

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 428. Резервная схема учета

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 428. Резервная схема учета (далее – система) предназначена для измерений массы нефти, поступающей по магистральному нефтепроводу «Салават-Орск», при проведении учетных операций между сдающей стороной АО «Транснефть-Урал» и принимающей стороной ОАО «Орскнефтеоргсинтез».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью ультразвукового преобразователя расхода. Выходные электрические сигналы с ультразвукового преобразователя расхода 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, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из измерительной линии, блока измерений показателей качества нефти, системы обработки информации и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из одного рабочего измерительного канала объема нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомер UFM 3030 (далее – УЗР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 61503-15;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-11, с преобразователями измерительными 3144Р, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-09;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15642-06;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 48218-11.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллер измерительный FloBoss S600+, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57563-14;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора «Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью ВП;
- автоматическое измерение объемной доли воды в блоке измерений качества нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- возможность проведения КМХ и поверки УЗР с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 20054-12, передвижной поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

### Программное обеспечение

система 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 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+	Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinury.app	Metering-AT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	1.2.5.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0x6051	2C965F74CAC3CED8B8C2A8 CBF4569C5A

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 операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, отно-

сящаяся 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 от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	±0,6

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	1 рабочая
Диапазон массового расхода, т/ч	от 40 до 610
Диапазон объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 45 до 717
Диапазон плотности при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 855 до 885
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 15,4 до 34,5
Диапазон давления, МПа	от 0,35 до 1,6
Диапазон температуры, °С	от плюс 2 до плюс 30
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Напряжение питания сети, В	(380±38)/(220±22)
Частота питающей сети, Гц	(50±0,5)

### Знак утверждения типа

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

### **Комплектность средства измерений**

- единичный экземпляр системы измерений количества и показателей качества нефти № 428 (резервная схема учета), 1 шт., заводской № 428/1;
- АТ-2917-12-00.000-РЭ «Система измерений количества и показателей качества нефти № 428. Руководство по эксплуатации»;
- МП 0301-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 428. Резервная схема учета. Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 0301-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 428. Резервная схема учета. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 02 октября 2015 г.

Основные средства поверки:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), верхний предел диапазона измерений массового расхода 545,5 т/ч, среднее квадратическое отклонение результатов измерений при определении коэффициента преобразования  $\pm 0,05$  %;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), верхний предел диапазона измерений расхода 300 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при определении вместимости калиброванного участка не более  $\pm 0,1$  %;
- преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), диапазон преобразования плотности с нормируемыми метрологическими характеристиками от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>.

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

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 428 Резервная схема учета» (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00257-2008/23109-13 от 14.11.2013, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2014.18059)

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 428. Резервная схема учета**

Руководство по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 428 ЛЭПСУ «Орск». Туймазинское НУ.

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)

ИНН 7719606403

Юридический адрес: 107113, Россия, г. Москва, Сокольнический Вал, д.6 корп. 1

Почтовый адрес: 115054, Россия, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38 2 этаж

Тел. (495) 544-11-35, факс (495) 544-11-36

E-mail: [moscow@argosy-tech.ru](mailto:moscow@argosy-tech.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

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

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

E-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.