

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти при учётных операциях между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Арланским НУ ОАО «Уралсибнефтепровод».

### Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 60.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих.

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью счетчиков-расходомеров массовых и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока поверочной установки (далее – ПУ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух блоков БИЛ1 и БИЛ2. В состав БИЛ1 входят две рабочие линии, в состав БИЛ2 – одна контрольно-резервная. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF400 (№ 13425-01);
- преобразователей давления измерительных 3051 TG фирмы «Fisher-Rosemount MFG GmbH & Co. OHG» (№ 14061-04);
- преобразователей измерительных 644 к датчикам температуры фирмы «Fisher-Rosemount» (№ 14683-00);
- термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 фирмы «EMERSON Process Management/ ROSEMOUNT Temperature GmbH» (№ 22257-01);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85 (изм. № 1), установленное на входном коллекторе СИКН. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (номер по Госреестру):

- влагомеры поточные модели L фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (№ 25603-03);
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели R100S фирмы «Emerson Process Management, Fisher-Rosemount» (№ 13425-01);
- система автоматического отбора проб серии «С» Clif Mock с диспергатором;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;
- ручное пробоотборник «Стандарт-Р».

Блок ПУ состоит из установки поверочной типа CP-M фирмы «Emerson/Daniel» (Госреестр № 27778-04) в комплекте с поточным преобразователем плотности модели 7835,

турбинным преобразователем расхода серии «Parity» DN 150, преобразователями давления и температуры, обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные ROC/FloBoss модели FloBoss S600 фирмы «Emerson Process Management/ Fisher Controls International Inc./ Daniel Europe Ltd.» (Госреестр № 14661-02) со встроенным программным обеспечением (далее – ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;

- комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC фирмы «Rockwell Automation Allen-Bradley» (№ 15652-04);

- автоматизированные рабочие места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сropos» (далее – ПК «Сropos»), оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), содержания воды в нефти (%);

- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и контроль метрологических характеристик массометров по стационарной поверочной установке типа СР-М или по передвижной поверочной установки;

- поверку стационарной поверочной установки на базе мерника;

- автоматический отбор проб нефти;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

### **Программное обеспечение**

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллеров измерительных ROC/FloBoss модели FloBoss S600 (далее – контроллеров), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относятся архив «vxworks.bin.05.bin», характеризующий операционную систему контроллера. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения контроллеров измерительных FloBoss S600 № 1551014-06, выдано ФГУП ВНИИР 12.12.2006г.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Сropos», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров СИКН, прием и обработку управляющих команд оператора, произведение вычислительных операций, построение трендов и формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного комплекса «Сropos» № 01.00284-2010-007/04-2012, выдано ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань от 20.06.2012г. К метрологически значимой части ПК «Сropos» относятся файл «роверка.exe», реализующий расчеты, производимые при поверке и КМХ массовых преобразователей расхода, установленных на СИКН, согласно МИ 3272-2010, а также файл «Dос.exe», реализующий ввод значений параметров нефти по результатам анализа пробы нефти в химико-аналитической лаборатории, вычисление на их основе массы нетто нефти за отчетный период, формирование отчетной документации.

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;
- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные программного обеспечения, входящего в состав СИКН:

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
poverka.exe		B92874C3	-	CRC32
doc.exe		CA63B1E6	-	CRC32
vxworks.bin.05.bin	05.42	da4893871cc4 13740472fb4e 11e320bc	-	MD5
vxworks.bin.05.bin	05.42	da4893871cc4 13740472fb4e 11e320bc	-	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 157 до 700;
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 10 до 30;
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,3 до 4;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 865 до 904;
Рабочий диапазон вязкости нефти, мм <sup>2</sup> /с	от 9,8 до 40;
Массовая доля воды в нефти, %, не более	1,0;
Массовая доля механических примесей в нефти, %, не более	0,05;
Массовая концентрация хлористых солей, в нефти мг/дм <sup>3</sup> , не более	900;
Массовая доля парафина, %, не более	6;
Массовая доля серы, %, не более	3,5;
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7;
Содержание свободного газа, %	отсутствует.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	± 0,5;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

1. Единичный экземпляр СИКН в составе: согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика поверки» НА.ГНМЦ.044-13 МП.

### **Поверка**

осуществляется по Инструкции НА.ГНМЦ.044-13 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 20.12.2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- 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);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

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

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на (СИКН) ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 28.11.2013 г.

### **Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
2. «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69.

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ОАО «Нефтеавтоматика».  
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24  
тел/факс (347) 228-81-70

### **Заявитель**

ОАО «Нефтеавтоматика».  
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24  
тел/факс (347) 228-81-70

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение  
Головной научной метрологической центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru), [www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению  
испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_»\_\_\_\_\_2014 г.