



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.141.A № 47139

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО  
"Булгарнефть" при Первомайском товарном парке НГДУ "Прикамнефть"  
ОАО "Татнефть"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "ИТОМ", г.Ижевск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50340-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50340-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 09 июля 2012 г. № 483

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 005500

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учётно-расчетных операциях между ОАО «Булгарнефть» и НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть».

### Описание средства измерений

Измерение массы сырой нефти проводится прямым методом динамических измерений.

Конструктивно СИКНС состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерения параметров нефти сырой (БИК) и системы обработки информации (СОИ) и изготовлена из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного производства. Перед входным коллектором БИЛ установлен влагомер сырой нефти ВСН-2-ПП-100.

Блок измерительных линий состоит из одной рабочей и одной резервно-контрольной измерительных линий. В измерительных линиях установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300 ( № 13425-06);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран – 276МП ( № 21968-06);
- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP41 ( № 23360-02);
- датчик давления Метран-22-Ех ДД (дифференциальный) ( № 17896-05) Манометр для точных измерений типа МТИ ( № 1844-63);
- датчик давления Метран-22-Ех ( № 17896-05);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 ( № 303-91).

На выходном коллекторе БИЛ установлены преобразователи давления и температуры с токовым выходными сигналами, манометр, термометр. После выходного коллектора БИЛ установлено пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-85.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш-40 ( № 26776-08);
- влагомер сырой нефти ВСН-2-ПП-100 ( № 24604-03);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 ( № 14557-05);
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;
- автоматическое и ручное пробоотборные устройства по ГОСТ 2517-85

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят два комплекса измерительно-вычислительных «Октопус-Л» (Госреестр № 43239-09) (рабочий и резервный) и автоматизированное рабочее место оператора «Rate АРМ оператора УУН».

Принцип действия СИКНС состоит в следующем. Сырая нефть поступает во входной коллектор БИЛ. В БИЛ сырая нефть из входного коллектора проходит через рабочую или резервно-контрольную измерительные линии, где проводится измерение массы сырой нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. Часть сырой нефти через пробозаборное устройство, установленное на выходном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества сырой нефти, где проводится отбор пробы сырой нефти с помощью автоматического пробоотборника. Результаты измерений массы, температуры, давления сырой нефти в виде электрических сигнала-

лов поступают в систему обработки информации. В системе обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса нетто сырой нефти рассчитывается как разность массы сырой нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей). Массовая доля воды в сырой нефти измеряется автоматически с помощью поточного влагомера УДВН-1пмЗ, либо в химико-аналитической лаборатории по объединенной пробе и вводится в СОИ вручную, массовые доли хлористых солей и механических примесей определяются в химико-аналитической лаборатории по объединенной пробе и вводятся в СОИ вручную. Влагомер сырой нефти ВСН-2-ПП-100 является индикатором влагосодержания сырой нефти и в вычислении массы нетто сырой нефти не участвует.

При контроле метрологических характеристик массовых расходомеров, установленных в рабочей и резервно-контрольной измерительных линиях, сырая нефть дополнительно проходит через подключаемую передвижную поверочную установку. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знаков поверки, в виде оттисков поверительных клейм или наклеек, на средства измерений, входящих в состав СИКНС, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме массы сырой нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров сырой нефти: температуры, давления;
- поверку и контроль метрологических характеристик массовых расходомеров по передвижной поверочной установке по ГОСТ 8.510-2002;
- контроль метрологических характеристик рабочего массового расходомера по резервно-контрольному;
- автоматический отбор проб сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов за разные периоды времени, протоколов, актов приема-сдачи сырой нефти, паспортов качества сырой нефти.
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах);
- ввод результатов лабораторных анализов.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКНС содержит средства обнаружения, обозначения и устранения сбоев и искажений, которые нарушают целостность результатов измерений. Метрологически значимое ПО СИКНС защищено от случайных или непреднамеренных изменений, имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений массы сырой нефти комплекса измерительно-вычислительного «Октопус-Л» аттестованы (свидетельство № 68209-04 от 18.08.2004 г. ФГУП ВНИИР).

Алгоритм вычислений и программа обработки результатов измерений автоматизированного рабочего места «Rate АРМ оператора УУН» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации № 341014-07 от 23.03.2007г., ФГУП ВНИИР).

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО):

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ «Rate АРМ оператора ОУН» РУУН 2-07 АВ	1.0.1.1	-	-

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	17 ÷ 45
Диапазон измерений температуры, °С	+5 ÷ +45
Диапазон измерений давления, МПа	0,3 ÷ 4,0
Диапазон измерений объемной доли воды СИКНС, %, не более	10,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды при измерении влагомером нефти типа УДВН-1пмЗ, %	±(0,15+0,01·φ <sub>в</sub> <sup>*</sup> )
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	±1,0
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, °С	
- блок измерительных линий	от -35 до +37
- блок контроля качества	от + 5 до +37
- блок обработки информации	от +15 до +25

\* φ<sub>в</sub> - значение объемной доли воды в сырой нефти, измеренное ПВ УДВН-1пмЗ, %.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Наименование	Кол. (шт.)
Единичный экземпляр СИКНС в составе согласно инструкции по эксплуатации	1
Методика поверки	1
Инструкция по эксплуатации	1

### Поверка

осуществляется по Инструкции МП 50340-12 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть». Методика поверки», утв. 15.12.2010г. ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

Основное поверочное оборудование:

- передвижная поверочная установка 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение другого поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Выполнение измерений массы сырой нефти производят в соответствии с методикой измерений регламентированной в документе МН 100-2010 «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть», аттестованной ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика», ФР 1.29.2011.09676.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть»**

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель:**

ЗАО «ИМС Инжиниринг»  
117312, г. Москва, ул. Вавилова, строение 47а.  
тел. (495) 775-77-25  
факс (495) 221-10-51

**Заявитель:**

ООО «Стройуниверсалсервис»  
423450, РФ, РТ, г. Альметьевск,  
ул. Кирова, д. 13а  
т./ф. (8553) 45-27-37, 40-51-30

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.  
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;  
Тел/факс: (843) 295-30-46; 295-30-47; 295-30-96;  
E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru), [www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.