

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.