

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2052 АО «ГРИЦ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2052 АО «ГРИЦ» (далее - СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массы и параметров сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров сырой нефти (далее - БИК), входного и выходного коллектора, узла подключения передвижной поверочной установки и системы сбора и обработки информации (СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

Блок фильтров состоит из:

- два фильтра СДЖ-150;
- два датчика давления Сапфир-22МТ (Госреестр № 15040-06);
- преобразователь давления измерительный «АИР-20Ех/М2-Н» (Госреестр № 46375-11);
- два манометра для точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63).

БИЛ состоит из входного и выходного коллектора и двух измерительных линий (ИЛ): одной рабочей и одной контрольно-резервной ИЛ.

На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF200 (далее - МР) (Госреестр № 45115-10);

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- влагомер сырой нефти ВСН-2-80-100 (Госреестр № 24604-12);
- преобразователь давления измерительный «АИР-20Ех/М2-Н» (Госреестр № 46375-11);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06);
- манометр для точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91).

БИК выполняет функции непрерывного измерения объемной доли воды в сырой нефти, плотности сырой нефти и автоматического отбора объединенной пробы для последующего определения параметров сырой нефти в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ.

В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (Госреестр № 14557-10);
- преобразователь давления измерительный «АИР-20Ех/М2-Н» (Госреестр № 46375-11);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06);
- манометр для точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (Госреестр № 48218-11);
- два пробоотборника для автоматического отбора проб «Стандарт-А»;
- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт-Р»;
- место для подключения поточного плотномера;

- место для подключения устройства для определения содержания свободного газа УОСГ-100СКП или пикнометрической установки.

Узел подключения передвижной поверочной установки размещен на выходном трубопроводе БИЛ и предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МР.

На узле подключения передвижной поверочной установки установлены:

- два датчика давления Сапфир-22МТ модели 2154 (Госреестр № 15040-06);
- два термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06);

- два термометра ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91).

- два манометра для точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63).

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

- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (Госреестр № 15066-09);

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора «Кристалл» на базе персонального компьютера, оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКНС, в соответствии с МИ 3002-2006 и методиками поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение давления и температуры сырой нефти;

- автоматическое измерение перепада давления сырой нефти на фильтрах;

- автоматическое измерение объемной доли воды в сырой нефти;

- автоматический и ручной отбор пробы сырой нефти;

- ручное регулирование расхода сырой нефти;

- автоматическое измерение массы сырой нефти;

- автоматизированное вычисление массы нетто сырой нефти;

- поверка и КМХ МР по передвижной поверочной установке;

- КМХ рабочего МР по контрольно-резервному МР;

- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов КМХ;

- защита информации от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

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

К нижнему уровню относится ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (далее - ИВК). К метрологически значимой части ПО относится операционная система ИВК, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К верхнему уровню относится ПО АРМ оператора «Кристалл» (далее - АРМ), обеспечивающий отображение мнемосхемы СИКНС 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.

ПО СИКНС защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных с помощью системы паролей, механического опломбирования ИВК, ведения внутреннего журнала фиксации событий на обоих уровнях ПО.

Уровень защиты ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «высокий».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.04
Цифровой идентификатор ПО	9111

Таблица 2 - Идентификационные данные АРМ оператора «Кристалл»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CalcOil.dll	CalcPov.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1	2.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	8DCAF15C	A1BBEAF4

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Рабочая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 5 до 25
Рабочий диапазон температуры, °С	от 5 до 45
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,7 до 2,5
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 877 до 925
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	10,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности к диапазону измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм2, %	±0,35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКНС.
2. Инструкция по эксплуатации СИКНС.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2052 АО «ГРИЦ». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0092-2015 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0092-2015 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2052 АО «ГРИЦ». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» 30.09.2015 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- установка передвижная поверочная 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013;
 - устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08) или калибратор измерительных каналов КИК-М (Госреестр № 32639-06);
 - рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614-2013;
 - калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-05);
 - калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой АО «ГРИЦ», регистрационный код в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.21733.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2052 АО «ГРИЦ»

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
- 2 ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
- 3 ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости
- 4 ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного (массы и объема) жидкости
- 5 ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов
- 6 Техническая документация ООО «Итом-Прогресс».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс» (ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН 1841014518
426076 г. Ижевск, ул. Коммунаров, дом 175
Тел/факс: (3412) 791-091, 635-633 факс 791-031; E-mail: itom@udm.ru

Испытательный центр

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а
Тел/факс: (843) 295-30-47, 295-30-96; E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Аттестат аккредитации ПАО «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.

« ____ » _____ 2016 г.