

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти  
«Основная схема учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «Основная схема учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ОАО «Верхневолжскнефтепровод» и ЗАО «Рязанская НПК».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью преобразователей расхода жидкости, поточных преобразователей плотности жидкости, преобразователей температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий, блока фильтров, системы сбора и обработки информации, системы дренажа, блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), стационарной поверочной установки, узла регулирования расхода и давления, узла отбора проб, узла подключения передвижной поверочной установки.

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 измерительных каналов объема (объемного расхода) нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, объемного расхода нефти в БИК и системы сбора и обработки информации, в которые входят средства измерений, указанные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под №
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – преобразователи расхода)	16128-10
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Датчики давления Метран - 150	32854-09
Преобразователь плотности измерительный модели 7835	15644-96
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Преобразователь плотности и вязкости измерительный модели 7827	15642-96

Окончание таблицы 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под №
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-01
Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7951	15645-96
Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7951	15645-01
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Расходомер жидкости ультразвуковой «Fluxus»	29099-05
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011)	38623-11
Блоки обработки данных «VEGA-03»	20498-00
Контроллеры программируемые Simatic S7-400	15773-11

Для поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода применяют установку поверочную трубопоршневую двунаправленную ВНР-1900 «Вэдьэпсер» (Венгрия) II-го разряда, заводской номер 80799, аттестат испытания №6256/1980.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллер измерительный FloBoss S600+, основное и резервное автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора (свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации алгоритмов и программы обработки результатов измерений № 225014-12 от 11.09.2012) 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 (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Операционная система FloBoss модели S600+ (рабочий и резервный)	LinuxBinary.app	06.09e/09e	0259	CRC 16
АРМ оператора БИЛ СИКН № 437 «ГКС РАСХОД НТ БИЛ» (основное и резервное)	mass_netto.pas	-	7673463c	CRC 32

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 дисплее контроллера измерительного FloBoss S600+ и дисплее компьютера АРМ оператора. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по метрологически значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения 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 3.

Т а б л и ц а 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 409 до 3944
Количество измерительных линий, шт.	3
Диапазон измерений плотности, кг/м <sup>3</sup>	От 865,5 до 885,5

Диапазон измерений кинематической вязкости, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 14 до 36
Диапазон измерений давления в системе, МПа	От 0,2 до 0,6
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	От плюс 3,8 до плюс 18,7
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто измеряемой среды, %	± 0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности системы при измерении вязкости измеряемой среды, %	± 1,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении давления измеряемой среды, %	± 0,5
Режим работы	Непрерывный
Средний срок службы системы, не менее	10 лет
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока	380 В, трехфазное, 50 Гц 280 В, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 41 до плюс 38
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, не менее	Плюс 15
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 30 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 55 до 98
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106,7

### Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти «Основная схема учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ», заводской № 437, 1 шт.;
- инструкция по эксплуатации основной схемы учета (ОСУ) системы измерений количества и показателей качества (СИКН) нефти № 437, 1 экз.;
- руководство пользователя АРМ оператора, 1 экз.;

- документ МП 0030-14-2012 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти «Основная схема учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ». Методика поверки», 1 экз.;
- паспорт, 1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 0030-14-2012 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти «Основная схема учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 06 декабря 2012.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ВНР-1900 «Вэдьэпсер» (Венгрия) II-го разряда диапазон расхода измеряемой среды от 190 до 1900 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1$ ;
- калибратор температуры модели АТС 157 В с внешним эталонным датчиком STS100 А901, диапазон воспроизводимых температур от минус 45 °С до 155 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,10$  кг/м<sup>3</sup>;
- многофункциональный калибратор давления МС5-R-IS, диапазон измерений избыточного давления от 0 до 10 МПа, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm (0,015 \% \text{ ИВ} + 0,01 \% \text{ ВПИ})$ ;
- 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.

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

Для измерения массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений, изложенный в документе МИ 0520-2012 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2008/208014-12 от 31.08.2012, код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012. 13321).

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти «Узел резервной схемы учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ»**

1. ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости»;
2. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»;
3. Техническая документация общества с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «ГКС».

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

- осуществление торговли.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «ГКС»

Юридический адрес: 420107, РТ, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Фактический и почтовый адрес: 420111, РТ, г. Казань, ул. Московская, д. 35

Тел (843) 221-70-00, факс (843) 221-70-01

**Испытательный центр**

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

Адрес: Россия, РТ, 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)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

М.п.