



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.C.29.004.A № 48453**

**Срок действия до 22 октября 2017 г.**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ  
**Установки измерительные "Спутник-Массомер НТ"**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ  
**Общество с ограниченной ответственностью инженерно-производственное  
предприятие "Новые Технологии" (ООО ИПП "Новые Технологии"), г. Уфа**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **51492-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ  
**3667-007-77852729-2011 МП**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **2 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **22 октября 2012 г. № 869**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 007011

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ» предназначены для измерений массового расхода и массы сырой нефти (далее жидкости), измерения массового расхода и массы нефти, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при добыче из нефтяных скважин.

#### Описание средства измерений

Установки измерительные состоят из аппаратного и технологического блоков.

В состав аппаратного блока входят силовой шкаф, приборы преобразователей параметров, блок измерений и обработки информации (далее БИОИ).

В состав технологического блока входят средства измерений (далее СИ) массы и массового расхода жидкости, объема и объемного расхода газа, датчики давления, температуры, загазованности, пожарной сигнализации, защиты от несанкционированного доступа, один или несколько нефтегазовых сепараторов, переключающие и регулирующие устройства, трубопроводы с запорной и регулирующей арматурой.

Установки измеряют массу и массовый расход жидкости, объем и объемный расход газа в стандартных условиях, массу и массовый расход нефти в автоматическом режиме с учетом:

- введенных в программу БИОИ значений плотности воды и нефти, измеренных стандартизованными методами в лабораторных условиях,
- поправок на давление и температуру рабочей среды,
- газосодержания рабочей среды.

Конструкция измерительных установок предусматривает четыре исполнения в зависимости от комплектации установки:

- 1 – с массовым счетчиком-расходомером на жидкостной линии;
- 2 – с массовым счетчиком-расходомером на жидкостной линии и поточным влагомером;
- 3 – с массовыми счетчиками-расходомерами на жидкостной и газовой линиях и поточным влагомером;
- 4 – с массовым счетчиком-расходомером жидкости и газа на общей жидкостной (газовой) линии и двумя сепараторами.

Внешний вид технологического блока «Спутника -Массомер НТ» представлен на рис. 1.  
Внутренний вид технологического блока в исполнениях 1 - 3 показан на рис. 2.



Рис. 1 Внешний вид технологического блока



Рис. 2 Внутренний вид технологического блока в исполнениях 1 - 3

Принцип действия установки основан на измерении массового расхода фракций сырой нефти, которые получают в установке путем сепарации.

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к измерительной установке, поступает в переключатель скважин. Переключатель направляет продукцию одной из скважин в сепаратор, а продукцию остальных скважин - в общий коллектор.

В сепарационной емкости газ отделяется от жидкости и поступает в верхнюю часть сепаратора, а затем, пройдя каплеотбойник, через открытую заслонку и счетчик газа уходит в общий коллектор. Жидкость стекает по полкам в нижний цилиндр сепаратора и накапливается в нем. По мере слива жидкости из сепаратора уровень ее падает, и поплавков открывает заслонку, направляя газ через счетчик в общий коллектор.

По мере роста уровня жидкости поплавков через систему рычагов прикрывает заслонку. При достижении перепада давления величины, достаточной для преодоления усилия (в пределах 0,08 – 0,12 МПа), клапан открывается и жидкость под избыточным давлением через массовый счетчик-расходомер жидкости, установленный на жидкостном трубопроводе, начинает интенсивно поступать в общий коллектор

Внутренний вид технологического блока измерительных установок «Спутник-Массомер НТ» в исполнении 4 представлен на рис.3.



Рис. 3

Внутренний вид технологического блока «Спутник-Массомер НТ» в исполнении 4

В исполнении 4 применяются два сепаратора, второй сепаратор расположен вертикально, он дополнительно разделяет жидкую и газовую среду. Во втором сепараторе накапливаются и отстаиваются слои жидкостей сверху вниз: нефти, эмульсии (нефти со взвешенными в ней каплями газа), воды. Газ и слои жидкости через систему гидрозатворов, установленных в нем на различных уровнях по высоте, попеременно сливаются через выходной газожидкостный затвор в общий коллектор. Для измерения расхода разных фаз применяется один и тот же массовый расходомер-счетчик, установленный на выходном газожидкостном трубопроводе. Система гидрозатворов второго сепаратора попеременно переключает на измерение расход нефти, воды, эмульсии и газа.

Входящие в состав измерительных установок СИ и их метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные каналы установок «Спутник-Массомер НТ»

Наименование измеряемой физической величины	Наименование, тип СИ, (№ Госреестра СИ)	Диапазон измерения	Пределы допускаемых погрешностей при измерениях
1	2	3	4
Масса и расход сырой нефти	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (№ 13425-06)	от 250 до 3500 кг/ч, от 3500 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
	Счетчик-расходомер массовый ROTAMASS (№ 27054-09)	от 250 до 3500 кг/ч, от 3500 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
	Расходомер массовый Promass (№ 15201-11)	от 250 до 3500 кг/ч, от 3500 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
	Счетчик жидкости массовый MACK (№ 12182-09)	от 2000 до 6000 кг/ч, от 6000 до 40000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.

1	2	3	4
Плотность сырой нефти	Они же	от 700 до 1200 кг/м <sup>3</sup>	± 2 кг/м <sup>3</sup>
Масса и расход нефтяного газа	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (№ 13425-06)	от 250 до 3500 кг/ч, от 3500 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
	Счетчик-расходомер массовый ROTAMASS(№ 27054-09)	от 250 до 3500 кг/ч, от 3500 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
	Расходомер массовый Promass (№ 15201-11)	от 250 до 3500 кг/ч, от 3500 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
	Счетчик жидкости массовый MACK (№ 12182-09)	от 400 до 2000 кг/ч, от 2000 до 7000 кг/ч	± 1,0 отн. ± 0,5% отн.
Содержание нефти в водо-нефтяной смеси	Влагомер сырой нефти ВОЕСН «Аквасенс» (№ 32180-11)	от 100 до 30 % объема от 30 до 5 % объема от 5 до 2 % объема	± 4 % отн. ± 10 % отн. ± 18 % отн.
Содержание воды в водо-нефтяной смеси	Влагомер сырой нефти ВОЕСН Аквасенс» (№ 32180-11)	от 0,1 до 70 % объема от 70 до 100 % объема	± 1 % абс. ± 1,5 % абс.
Температура газа	Термопреобразователь типа ТСПУ Метран 276 (№ 21968-11)	от 0 до 100 ° С	± 0,25%
Давление газа	Датчик абсолютного давления 415 ДА-Вн ( № 36555-07)	от 0 до 4,0 МПа	± 0,5%
Давление сырой нефти (жидкости)	Датчик избыточного давления 415 ДИ-Вн (№ 36555-07)	от 0 до 4,0 МПа	± 0,5%
Ток преобразователей	Преобразователи измерительные контроллеры программируемые I-7000, I-8000, M-7000 (№ 20993-06); Модули контроллерные серии МК-400 (№ 24642-03)	от 4 до 20 мА	± 0,5 привед.

В таблице 2 перечислены средства обработки результатов измерений  
Таблица 2 - Средства обработки результатов измерений

Операции обработки	Наименование, тип СИ, (№ Госреестра СИ)
Обработка результатов прямых измерений, передача и хранение результатов измерений	Промышленный контроллер типа Fasmel CRW 188-5
	Промышленный контроллер типа SKADA Pack (№ 16856-08)
	Преобразователи измерительные контроллеры программируемые I-7000, I-8000, M-7000 (№ 20993-06)
	Модули контроллерные серии МК-400 (№ 24642-03)
	Контроллеры измерительные АТ -8000 ( № 42676-09);
	Контроллеры программируемые ControlLogix 1756, CompactLogix 1769 (№ 42664-09)
	Контроллеры измерительные R-AT-MM Argosi ( № 43692-10);
	Комплекс программно-технический «Мега» (№ 48782-11)
	Контроллеры измерительные DirectLOGIC(№ 17444-11)
	Станция СТК Z*181.62 на основе персонального компьютера (ПК)

### Программное обеспечение

Программное обеспечение программно-технического комплекса «Мега» разделено на две части: встроенное программное обеспечение (ВПО) контроллеров «Мега» и внешнее, устанавливаемое на ПК.

ВПО контроллеров «Мега» устанавливается в энергонезависимую память контроллера. Текущие значения идентификационных признаков конкретного экземпляра контроллера устанавливаются в процессе первичной поверки ПТК «Мега». ВПО «Мега» состоит из следующих частей:

ПО «Ротор» - программа опроса контроллеров, которая:

- последовательно опрашивает контроллеры в фоновом циклическом режиме;

- предоставляет возможность изменения списка опрашиваемых контроллеров, списка запрашиваемых из них данных и списка выполняемых команд;
- выполняет маршрутизацию передаваемых пакетов;
- ведет статистику качества связи с контроллерами;
- передает данные в контроллер для управления технологическим объектом;
- создает и ведет базу данных контроллеров.

ПО «ОРС-сервер» контроллеров «Мега» - программа, получающая данные от ПО «Ротор», выполняет необходимые преобразования и предоставляет эти данные по ОРС-стандарту клиентам.

Посредством ПО собираются данные с массовых счетчиков-расходомеров, преобразователей давления, температуры, архивируется информация, формируются отчеты и отображаются результаты измерений. Интерфейс пользователя не допускает внесения каких либо изменений, влияющих на ПО.

Ведутся архивы часовых и суточных интегральных и средних значений параметров. ПО обеспечивает защиту параметров (уставок), влияющих на измерения паролями в соответствии с правами доступа. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Идентификационные данные ПО ПТК «Мега» приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ПТК «Мега»

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 «Ротор»	Цикломашина опроса «Ротор»	См. примечание	См. примечание	md5
ПО «Мега ОРС-сервер»	Mega OPCDA Server	См. примечание	См. примечание	

Программное обеспечение (ПО) измерительной установки «Спутник-Массомер НТ-4» представляет собой исполняемый файл UIDS\_xVu.exe, где x, y – номер версии и подверсии ПО; файл находится на несъемном диске контроллера и работает в операционной системе FreeDOS на станции СТК Z181.62.

Таблица 3 - Идентификационные данные файла UIDS.

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
Файл UIDS	UIDS + код версии	См. примечание	См. примечание	md5

Примечание. Код версии зависит от комплектации установки и записывается в ее паспорте.

Программы контроллеров записаны в энергонезависимой памяти и защищены от искажений пломбированием контроллеров.

ПО «Мега» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Уровень защиты программного обеспечения, используемого в установке, от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики измерительных установок приведены в табл. 4.

Таблица 4 - Метрологические и технические характеристики

Измеряемая величина	Значение характеристики
Давление рабочей среды, МПа	от 0,5 до 4,0
Температура рабочей среды, °С	от 5 до 60
Плотность водонефтяной смеси, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 1200
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 900
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	от 1000 до 1200
Объёмная доля пластовой воды в сырой нефти, %	от 0 до 95
Наибольшее значение среднесуточного массового расхода жидкости (наибольшая пропускная способность) в зависимости от комплектации измерительной установки, т/сут	400,750, 1000, 1500, 2000
Максимальное значение содержания газа в нефти (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т в стандартных условиях	150
<b>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений</b>	
массы и массового расхода обезвоженной нефти по поддиапазнам значений объёмного содержания пластовой воды в сырой нефти: - до 70% - от 70 % до 95 %, объёма попутного газа в стандартных условиях	± 6 % ± 15 % ± 5 %
<b>Пределы допускаемой относительной погрешности БИОИ, %</b>	
при измерениях унифицированных токовых сигналов	± 0,5
при измерениях интервалов времени	± 0,15
при измерениях числа импульсов	± 0,15
Количество подключаемых скважин в зависимости от комплектации измерительной установки	от 1 до 14
Напряжение питания, В	380/220 (+10 % –15%)
Частота питания, Гц	50
Потребляемая мощность, кВт·А	20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	34500
Срок службы, лет, не менее	8

**Знак утверждения типа** наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографическим способом и на шильдике измерительной установки.

### Комплектность

Таблица 3 - Комплект поставки установки измерительной «Спутник-Массомер НТ»:

Наименование	Количество
Установка измерительная «Спутник-Массомер НТ »	1
Руководство по эксплуатации 3667-007-77852729-2011РЭ	1
Паспорт	1
Инструкция «Измерительная установка «Спутник-Массомер НТ ». Методика поверки. МП 3667-007-77852729-2011.	1

### Поверка

осуществляется в соответствии с инструкцией «Измерительные установки «Спутник-Массомер-НТ». Методика поверки 3667-007-77852729-2011 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 10 февраля 2012 г.

Основные средства поверки:

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.

Частотомер электронно-счетный ЧЗ-38 ЕЭ 2.721.087ТУ. Диапазон измерений интервалов времени 0,000001...10000 с. Пределы допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени  $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$  %.

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

Методика измерений «Масса сырой нефти и объем попутного газа. Методика измерений, выполняемых измерительными установками «Спутник-Массомер НТ» находится в составе документа «Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ». Руководство по эксплуатации. 3667-007-77852729-2011 РЭ».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «Спутник-Массомер НТ»**

1 ГОСТ Р 8.615-2005. ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2 ГОСТ 8.510-2002.ГСОЕИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема газа и массы жидкости.

3 Установки измерительные «Спутник-Массомер-НТ». Технические условия ТУ 3667-007-77852729-2011.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью инженерно-производственное предприятие «Новые Технологии» (ООО ИПП «Новые Технологии»),  
450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, а/я 71, тел/факс (347)223-26-85, 274-08-34,  
e-mail: [nt@tech-new.ru](mailto:nt@tech-new.ru), <http://www.tech-new.ru>.

### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС».

Регистрационный номер 30004-08

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46,

тел. (495) 437-55-77, факс (495) 437-56-66, e-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru).

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.