



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 43760**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти НГДУ  
"Речицанефть" РУП "Производственное объединение "Белоруснефть"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **852-10**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ЗАО НИЦ "ИНКОМСИСТЕМ", г.Казань**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47674-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 47674-11**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **05 сентября 2011 г. № 4747**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р. Петросян

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 001707

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти НГДУ «Речица-нефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (далее – СИКН) предназначена для измерения массы и показателей качества нефти, добываемых на нефтяных месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» при сдаче ее в магистральный нефтепровод.

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, реализованного с помощью преобразователя массового расхода жидкости и системы обработки информации.

СИКН изготовлена из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих.

СИКН состоит из следующих средств измерений (номер по Госреестру):

В состав измерительных каналов системы и системы в целом входят:

- счетчики-расходомеры массовые Emerson CMF с преобразователем 2700 (Госреестр № 13425-06);
- преобразователи давления измерительные Emerson 3051TG (Госреестр № 14061-10);
- датчики температуры Emerson 3144P (Госреестр № 39539-08);
- измерительно-вычислительный контроллер FloBoss модели S600 (Госреестр № 38623-08);
- контроллер Simatic S7-300 (Госреестр № 15772-06);
- преобразователи дифференциального давления измерительные Emerson 3051 CD (Госреестр № 14061-10);
- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 3000 PPC (Госреестр № 15066-09);
- манометр деформационный с трубчатой пружиной фирмы «WIKА» (Госреестр № 17159-08);
- счетчик-расходомер массовый Emerson R 100 с преобразователем 1700 (Госреестр № 13425-06);
- поточный преобразователь плотности жидкости модели 7835 (Госреестр № 15644-06);
- влагомер нефти поточный УДВН-1 пм (Госреестр № 14557-05);
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная «Daniel» (Госреестр № 20054-06).

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- коммерческий учёт нефти в соответствии с действующими нормативными документами;
- измерение в автоматическом режиме массового расхода нефти, по каждой ИЛ и СИКН в целом;
- вычисление объёма нефти по каждой (рабочим и контрольно-резервной) ИЛ и СИКН в целом при средних за период (2 часа, сутки, месяц) давлении и температуре;
- определение суммарного количества перекачиваемой нефти в единицах массы брутто и массы нетто по данным испытательной (аналитической) лаборатории, а также объема среды накопительно и за отдельные периоды (2 часа, сутки, месяц);

- определение суммарной массы балласта по данным испытательной (аналитической) лаборатории и показаниям поточного влагомера накопительно и за отдельные периоды (2 часа, сутки, месяц);
- измерение плотности при текущих условиях измерения;
- приведение значения плотности к требуемым условиям (при  $T=15^{\circ}\text{C}$  и  $T=20^{\circ}\text{C}$ ,  $P=101,325$  кПа);
- автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений плотности среды при условиях измерения;
- определение, автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений массовой доли воды, содержащейся в нефти;
- индикацию и сигнализацию наличия свободного газа в нефти;
- измерение текущего давления, автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений давления среды по каждой ИЛ, в БИК, на выходном коллекторе СИКН;
- измерение текущей температуры, автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений температуры среды по каждой ИЛ, в БИК;
- измерение текущего перепада давления, автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений перепада давления среды на фильтрах в БФ и БИК;
- вычисление средних за отчетный период значений температуры, давления;
- автоматизированное, дистанционное управление измерительными линиями (включение, выключение, переключение потока среды с рабочей линии на контрольно-резервную измерительную линию, управление расходом через ИЛ, переключение для контроля метрологических характеристик и поверки по передвижной ПУ);
- автоматизированное управление расходом среды через БИК;
- сигнализацию положения исполнительных механизмов и неисправности;
- возможность промывки оборудования БИК;
- возможность дренирования среды с оборудования, технологических трубопроводов СИКН и ПУ и последующее их заполнение без остатков воздуха в случае проведения ремонтных и поверочных работ;
- возможность промывки и пропарки дренажных трубопроводов, фильтров, ИЛ, ПУ с помощью передвижных средств;
- автоматический отбор объединенной пробы среды пропорционально объему перекачиваемой среды;
- ручной отбор точечной пробы среды;
- возможность задания с операторской станции времени наполнения контейнера автоматического пробоотборника;
- визуальный контроль герметичности запорной арматуры, через которую недопустимы протечки;
- автоматизированное выполнение КМХ рабочих расходомеров по контрольно-резервному без нарушения процесса измерений, оформление и печать протоколов КМХ;
- поверка рабочих и контрольно-резервного расходомеров по передвижной поверочной установке при расходах через СИКН, соответствующих диапазону расходов через один расходомер;
- управление с операторских станций электроприводной арматурой;
- контроль достоверности измерений и исправности датчиков;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;
- возможность вывода на печать всех отчетов как в ручном (по команде оператора), так и в автоматическом режиме, возможность редактирования форм отчетов;
- формирование в автоматическом режиме отчетов и прямо-сдаточных документов за определенный интервал времени;

- возможность формирования на операторской станции суточных паспортов качества среды путем внесения результатов анализа среды, полученных из лаборатории;
- возможность изменения на операторской станции (при соответствующем доступе) уставок по сигнализации рабочих диапазонов расхода по каждой ИЛ и других технологических параметров;
- ведение и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов), журнала оператора, актов приема-сдачи нефти.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО СИКН Floboss (s/n 18359601)	vxworks 5.42	5.42	36C2	CRC 16
ПО СИКН Floboss (s/n 18359602)	vxworks 5.42	5.42	C209	CRC 16

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКН, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКН обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО СИКН имеет уровень защиты С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда

- рабочий диапазон массового расхода, т/ч нефть по СТБ ГОСТ Р 51858; от 100 до 640;
- рабочий диапазон температуры, °С от плюс 3 до плюс 40;
- рабочий диапазон давления, МПа, от 1,0 до 3,0;
- рабочий диапазон плотности, кг/м<sup>3</sup> от 780 до 850;
- рабочий диапазон вязкости кинематической, мм<sup>2</sup>/С (сСт) от 1,44 до 20,16;

Физико-химические свойства нефти:

- массовая доля воды, %, не более 1,0;
- массовая доля механических примесей, %, не более 0,05;
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, не более 100;
- массовая доля серы, %, не более 0,53;

– давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа, не более	73;
– содержание парафина, %, не более	6;
– содержание свободного газа,	отсутствует;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35;
Условия эксплуатации СИ СИКН:	
- температура окружающей среды, °С	от 0 до 40;
- относительная влажность, %	от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7;
Параметры электропитания:	
- напряжение, В:	
силовое оборудование	380 (+10%, -15%);
технические устройства СОИ	220 (+10%, -15%);
- частота, Гц	50;
Габаритные размеры, мм, длина×ширина×высота:	
- рама БИЛ	9030×5500×2710;
- рама БФ	6000×2200×2710;
- шкаф БИК	6100×910×2710;
Масса, кг, не более:	
- рама БИЛ	22000;
- рама БФ	8000;
- шкаф БИК	1800;
Средний срок службы, лет, не менее	10;
Интервал между поверками, год	1;
Режим работы	периодический, круглогодичный.

### Знак утверждения типа

наносится на СИКН методом наклейки на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом в левом верхнем углу.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки определяется заказом и отражается в спецификации. Основной комплект поставки включает:

- СИКН – 1 шт.;
- руководство по эксплуатации – 1 экз.;
- методика поверки – 1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 47674-11 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ «ФГУП ВНИИР».

Средства поверки:

- Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная «Daniel», верхний предел измерений - 450 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- Преобразователь плотности жидкости модели 7835 с диапазоном измерений от 700-1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,30 кг/м<sup>3</sup>.

Допускается использование аналогичных СИ с характеристиками не хуже указанных выше.

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

Приведены в руководстве по эксплуатации на систему измерений количества и показателей качества нефти НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к СИКН**

1. Техническая документация ЗАО «НИЦ «Инкомсистем»

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

Осуществление государственных учетных операций.

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество научно-инженерный центр «Инкомсистем», 420029, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д.17. Тел.: (843) 212-50-10, факс 212-50-20.

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии. Регистрационный номер 30006-09. Адрес: 420088, г.Казань, ул. 2-я Азинская, 7А. Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32. E-mail: [vnirpr@bk.ru](mailto:vnirpr@bk.ru).

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.