

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ ОАО «Уралсибнефтепровод»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ ОАО «Уралсибнефтепровод» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти и показателей качества нефти.

### Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис» (г. Уфа), из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 01.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерений:

- объема нефти с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, преобразователей давления и температуры,
- плотности нефти с помощью преобразователя плотности жидкости измерительного, преобразователей давления и температуры.

Массу брутто нефти вычисляют как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ Р 8.595-2004, с помощью системы сбора и обработки информации (СОИ).

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), СОИ, узла подключения передвижной поверочной установки.

БИЛ состоит из трех рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ). В первой и второй рабочих ИЛ установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N модели 200 – 1000 (№ 15427-06);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);
- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (№ 14683-04);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (№ 22257-05);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

В третьей рабочей и контрольно-резервной ИЛ установлены:

- преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ модели НТМ8 (№ 38725-08);

- преобразователь давления измерительный dTRANS p20 (№ 47454-11);

- датчик температуры 644 (№ 39539-08);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85;

- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);

- термометр для местной индикации температуры.

БИК выполняет функции непрерывного измерения плотности и объемной доли воды в нефти и автоматического отбора объединенной пробы нефти для последующего определения показателей качества нефти в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительные модели 7835 (№ 15644-01);
- два влагомера нефти поточные УДВН-1пм (№ 14557-05);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (№ 15642-01);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);
- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (№ 14683-04);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (№ 22257-05);
- две системы смешивания и отбора проб Clif Mock True Cut C-22;
- пробоотборник нефти ручной с диспергатором по ГОСТ 2517-85;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Блок ТПУ состоит из установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (№ 20054-06), которая обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода.

Система обработки информации состоит из трех контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (№ 38623-11), а также двух автоматизированных рабочих мест оператора, (рабочего и резервного), предназначенных для визуального отображения результатов измерений и управления технологическими режимами работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ), давления (МПа), плотности ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по стационарной поверочной установке;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

## Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения контроллеров № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО программный комплекс «Cropos», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора

функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012 ОП ГНМЦ ОАО «Нефеавтоматика». К метрологически значимой части ПО программный комплекс «Cropos» относится файл «metrology.dll».

В ПО СИКН 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 СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО, входящего в состав СИКН:

| Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Другие идентификационные данные | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|-----------------------------------|---|---|---------------------------------|---|
| Программный комплекс «Cropos»     | 1.37                                      | DCB7D88F  | -                               | CRC32   |
| Yurgamysh-1                       | 247                                       | D0b6  | -                               | CRC16   |
| Yurgamysh-2                       | 242                                       | 20ea  | -                               | CRC16   |
| Yurgamysh-3                       | 16  | E221  | -                               | CRC16   |

### Метрологические и технические характеристики

|   |                            |
|---|----------------------------|
| Рабочая среда   | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 |
| Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч                                 | от 293,2 до 1022,2         |
| Рабочий диапазон температуры нефти, °С  | от 11 до 32                |
| Рабочий диапазон давления нефти, МПа  | от 0,35 до 6,30            |
| Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>                                     | от 856,0 до 880,9          |
| Рабочий диапазон вязкости нефти, сСт  | от 9,0 до 35,5             |
| Массовая доля воды в нефти, %, не более   | 0,5                        |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С              | ±0,2                       |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефти, %                 | ±0,5                       |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup> | ±0,3                       |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %           | ±0,25                      |

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

1. Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция. «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ ОАО «Уралсибнефтепровод». Методика поверки.» НА.ГНМЦ.0031-13 МП.

### **Поверка**

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0031-13 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ ОАО «Уралсибнефтепровод». Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефеавтоматика» в г. Казань 21.08.2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- плотномер МД-02 (Госреестр № 28944-08)
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш», аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефеавтоматика» 03.07.2013 г.

### **Нормативные документы и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ ОАО «Уралсибнефтепровод»**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".
2. «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утверждены приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ОАО «Нефтеавтоматика».  
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24  
тел./факс (347) 228-81-70  
E-mail: [nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru](mailto:nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение  
Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.  
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 ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению  
испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» 2013 г.