

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между АО «Транснефть – Западная Сибирь» и АО «Транснефть – Сибирь».

#### Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности и системы обработки информации.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла регулирования давления. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов DN700, 4-х рабочих, 2-х резервных измерительных линий (ИЛ) DN250 и 1 контрольной ИЛ DN400. В каждой из рабочих и резервных ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- фильтр сетчатый с быстросъемной крышкой МИГ-ФБ 250, в комплекте с преобразователем давления измерительным EJX110 (Госреестр № 28456-09);
- преобразователь расхода турбинный серии модели RQ-250 (Госреестр № 14070-03) либо преобразователь расхода турбинный НТМ 10 (Госреестр № 56812-14);
- преобразователь давления измерительный EJX530А Госреестр № 28456-09); манометр показывающий МП 160 (Госреестр № 47452-11));
- преобразователь измерительный температуры 644 (Госреестр № 14683-09) в комплекте с платиновым термометром сопротивления 065 (Госреестр № 22257-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 (Госреестр № 303-91);
- запорная арматура.

В состав контрольной ИЛ входят:

- счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16-S3 (Госреестр № 18307-99);
- преобразователь давления измерительный EJX530А (Госреестр № 28456-09);
- манометр показывающий МП160 (Госреестр № 47452-11);
- преобразователь измерительный температуры 644 (Госреестр № 14683-09) в комплекте с платиновым термометром сопротивления 065 (Госреестр № 22257-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 (Госреестр № 303-91);
- запорная арматура.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров качества нефти, а также автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. 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 насоса прокачки нефти через БИК (рабочий и резервный);
- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;
- два преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (рабочий и резервный) (Госреестр № 52638-13);
- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных 7829 (рабочий и резервный) (Госреестр № 15642-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рабочий и резервный) (Госреестр № 14557-10);
- преобразователь давления измерительный EJX530A (Госреестр № 28456-09);
- манометр показывающий МП160 (Госреестр № 47452-11);
- преобразователь измерительный температуры 644 (Госреестр № 14683-09) в комплекте с платиновым термометром сопротивления 065 (Госреестр № 22257-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91));
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 (Госреестр № 303-91));
- анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX XT (Госреестр № 47395-11);
- преобразователь расхода жидкости ультразвуковой UFM 3030 (Госреестр № 48218-11);
- две системы автоматического пробоотбора Clif Mock;
- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт-Р»;
- термостатируемый цилиндр;
- место для подключения пикнометрической установки и устройства для определения содержания свободного газа в нефти.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных Floboss S600 (Госреестр № 57563-14), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора программным комплексом «Сгopos» (далее – ПК «Сгopos») (основное и резервное) на базе персонального компьютера, оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Проведение поверки преобразователей расхода, установленных в рабочих, резервных и контрольной ИЛ, проводят с помощью стационарной установки поверочной трубопоршневой (далее – ТПУ) двунаправленной 1-го разряда с диапазоном расходов нефти от 30 до 1775 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,05$  % в комплекте с преобразователями давления, температуры, манометрами и термометрами. Проведение поверки преобразователей расхода, установленных в рабочих и резервных ИЛ, возможно также с помощью счетчика (преобразователя) объема жидкости эталонного лопастного Smith Meter модели M16-S3, установленного в контрольной ИЛ.

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне расходов по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности, динамической вязкости нефти, объемной доли воды и серосодержания в нефти;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- автоматическое вычисление кинематической вязкости нефти, массовой доли воды;

- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в БИК и в испытательной лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по стационарной ТПУ;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода турбинных, установленных в рабочих и резервных ИЛ, по счетчику (преобразователю) объема жидкости эталонному лопастному Smith Meter модели M16-S3, установленному в контрольной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы рабочей среды;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества.

### Программное обеспечение

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров). 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 ПК «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 г., выдано ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (рабочего и резервного):

| Идентификационные данные (признаки)       | Значение |
|-------------------------------------------|----------|
| Идентификационное наименование ПО         | OMSK96   |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 76       |
| Цифровой идентификатор ПО                 | 95dc     |
| Другие идентификационные данные           | -        |

Идентификационные данные ПО ПК «Cropos» (рабочего и резервного):

| Идентификационные данные (признаки)       | Значение |
|-------------------------------------------|----------|
| Идентификационное наименование ПО         | Cropos   |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 1.37     |
| Цифровой идентификатор ПО                 | DCB7D88F |
| Другие идентификационные данные           | -        |

### Метрологические и технические характеристики

|                                                                                         |                             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| рабочая среда                                                                           | нефть по ГОСТ Р 51858-2002; |
| рабочий диапазон объёмного расхода нефти, м <sup>3</sup> /ч                             | от 380 до 4800;             |
| рабочий диапазон вязкости нефти, мм <sup>2</sup> /с                                     | от 0,5 до 50,0;             |
| рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>                                     | от 750 до 950;              |
| рабочий диапазон температуры нефти, °С                                                  | от минус 10 до плюс 25;     |
| рабочий диапазон давления нефти, мПа                                                    | от 0,24 до 1,6;             |
| массовая доля воды, %, не более                                                         | 1,0;                        |
| пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С                    | ±0,2;                       |
| пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %                       | ±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;                      |
| пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %            | ±0,35.                      |

П р и м е ч а н и е: В процессе эксплуатации изменение значения вязкости нефти от значения вязкости нефти при проведении поверки ТПР не должно превышать  $\pm 15$  мм<sup>2</sup>/с.

### 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 № 96 Омской ЛПДС». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0070-15 МП.

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0070-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС». Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 16.02.2015 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
  - рабочий эталон объёмного влагосодержания нефти 2-го разряда по ГОСТ 8.614-2013;
  - рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
  - рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более  $\pm 0,5$  %;
  - устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПА-Т (Госреестр № 39214-08);
  - калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
  - манометры грузопоршневые МП, класс точности 0,005.
- Знак поверки на носится на свидетельство о поверке СИКН.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС», аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 24.11.2014 г., ФР.1.29.2014.19151.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

**Изготовитель**

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»  
(ОАО «Нефтеавтоматика»)  
ИНН 0278005403  
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  
агенства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.