;

П2 – покрытие переключателя скважин многоходового и емкости сепарационной;

П3 – покрытие переключателя скважин многоходового;

П4 – покрытие емкости сепарационной.

11 – резервные ячейки.

Общий вид установки приведен на рисунках 1, 2 и 3.

Примечание – Установки измерительные «МЕРА-ММ.XXX», выпущенные ранее и не имеющие обозначения модификации, относятся к модификации установок, работающих по сепарационному принципу действия.



Рисунок 1 – Установка измерительная «Мера-ММ.XXX».  
Общий вид. Место нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Установка измерительная «МЕРА-ММ.XXX».  
Общий вид. Блок технологический сепарационный.



Рисунок 3 – Установка измерительная «МЕРА-ММ.ХХХ».  
Общий вид. Блок технологический бессепарационный.

Заводской номер установок наносится на таблички ударным способом, обеспечивающим сохранность на весь период эксплуатации, которые крепятся на боковой стенке. Формат нанесения заводского номера - цифровой. Пломбирование установок не предусмотрено. Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. Встроенное ПО контроллеров, влияющее на метрологические характеристики установок, хранится в энергонезависимой (flash) памяти контроллеров, обеспечивает общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. После включения электропитания установок происходит автоматическая инициализация контроллера в режиме исполнения. Встроенное ПО контроллеров устанавливается на заводе-изготовителе контроллеров и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров. Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	B&R x20	ScadaPack 32	ScadaPack 330/334	ScadaPack 350/357	ScadaPack 474
Идентификационное наименование ПО	XXX.BRx20.001	XXX.SP032.001	XXX.SP33x.001	XXX.SP35x.001	XXX.SP47x.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	AE22	AD22	BD22	BE22	BC22
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	8B1B6A9C	601B13AA	5E1DC3D3	3C68F1A5	C62F180B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	ScadaPack 575	ScadaPack 530E/535E	Siemens Simatic ET200SP	Siemens Simatic S7-300	Siemens Simatic S7-1200
Идентификационное наименование ПО	XXX.SP57x.001	XXX.SP53x.001	XXX.ET200SP.001	XXX.SM300.001	XXX.SM1200.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	DA22	DF22	DB22	DC22	DD22
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	F56A370C	426A580B	736FDD56	0D55542C	DB2C8F96
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	Siemens Simatic S7-1500	DirectLogic DL205	Rockwell Automation Logix	ОВЕН ПЛК210-04	REGUL RX00
Идентификационное наименование ПО	XXX.SM1500.001	XXX.DL260.001	XXX.Logix.001	XXX.OWEN21 0.001	XXX.RX00.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	DE22	EA22	FF22	AA22	BF22
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	86784E9C	21B68CB3	FBDAC1FD	EF3D5C56	E10F8F5D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	REGUL R100	MKLogic200	MKLogic500	K15.CPU.H7 (AT Technologies )	TREI-5B
Идентификационное наименование ПО	XXX.R100.001	XXX.MKL200.001	XXX.MKL500.001	XXX.K15H7.001	XXX.TREI5B.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	BA22	CA22	CB22	CD22	AC22
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	47E1EE90	B0ED9A2D	7B348153	CD6FEEF2	C74BD3B6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	Элсима	Элси-ТМК	АБАК	НК-51	СК (АО «Сибком»)
Идентификационное наименование ПО	XXX.Elsy MA.001	XXX.ElsyTMK. 001	XXX.ABAK. 001	XXX.NK51. 001	XXX.CK.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	AB22	AF22	BB22	CC22	CE22
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	CBF43926	F7282394	218E2650	266E7234	212FBFBC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Нормирование метрологических характеристик установок проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью установок.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,042 до 83,3 (от 1 до 2000)
Диапазон измерений объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут)	от 2 до 62500 (от 50 до 1500000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %: - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа·с;	$\pm 2,5$
- при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более;	$\pm 10,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нестабильного газового конденсата, %	$\pm 2,5$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (без учета воды и попутного газа) при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), %	
От 0 до 70 %	± 6,0
Св. 70 до 95 %	± 15,0
Св. 95 %	согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа горючего природного, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0*
* – Для бессепарационной модификации установок погрешности измерений объема и объемного расхода газа не определяются.	

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	Продукция нефтяных скважин
Параметры измеряемой среды:	
-давление, МПа	от 0,2 до 10,0*
-температура, °C	от минус 30** до плюс 100
-кинематическая вязкость жидкости, мм <sup>2</sup> /с	от 1 до 2500***
-плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 690 до 1320
-максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т, не более	1000****
-объемная доля воды в скважинной жидкости, %	до 100
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14*****
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> /380 <sup>+38</sup> <sub>-57</sub>
-- частота переменного тока, Гц	(50 ± 1)
- потребляемая мощность, кВ·А, не более	30
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	
- блока технологического	12360×3250×3960
- блока контроля и управления	6000×3250×3960
Масса, кг, не более:	
- блока технологического	30000
- блока контроля и управления	10000
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	10
Наработка на отказ, ч, не менее	5000
Наработка до метрологического отказа, ч, не менее	72000

\* – Рабочее давление подбирается из стандартного ряда 4,0; 6,3; 10,0 МПа.

\*\* – При условии не замерзания воды в рабочих условиях скважинной жидкости.

\*\*\* – При сохранении текучести.

\*\*\*\* – При применении счетчика количества жидкости минимальное и максимальное допустимое содержание объемной доли свободного газа в составе нефтегазоводяной смеси, от 2 до 50 % (95 % по заказу).

\*\*\*\*\* – При применении ПСМ, при применении трехходовых кранов, возможно большее количество подключений.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом, на таблички блока технологического, блока контроля и управления – ударным способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность поставки соответствует таблице 8.

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «МЕРА-ММ.ХХХ»	–	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	–	1 компл.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя.		

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением измерительных установок «МЕРА-ММ.ХХХ» АО «ГМС Нефтемаш», (Свидетельство об аттестации методики измерений RA.RU.313391/10909-23 от 28.09.2023 г., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46784).

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, п. 6.2.1, п. 6.5);

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (п. 6.2);

ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «МЕРА-ММ». Технические условия.

### **Изготовитель**

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)  
ИНН 7204002810

Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, д. 44  
Тел. (3452) 79-19-30,  
Факс (3452) 79-19-30;  
E-mail: girs@hms-neftemash.ru

**Испытательный центр**

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»)

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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