



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 48361**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 626**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 518/2012**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ООО "ИМС Индастриз", г. Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51430-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 51430-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год**

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

№ 007024

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 626

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 626 (далее – система) предназначена для:

- измерений массы брутто нефти прямым методом динамических измерений;
- измерений технологических и качественных параметров нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений, при компаундировании нефтью Тэбукской группы ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и при проведении учетных операций по сдаче нефти ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в систему магистральных нефтепроводов ОАО «СМН» (ОАО «АК «Транснефть») на УКСН ПСП «Ухта».

#### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованной из компонентов серийного отечественного и импортного производства, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), стационарной трубопоршневой поверочной установки, места для подключения передвижной поверочной установки, системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из трех (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы (массового расхода) нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 45115-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- установка поверочная стационарная трубопоршневая Прувер С-280-40-0,05 (далее – ТПУ), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 23465-02;
- расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР», тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 28363-04;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- датчики температуры 644, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-08.
- преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 37667-08

В систему обработки информации (СОИ) системы входят:

- измерительно-вычислительный комплекс «ОСТОПУС-L» («ОКТОПУС-Л»), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 43239-09, свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации программного обеспечения № 11504-12 от 06.07.2012;

- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы на базе программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011;

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ 1216, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 и № 3, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, вязкости и плотности нефти;

- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- автоматизированное измерение объемной доли воды;

- автоматизированное измерение плотности нефти;

- автоматизированное измерение вязкости нефти;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих СРМ с применением контрольного СРМ;

- проведение поверки и КМХ СРМ с применением ТПУ и преобразователя плотности;

- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение (ПО)** системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО измерительно-вычислительный комплекс «ОСТОПУС-L» («ОКТОПУС-Л»)	Formula.o	6.05	DFA87DAC	CRC32
ПО «RATE АРМ оператора УУН»	«Rate АРМ оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ-оператора системы управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Расход измеряемой среды, т/ч	От 40 до 100
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 870,8 до 937,1
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 110 до 600
Диапазон измерений давления, МПа	От 0,1 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	От плюс 40 до плюс 70
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание свободного газа, %	Не допускается
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	± 0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления измеряемой среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Средний срок службы системы, лет, не менее	10

### Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

– система измерений количества и показателей качества нефти № 626, 1 шт., заводской № 518/2012;

- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 626. Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется в соответствии с инструкцией МП 51430-12 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 626», утвержденной ФГУП ВНИИР 5 июля 2012 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная стационарная трубопоршневая Прувер С-280-40-0,05 (далее – стационарная ТПУ), с верхним пределом диапазона измерений 280 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05$  %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.;
- установка пикнометрическая ООО «ИМС Индастриз» с диапазоном измерений от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,10$  кг/м<sup>3</sup>;
- вискозиметр Штабингера SVM 3000, пределы допускаемой относительной погрешности измерений вязкости в диапазоне от 0,2 до 3 мПа·с составляет 0,5 %, от 3 до 10000 мПа·с – 0,5 %, в диапазоне свыше 10000 мПа·с – 1,0 %;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 24 °С до плюс 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон измерений от 0 до 20,6 МПа, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;
- влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды  $\pm 0,03$  %.

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

Методика измерений приведена в «ГСИ. Масса нефти. Система измерений количества и показателей качества нефти № 626 Ярегского месторождения, поступающей на УКСН ПСП «Ухта» для компаундирования нефтью Тэбукской группы ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2008/107014-12, зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номер ФР.1.29.2012.12465.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 626:**

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 626. Методика поверки».
3. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** – осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «ИМС Индастриз»

Адрес местонахождения: 105568, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д.47А

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП ВНИИР)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org)

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.