

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью расходомеров-счетчиков массовых. Выходные электрические сигналы с расходомеров-счетчиков массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, системы обработки информации и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

СИКН состоит из одного рабочего и одного резервного измерительного канала массы нефти.

В состав СИКН входят следующие средства измерений:

– расходомеры-счетчики массовые ОПТИМАСС (далее – РМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 50998-12;

– преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14061-10;

– датчики температуры 3144Р, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 39539-08;

– преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 52638-13;

– преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15642-06;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14557-10;

– счетчик нефти турбинный МИГ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 26776-08.

В систему обработки информации СИКН входят:

– контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 38623-11, с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора СИКН, программное обеспечение ИВК и АРМ оператора СИКН испытано и сконфигурировано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

В состав СИКН входят показывающие средства измерений:

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 26803-11;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 303-91;

– прибор УОСГ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 16776-11.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматизированное измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;

– автоматическое измерение плотности, вязкости и объемной доли воды;

– измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

– проведение контроля метрологических характеристик и поверки РМ с применением поверочной установки;

– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО СИКН. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Идентификационные данные метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	oms 616
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09f/09f	1.35
Цифровой идентификатор ПО	8e78	159B478B
Другие идентификационные данные	ПО ИВК (основного и резервного)	ПО АРМ оператора СИКН

Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на мониторе ИВК и АРМ оператора СИКН структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКН, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКН обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню: средний.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 80 до 350
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы СИКН	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление нефти, МПа, не более	1,6
Температура нефти, °С	От плюс 5 до плюс 45
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	От 850 до 950
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт), не более	40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа, %	Не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть», заводской № 5 – 1 шт.;
- «Система измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть». Руководство по эксплуатации. СИКН03.00.00.000 РЭ» – 1 экз.;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть». Методика поверки. МП 0094-14-2013», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 20 ноября 2013 г. – 1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0094-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 20 ноября 2013 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая «Сапфир МН», верхний предел диапазона измерений объемного расхода $500 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,09 \%$;
- передвижная поверочная установка, верхний предел диапазона измерений объемного расхода не менее $500 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$;
- плотномер автоматический МДЛ-1, диапазон измерений плотности от 650 до $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- плотномер МД-02, диапазон измерений плотности от 600 до $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 600 до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМ-Н: АРМ015PGHG и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений;
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус $27 \text{ }^\circ\text{C}$ до $155 \text{ }^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04 \text{ }^\circ\text{C}$;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,006 %, - 0,08 %, - 0,09 %, - 0,07 %, - 0,02 %;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объемной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,02 \%$;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4} \%$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/16014-13 от 05.02.2013 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.15617).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 616 ПСП «Белкамнефть»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СистемНефтеГаз» (ООО «СНГ»).
ИНН 0265033883.

Юридический и почтовый адрес: 452613, Республика Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Космонавтов, д.61, корп. 1

Тел./факс: (34767) 3-43-60

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Юридический и почтовый адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2015 г