

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 241
ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 241 ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и массы нетто нефти при проведении учетных операций между ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК» и ОАО «СЗМН» ОАО «АК «Транснефть».

Описание средства измерений

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

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью расходомеров массовых и системы обработки информации.

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

БИЛ состоит из одной рабочей и одной резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик - расходомер массовый Micro Motion модели CMF-200 (№ 13425-01);
- преобразователь давления измерительный 3051TG (№ 14061-99);
- преобразователь измерительный 244ЕН к датчику температуры (№ 14684-00);
- 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 3051TG (№ 14061-99);
- преобразователь измерительный 244ЕН к датчику температуры (№ 14684-00);
- манометр и термометр для местной индикации давления и 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:

- денсиметр SARASOTA модели FD960 (№ 19879-00);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (№ 14557-05);
- преобразователь давления измерительный 3051TG (№ 14061-99);
- преобразователь измерительный 244ЕН к датчику температуры (№ 14684-00);
- два автоматических пробоотборника с диспергатором «Стандарт А-50»;
- пробоотборник для ручного отбора проб «Стандарт Р-50» с диспергатором;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;

Блок ТПУ состоит из установки трубопоршневой поверочной стационарной ОЗНА-Прувер С-0,05-100-4,0 (№ 31455-06), которая в комплекте с преобразователем плотности из

состава БИК обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода.

Система обработки информации состоит из двух контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000 (№ 15066-01), а также автоматизированного рабочего места оператора, предназначенного для визуального отображения результатов измерений и управления технологическими режимами работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Программным обеспечением (далее – ПО) СИКН является ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (далее – ИВК). Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения комплексов измерительно-вычислительных OMNI 6000 № 2301-05м-2009 от 15.10.2009 г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева».

ПО ИВК, обеспечивает общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К метрологически значимой части ПО относится операционная система ИВК, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций согласно заложенным алгоритмам, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигурации, обработку и передачу данных согласно текущей конфигурации контроллера.

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;
- запретом доступа на редактирование сформированных отчетов и протоколов;
- аппаратной блокировкой возможности переконфигурирования контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-3000. Переключатель расположен с внутренней стороны передней панели контроллеров и может быть опломбирован;
- 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 (ПО):

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
-	24.75.01	0942	CRC16
-	024.72	0F47	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 8,4 до 81,4;
Рабочий диапазон температуры нефти, °C	от 5 до 40;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,4 до 2,0;
Диапазон плотности нефти при стандартных условиях, кг/м ³	от 840 до 920;
Рабочий диапазон вязкости нефти, сСт	от 3 до 300;
Массовая доля воды, %, не более	0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35.

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 № 241 ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК». Методика поверки. НА.ГНМЦ.0022-13 МП»

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0022-13 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 241 ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 14.05.2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка I-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- установка трубопоршневая поверочная стационарная ОЗНА-Прувер-0,05-100-4,0 с диапазоном измерений от 5 до 100 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$;
- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м³;
- 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);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный MC2-R (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 № 241 для учетных операций при транспортировке нефти на пункте приема-сдачи нефти ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК» и ОАО «СЗМН» ОАО «АК «Транснефть», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 08.04.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 241 ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК»

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:

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ОАО «Нефтеавтоматика».

450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Тел./факс (347) 228-81-70

E-mail: neftevtomatika@nefteavtomatika.ru

Заявитель

ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК»
423040, Республика Татарстан, г. Нурлат, ул. Ленинградская, д. 16
Тел.: (84345) 2-45-00; факс: (84345) 2-45-06
E-mail: fax@tatritek.ru

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение
Головной научный метрологический 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;
E-mail: 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

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2013 г.