

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН «Радаевская» ОАО «Самаранефтегаз»

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН «Радаевская» 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 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 установлены:

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М.

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

На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- фильтр сетчатый с быстросъемной крышкой DN 150;
- манометр показывающий МП4А-Кс (Госреестр № 50119-12), установленный на входе фильтра;
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11), установленный на выходе фильтра;
- преобразователь давления AUTROL модели АРТ3100 (Госреестр № 37667-13) для измерения разности давлений;
- 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);
- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11).

БИК выполняет функции непрерывного измерения объемной доли воды в сырой нефти, вязкости 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:

- два фильтра сетчатых, на входе и выходе каждого фильтра установлены манометры показывающие МП4А-Кс (Госреестр № 50119-12) для контроля перепада давления;
- два центробежных насоса, на выходе каждого насоса установлен манометр показывающий МП4А-Кс (Госреестр № 50119-12);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (Госреестр № 14557-10);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (Госреестр № 15642-06);
- 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 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 преобразователя давления AUTROL модели АРТ3200 (Госреестр № 37667-13);
- 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 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 44 до 190;      |
| Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С   | от +10 до +50;     |
| Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа   | от 0,5 до 2,5;     |
| Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>  | от 879,4 до 971,6; |
| Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более  | 10;                |
| Объемная доля растворенного газа в сырой нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более  | 0,48;              |
| 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 %   | ±0,35;             |
| в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5 до 10 %  | ±0,4.              |

### 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 УПН «Радаевская» ОАО «Самаранефтегаз». Паспорт 215/2/14-ПС.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН «Радаевская» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0077-15 МП.

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0077-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН «Радаевская» 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;
- рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более  $\pm 0,5$  %;
- 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 УПН «Радаевская» ОАО «Самаранефтегаз», регистрационный код в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.19256.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПН «Радаевская» 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.