

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между Горьковским РНУ филиалом АО «Транснефть-Верхняя Волга» и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

### Описание средства измерений

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 косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), 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 трех рабочих и одной резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM DN10” (№ 16128-10);
- преобразователи давления измерительные 3051 (№ 14061-10);
- датчики температуры 644 (№ 39539-08);
- манометры и термометры 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 2517-2012, установленное на входном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (№ 15644-01);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827 (№ 15642-01);
- преобразователи давления измерительные 3051 (№ 14061-99);
- преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры (№ 14683-00) в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (№ 22257-01);
- автоматические пробоотборники Проба-1М;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;
- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-2012.

Блок ТПУ состоит из стационарной двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы “Daniel” типоразмера 2-30-36-12 заводской № MDP-508, с диапазоном измерений от 200 м<sup>3</sup>/ч до 2000 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности 0,05% при поверке установкой поверочной на базе весов ОГВ или образцовых мерников 1-го разряда, пределами допускаемой относительной погрешности 0,10% при поверке посредством передвижной поверочной установки 1 разряда в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИК и обеспечивает проведение

поверки и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: три контроллера измерительных FloBoss S600+ (Госреестр № 38623-11) и два автоматизированных рабочих места оператора (основное и резервное) на базе персональных компьютеров с программным комплексом «Сторос» оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством (далее – АРМ). Два контроллера измерительных FloBoss S600+ (основной и резервный), осуществляют сбор измерительной информации и формирование отчетных данных. Один контроллер измерительный FloBoss S600+ предназначен для проведения поверок и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM DN10” по стационарной двунаправленной трубопоршневой поверочной установке для жидкости.

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ), давления (МПа), плотности ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM DN10” по стационарной поверочной установке;
- поверку стационарной трубопоршневой поверочной установки 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 (далее – ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров). 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. Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений массы нефти контроллера измерительного «FloBoss S600+» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации №01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 г., ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» ).

К ПО верхнего уровня относится ПО программный комплекс «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 № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО программный комплекс «Сторос» относится файл «metrology.dll». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Конфигурационный файл контроллеров FloBoss S600+ основного и резервного	Конфигурационный файл контроллера FloBoss S600+, используемого для поверки	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	STAROL2+154	STAROL_PRV2012	Программный комплекс «Сторос»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	225	129	1.37
Цифровой идентификатор ПО	79D6	257C	DCB7D88F
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт	4 (3 рабочие 1 резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 660 до 2500
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от +4 до +35
Диапазон измерений рабочего давления, МПа	от 0,24 до 0,85
Диапазон измерений плотности нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м <sup>3</sup>	от 839,0 до 906,0
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температур, мм <sup>2</sup> /с	от 8 до 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, не более	±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 №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга». Методика поверки. НА.ГНМЦ.0080-15 МП».

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0080-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга». Методика поверки», утверждённому ПАО «Нефтеавтоматика» 03.08.2015 г.

Знак поверки СИКН наносится на свидетельство о поверке.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- установка поверочная на базе весов ОГВ или образцовых мерников 1-го разряда, либо передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup> %;
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05);
- рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более  $\pm 0,5$  %.

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

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 01.11.2011 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2011.11012 (с изменением №1 от 29.05.2015г.).

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга»**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

2. МИ 3532-2015 «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

### **Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ПАО «Нефтеавтоматика»)  
ИНН 0278005403  
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24  
Тел/факс (347) 228-81-70

### **Испытательный центр**

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»  
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), [www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации ПАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.