

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Козловская» 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 показывающие МП4А-Кс (Госреестр № 50119-12) для контроля перепада давления;

- два датчика давления Метран-150CD (Госреестр № 32854-13) для измерения разности давлений;

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

На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF300 (Госреестр № 45115-10) (далее – массомеры);

- датчик давления Метран-150TG (Госреестр № 32854-13);

- 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:

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

- датчик давления Метран-150TG (Госреестр № 32854-13);

- 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 выходном 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 датчика давления Метран-150TG (Госреестр № 32854-13), 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);
- два манометра показывающих для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11), установленные на входе и выходе регулятора расхода.

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

- два вычислителя УВП-280Б.01 (Госреестр № 53503-13) (основной и резервный);
- автоматизированное рабочее место оператора «Rate. АРМ оператора УУН» на базе персонального компьютера, оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения отпечатков 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 рабочего массометра 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 26 до 147;
Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С	от +20 до +40;
Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа	от 1 до 4;
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 851,4 до 993,7;
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	30;
Объемная доля растворенного газа в сырой нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	4,9;
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 %	±0,71;
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5 до 10 %	±0,74;
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 30 %	±1,8.

### 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 «Козловская» ОАО «Самаранефтегаз». Паспорт 216/2/14-ПС.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Козловская» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0076-15 МП.

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0076-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Козловская» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» 24.07.2015 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**

Рекомендация «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Козловская» ОАО «Самаранефтегаз», регистрационный код в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.19257.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Козловская» 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](mailto: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](mailto: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.