

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 234
ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 234 ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз» (СИКН) предназначена для автоматизированных измерений объема, плотности, температуры, давления, вязкости и вычисления массы нефти при проведении учетных операций между АО «Самаранефтегаз» и Самарским РНУ АО «Транснефть-Приволга».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений - с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности, преобразователей давления, температуры и системы обработки информации.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки.

БИЛ состоит из трех измерительных линий (ИЛ): двух рабочих и одной резервной. В состав каждой ИЛ входят следующие технические средства и средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде):

- фильтр Model FB-300 - 8 к 6 (STR-130) с быстросъемной крышкой;
- преобразователь дифференциального давления 1151 мод. DP (регистрационный № 13849-04) или преобразователь дифференциального давления Deltabar PMD (регистрационный № 41560-09) для измерений перепада давления на фильтре;
- преобразователь расхода жидкости турбинный серии Smith Sentry DN 6" (регистрационный № 12750-05);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04 или № 14061-15);
- датчик температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P (регистрационный № 63889-16) либо термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-05) в комплекте с преобразователем измерительным 3144P (регистрационный № 14683-04);
- манометр для точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-63) для индикации местного давления;
- термометр ртутный лабораторный ТЛ-4 (регистрационный № 303-91);

Блок измерений показателей качества нефти выполняет функции непрерывного измерения массовых долей воды, вязкости и автоматического отбора объединенной пробы для последующего определения параметров нефти в лаборатории. Блок измерений показателей качества нефти в составе:

- фильтр;
- манометры точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-63) для индикации местного давления на входе и выходе БИК;
- два преобразователя плотности поточный «Solatron» 7835 (регистрационный № 15644-01 или регистрационный № 52638-13) (основной и резервный);

- датчик температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P (регистрационный № 63889-16) либо термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-05) в комплекте с преобразователем измерительным 3144 P (регистрационный № 14683-04);
- термометр ртутный лабораторный ТЛ-4 (регистрационный № 303-91);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04 или № 14061-15);
- автоматические пробоотборники Cliff Mock True-Cut DN2” с статическим миксером;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT’97, фирмы «Daniel», применяемый в качестве индикатора расхода (регистрационный №22214-01);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-05 или регистрационный № 14557-15);
- устройство для ручного отбора точечных проб с диспергатором;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829 (регистрационный № 15642-06);
- узел подключения эталонного плотномера или пикнометрической установки и устройства для определения содержания свободного газа в нефти;

Поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных Smith Sentry DN 6 проводят с помощью блока ТПУ.

- установка поверочная турбопоршневая двунаправленная OGSB (регистрационный № 62207-15);

Узел подключения турбопоршневой поверочной установки размещен на выходном трубопроводе БИЛ и предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик турбинных преобразователей расхода.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят:

- комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03», (регистрационный № 19240-11);
- два автоматизированных рабочих мест оператора (рабочего и резервного) на базе персонального компьютера с программным обеспечением автоматизированного рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН», предназначенных для визуального отображения результатов измерений и управления технологическими режимами работы СИКН.

- принтер.

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 в состав СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти;
- автоматическое измерение объемного расхода нефти;
- автоматическое измерение плотности, вязкости, давления и температуры нефти;
- автоматическое измерение перепада давления нефти на фильтрах;
- измерение температуры и давления нефти с помощью показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- автоматическое измерение массовой доли воды в нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик (КМХ) турбинных преобразователей расхода с применением ТПУ в автоматическом режиме;
- поверка ТПУ с применением передвижной турбопоршневой поверочной установки 1-го разряда;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта (воды, механических примесей, хлористых солей);

- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов КМХ;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня - верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-03. Защита от несанкционированного доступа в ПО ИМЦ-03 обеспечивается разграничением прав доступа (четырёхуровневая система доступа и система паролей), так же предусмотрена физическая защита шкафа ИМЦ-03 (опломбирование).

К верхнему уровню относится ПО АРМ оператора «Rate оператора УУН» (далее - АРМ), обеспечивающий отображение мнемосхемы СИКН и измеренных данных, управление автоматизированными объектами, формирование отчетов, хранение и просмотр архивов, управление процессом поверки и КМХ, вычисление массы нетто нефти. К метрологически значимой части ПО АРМ относятся программные модули поверки и вычисления массы нетто нефти.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО контроллера измерительно-вычислительного ИМЦ-03

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.03.01
Цифровой идентификатор ПО	EAF7B469

Таблица 2 - Идентификационные данные АРМ-оператора «Rate АРМ оператора УУН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB

ПО системы 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 системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы 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.

ПО СИКН защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий на обоих уровнях ПО. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Основные метрологические и технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 64 до 1280
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +10 до +30
Диапазон плотности нефти при +20°С, кг/м ³	от 830,1 до 850,0
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 822,58 до 857,20
Рабочий диапазон вязкости нефти, сСт	от 5,0 до 40,0
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 1,2 до 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы СИКН	непрерывный

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В	от 323 до 418, при трехфазном переменном токе от 187 до 242, с отдельной фазой
- частота переменного тока, Гц	50
Потребляемая мощность, кВт, не более	50
Условия эксплуатации: - температура в помещениях, где установлено оборудование СИКН, °С	от +5 до +40
- относительная влажность, %	от 50 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Единичный экземпляр СИКН в составе согласно паспорта	СИКН № 234 Зав. № 01	1 шт.
Паспорт СИКН	-	1 экз.
Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 234 ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0134-16 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0134-16 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 234 ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 21.11.2016 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (рабочий эталон 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002) (регистрационный № 62207-15);
- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ кг/м³;
- рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (регистрационный № 39214-08);
- магазин электрического сопротивления Р4834 (регистрационный № 11326-90);
- калибратор давления портативный Метран 501-ПКД-Р (регистрационный № 22307-04);
- манометры избыточного давления грузопоршневые (регистрационный № 16026-97);
- термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные (регистрационный № 32777-06).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающие определение метрологических характеристик поверяемых СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений количества и показателей качества нефти № 234 ПСП «Кулешовка». МН 713-2016, утверждена ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», 21 ноября 2016г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 234 ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз»

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

ГОСТ 8.024-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

Изготовитель

Фирма «Smith Meter Inc.» An FMC Corporation subsidiary, США
1602, Wagner Avenue, PO Box 10428, Erie Pennsylvania, 16514 0428
Тел./факс +1(814) 898-52-12, +1(814) 899-34-14

Заявитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
443071, г. Самара, ул. Проспект Волжский, д. 50
Тел./факс +7(846) 333-02-32, +7(846) 333-45-08
E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

АО «Нефтеавтоматика»
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а
Тел/факс: +7(843) 295-30-47, 295-30-96
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «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.

« ____ » _____ 2017 г.