

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №733
ООО «СМНП Козьмино»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) №733 ООО «СМНП Козьмино» предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

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

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

БИЛ состоит из двенадцати рабочих и одной контрольной измерительных линий.

В каждой рабочей линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователь расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ (№ 38725-08, входят в состав линий №№ 1-10);
- преобразователь расхода жидкости турбинные МVТМ (№ 16128-10, входят в состав линий №№ 11-12);
- датчик температуры 644 (№ 39539-08);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

В контрольной линии установлены следующие средства измерений:

- преобразователь объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16-S3 с диапазоном измеряемых расходов от 380 до 2000 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений ±0,1 %;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным на рабочих измерительных линиях.

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. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (номер по Госреестру):

- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (№ 15644-06);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829 (№ 15642-06);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (№ 14557-05);
- система автоматического проботбора Clif Mock (рабочая и резервная);

- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;

- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-85.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (Госреестр № 38623-11) 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 «Сторос» (далее – ПК «Сторос»), 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 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 ($\text{кг}/\text{м}^3$), 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 ПР по стационарной 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

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения контроллеров № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». 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 «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 ПК «Сторос» 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 «Сропос»	1.37	DCB7D88F	CRC32
Конфигурационный файл контроллера (ведущего основного) FloBoss S600+	_Kozprov9_1	209	7ce4	CRC16
Конфигурационный файл контроллера (ведущего резервного) FloBoss S600+	_Kozprov9_2	204	e7cc	CRC16
Конфигурационный файл контроллера (ведомого основного) FloBoss S600+	_Kozmino_10C5	140	11b9	CRC16
Конфигурационный файл контроллера (ведомого резервного) FloBoss S600+	_Kozmino_10C5	140	11b9	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 500 до 14000
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от минус 8 до 50
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,3 до 1,6
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 830 до 890
Рабочий диапазон вязкости кинематической нефти, сСт	от 4,5 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0
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
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Знак утверждения типа

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 №733 ООО «СМНП Козьмино». Методика поверки» № НА. ГНМЦ.0011-12 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА. ГНМЦ.0011-12 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ООО «СМНП Козьмино». Методика поверки» №, утверждённому ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 26.11.2012 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройства поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа (Госреестр № 45409-10);
- влагомеры эталонные лабораторные товарной нефти (Госреестр № 47862-11);
- калибраторы температуры (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления портативный (Госреестр № 22307-09).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №733 ООО «СМНП Козьмино», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 29.12.2011 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2012.13340.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №733 ООО «СМНП Козьмино»

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 научный метрологический 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

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____ 2013 г.