

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз» (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 входного коллектора, блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров сырой нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки, выходного коллектора. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

На входном коллекторе СИКНС установлен манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11).

В состав БФ входят:

- два фильтра сетчатых с быстросъемной крышкой, на входе и выходе каждого фильтра установлены манометры избыточного давления показывающие МП4-У (Госреестр № 10135-10) для контроля перепада давления;

- два преобразователя давления AUTROL модели АРТ3100 (Госреестр № 37667-13) для измерения разности давлений;

БИЛ состоит из трех измерительных линий (ИЛ): двух рабочих и одной контрольно-резервной ИЛ.

На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF400 (Госреестр № 45115-10) (далее - массомеры);

- преобразователь давления AUTROL модели АРТ3200 (Госреестр № 37667-13);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-13);

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);

- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11).

БИК выполняет функции непрерывного измерения объемной доли воды в сырой нефти и автоматического отбора объединенной пробы нефти 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 входном коллекторе БИЛ.

В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два фильтра сетчатых, на входе и выходе каждого фильтра установлен манометр избыточного давления показывающий МП4-У (Госреестр № 10135-10) для контроля перепада давления;

- два центробежных насоса, на выходе каждого насоса установлен манометр избыточного давления показывающий МП4-У (Госреестр № 10135-10)

- влагомер сырой нефти ВСН-2-50-60 (Госреестр № 24604-12);

- преобразователь давления AUTROL модели АРТ3200 (Госреестр № 37667-13);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-13);

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11);
- преобразователь расхода турбинный NuFlo (Госреестр № 39188-08);
- два пробоотборника автоматических «Отбор-А-Р-Слив»;
- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт - РОП»;
- узел подключения резервного влагомера;
- ручной регулятор расхода.

Узел подключения передвижной поверочной установки размещен на входном трубопроводе БИЛ и предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки и контроля метрологических характеристик массометров.

На выходном коллекторе СИКНС установлены:

- ручной регулятор расхода;
- два преобразователя давления AUTROL модели АРТ3200 (Госреестр № 37667-13), установленные на входе и выходе регулятора расхода;
- два манометра показывающих для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11), установленные на входе и выходе регулятора расхода;
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-13);
- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11).

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

- два вычислителя УВП-280Б.01 (Госреестр № 53503-13) (основной и резервный);
- автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН», 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 контроль метрологических характеристик (КМХ) массометров по передвижной поверочной установке;
- КМХ рабочих массометров по контрольно-резервному массометру;
- 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 вычислителей УВП-280Б.01. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения вычислителей УВП-280Б.01 № 208/24-2011 от 21.10.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИМС».

К ПО верхнего уровня относится ПО автоматизированного рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР».

В ПО СИКНС 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 СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	УВП-280Б.01	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	-	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	-	B6D270DB
Другие идентификационные данные, если имеются	-	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая;
Рабочий диапазон массового расхода, т/ч	от 50 до 665;
Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С	от +15 до +45;
Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа	от 0,5 до 2,9;
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 811,5 до 1051,8;
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	60;
Объемная доля растворенного газа в сырой нефти, м ³ /м ³ , не более	11,5;
Содержание свободного газа	отсутствует;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером, %:	
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 5 %	±0,73;
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5 до 10 %	±0,77;
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 10 до 20 %	±1,7;
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 20 до 50 %	±2,6;
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 50 до 60 %	±3,2.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКНС.
2. «Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз». Паспорт 210/2/14-ПС.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0074-15 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0074-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» 21.07.2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- установка поверочная передвижная ПУМА (Госреестр № 59890-15) либо передвижная поверочная установка 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614-2013;
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз», регистрационный код в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.19250.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Бариновская» ОАО «Самаранефтегаз»

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
- 2 Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН 6330013048
443013, г. Самара, ул. Киевская, 5А
Тел/факс (846) 247-89-19, 247-89-29, 247-89-00
E-mail: ma@ma-samara.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.