

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 822  
ПСП «Чикшино» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества № 822 ПСП «Чикшино» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ОАО «Северные магистральные нефтепроводы».

### 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 – 87.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью расходомеров массовых.

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

БФ состоит из двух фильтров сетчатых с быстросъемной крышкой МИГ-ФБ-150-6,3 с установленными на них следующими средствами измерений (номер по Госреестру):

- два преобразователя давления измерительные модели 3051 CD (№ 14061-04);
- манометры на входе и выходе каждого фильтра.

БИЛ состоит из двух блоков – БИЛ1 и БИЛ2. В состав БИЛ1 входят: две рабочие измерительные линии (ИЛ) DN150, входной и выходной коллекторы DN200 и линия подключения от ПУ DN150. В состав БИЛ2 входят: одна резервная ИЛ DN150, входной и выходной коллекторы DN200 и линия подключения от ПУ DN150. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый типа Micro Motion модели CMF300 (№ 13425-06);
- преобразователь давления измерительный 3051TG (№ 14061-04)
- преобразователь измерительный 644 (№14683-04) в комплекте с термпреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (№ 22257-05);
- 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, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (№ 15644-01);
- два влагомера поточных мод. L (№ 25603-03);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);

- преобразователь измерительный 644 (№14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (№ 22257-05);
- два пробоотборника нефти автоматических Jiskoot 210EH Cell Sampler;
- пробоотборник нефти ручной «Стандарт-Р-50» с диспергатором;
- манометр и два термометра для местной индикации давления и температуры;

Блок ПУ состоит из установки трубопоршневой «SYNCROTRAK» (далее-ТПУ) (№ 28232-04); в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИК, и обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических расходомеров массовых.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss модели S600 (Госреестр № 38623-08) осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора (далее – АРМ) (основное и резервное) на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сторос», оснащенных 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), плотности (кг/м<sup>3</sup>), вязкости (сСт) нефти, 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 расходомеров массовых по стационарной поверочной установке в комплекте с поточным преобразователем плотности;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (далее – контроллеров), свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 1551014-06 от 12.12.2006 ФГУП ВНИИР. К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса «Сторос», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-086/04-2013 от 10.04.2013 г., выдано ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО программный комплекс «Сторос» относятся файлы «doc.exe», «poverka.exe», «dens.exe», «reportdaniael.exe».

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 ПО, входящего в состав СИКН:

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
doc.exe	-	B68DC7B3	-	CRC-32
poverka.exe	-	F9ED7025	-	CRC-32
dens.exe	-	8172E8D6	-	CRC-32
reportdaniael.exe	-	FB3F360E	-	CRC-32
СНik_181109 (FloBoss S600)	525	ebbc	-	CRC-32

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 50 до 350;
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от + 30 до + 55;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,1 до 6,3;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 801,3 до 830,0;
Рабочий диапазон вязкости нефти, мм <sup>2</sup> /с	от 4,99 до 12,46;
Объемная доля воды в нефти, %, не более	0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	±0,3;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35;

### 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 № 822 ПСП «Чикшино» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Методика поверки».

**Поверка:**

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0030-13 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 822 ПСП «Чикшино» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 12.04.2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- установка поверочная на базе весов ОГВ или эталонных мерников 1-го разряда;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$ ;
- 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 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 № 822 ПСП «Чикшино» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 822 ПСП «Чикшино» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»**

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», утвержденны 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:**

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

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Магистраль»  
(ООО «Магистраль»)  
115172, Россия, г. Москва, Гончарная Набережная 1, стр. 4  
Телефон: 8(495) 980-33-44, факс: 8(495) 511-65-54

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение  
Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань,  
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@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  
агенства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2014 г.