

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (далее – СИКН) на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть» предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти, сдаваемой в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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 – 01.

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 трубопоршневой поверочной установки (далее – 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 двух рабочих и одной резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300 (№ 45115-10) в комплекте с измерительным преобразователем 2700;
- преобразователи давления измерительные Элемер-100 (№ 39492-08);
- термопреобразователи универсальные ТПУ 0304 (№ 29935-05);
- 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 СИКН. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (номер по Госреестру):

- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (№ 15644-06);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (№ 14557-10);
- система автоматического отбора проб Clif Mock;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;
- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-85.

Блок ТПУ состоит из стационарной установки трубопоршневой «НАФТА-ПРУВЕР» (№ 47680-11) в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИЛ и обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600 (Госреестр № 38623-08) со встроенным программным обеспечением (далее – ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;

- автоматизированные рабочие места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Cropos» (далее – ПК «Cropos»), 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 расходов (т/ч) по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), влагосодержания (% об. дол.) в нефти;
- вычисление СОИ массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений в блоке измерений показателей качества и в химико-аналитической лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР по стационарной или передвижной ПУ в комплекте с поточным преобразователем плотности, установленным в блоке измерений показателей качества нефти;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

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 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 ПК «Cropos», 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 № 01.00284-2010-030/04-2011 от 26.05.2011 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Cropos» относится файл «metrology.dll».

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:

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора	ПК «Cropos»	1.0	A1C753F7	CRC32
Конфигурационный файл (основной контроллер)	VOZEY20112_1	244	fb8	CRC16
Конфигурационный файл (резервный контроллер)	VOZEY20112_1	244	fb8	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 60 до 250;
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 55 до 65;
Рабочий диапазон давления, МПа	от 2 до 4;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 780 до 795;
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 ³	±0,3;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при измерении влагомером, %	±0,05;
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 на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по Инструкции МП 50362-12 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 02.04.2012 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);
- плотномер МД-02 (Госреестр № 28944-08);
- установка для поверки влагомеров УПВ (ТУ 4318-021-25567981-2002);
- 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.

Межповерочный интервал – 1 год.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 07.03.2012 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2012.11984.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть»

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

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научной метрологической центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, номер регистрации в Государственном реестре средств измерений - № 30141 - 10 от 01.03.2010 г. 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, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п.

«____» _____ 2012 г.