



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.141.A № 46568

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 449
Омской ЛПДС**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Аргоси", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49883-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49883-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **18 мая 2012 г. № 351**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004706

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС (далее – СИКН) предназначена для определения массы нефти при проведении учетных операций на Омской ЛПДС.

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ЗАО «Аргоси» (г. Москва) по проектной документации ЗАО «ИМС» (г. Москва) 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.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из трех рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий.

В каждой рабочей измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N (№ 15427-06);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);
- датчик температуры 644 (№ 39539-08);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

В контрольно-измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователь объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16 (№ 47257-11);

- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным на рабочих измерительных линиях.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85, установленное на выходном коллекторе СИКН. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (номер по Госреестру):

- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (№ 15644-06);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827 (№ 15642-06);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (№ 14557-05);
- счётчик жидкости турбинный МИГ-32Ш (№ 26776-08);
- система автоматического пробоотбора Clif Mock;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры, аналогичные установленным в БИЛ;
- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-85.

Блок ТПУ состоит из стационарной установки поверочной трубопоршневой двунаправленной Daniel 1-го разряда (Госреестр № 20054-06) в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИЛ и обеспечивает проведение поверки и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600 (Госреестр № 38623-08) со встроенным программным обеспечением (далее – ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;

- автоматизированные рабочие места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сторос» (далее – ПК «Сторос»), оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

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 ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), содержания воды в нефти (%);

- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и контроль метрологических характеристик ПР по стационарной поверочной установке;

- автоматический отбор объединенной пробы нефти;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Программное обеспечение

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (далее – контроллеров), свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 1551014-06 от 12.12.2006 ФГУП ВНИИР. 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 «Сторос», 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 № 01.00284-2010-030/07-2011 от 26.05.2011 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Сторос» 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 программного обеспечения, входящего в состав СИКН:

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора	ПК «Cropos»	1.0	A1C753F7	CRC32
Конфигурационный файл (основной контроллер)	omsk20111130	168	fbab	CRC16
Конфигурационный файл (резервный контроллер)	omsk20111130	168	fbab	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 380 до 2520
Рабочий диапазон температуры нефти, оС	от минус 10 до 25
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,15 до 1,60
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 750 до 950
Рабочий диапазон вязкости кинематической нефти, сСт	от 0.5 до 80
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, оС	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при измерении влагомером, %	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Оборудование и СИ СИКН сохраняют свою работоспособность при выходе физико-химических показателей и расхода нефти за указанные значения в пределах поверенных диапазонов измерений применяемых СИ.	

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 № 449 Омской ЛПДС».

Поверка:

осуществляется по Инструкции МП 49883-12 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС». Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 14.12.2011 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;

- преобразователь объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16 (№ 47257-11);
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- плотномер МД-02 (Госреестр № 28944-08);
- установка для поверки влагомеров УПВ (ТУ 4318-021-25567981-2002);
- 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.

Межповерочный интервал – 1 год.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №449 Омской ЛПДС», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2011.11130.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС

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», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ЗАО «Аргоси»
115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38
Телефон (495) 544-11-35
Факс (347) (495) 544-11-36
E-mail: moscow@argosy-tech.ru
Web: www.argosy-tech.ru

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научной метрологической центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, номер регистрации в Государственном реестре средств измерений - № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru;
Web: www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«___»_____2012г.