

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2039 Орловского месторождения при Ново-Суксинской УПВСН НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2039 Орловского месторождения при Ново-Суксинской УПВСН НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть» предназначена для определения массы нефти при осуществлении товарообменных и налоговых операциях в НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть».

Описание средства измерений

СИКНС изготовлена в одном экземпляре ООО «ИМС Индастриз» (г. Москва) по проектной документации ООО «ИМС Индастриз» (г. Москва) из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления..

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами её составляющих

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

Конструктивно СИКНС состоит из узла фильтров, узла измерительных линий, узла показателей качества нефти, узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и обработки информации. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Узел измерительных линий состоит из двух измерительных линий: рабочей и контрольной. В состав каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 200 (№ 13425-06);
- датчик давления «Метран-100» (№ 22235-08);
- манометр для местной индикации давления.

Узел показателей качества нефти выполняет функции контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. В узел показателей качества нефти установлены следующие средства измерений и технические средства:

- датчик давления «Метран-100» (№ 22235-08);
- датчик температуры 644 (№ 39539-08);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм2 (№ 14557-10);
- автоматические пробоотборники «ПРОБА-1М»;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.
- ручные пробоотборные устройства по ГОСТ 2517-85.

В состав СОИ входят:

- комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») (№ 43239-09).со встроенным программным обеспечением (далее – ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;

- автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программное обеспечение «RATE АРМ оператора УУН», оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

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

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы (т) и массового расхода сырой нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), содержания воды в сырой нефти (%);
- вычисление массы нетто (т) сырой нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР по передвижной 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 комплексов измерительно-вычислительных ОКТО-ПУС-Л (ОСТОПУС-L) (далее – контроллеров), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения комплексов измерительно-вычислительных ОСТОПУС-L № 26821-09, выдано ФГУП ВНИИР 22.12.2009г. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система контроллера ИВК ОСТОПУС-L, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных, памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигурационных параметров контроллера.

К ПО верхнего уровня относится программное обеспечение «RATE АРМ оператора УУН», 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 № 182101-08, выдано ФГУП ВНИИР 24.10.2008г. К метрологически значимой части ПО «RATE АРМ оператора УУН» относится файл «RateCalc.dll».

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

Идентификационные данные программного обеспечения, входящего в состав СИКНС:

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора	ПО «RATE АРМ оператора УУН» РУУН 2.1 -07 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32
ПО комплекса измерительно-вычислительного Осторус-L (основной)	Прикладное программное обеспечение МС 200.00.04.00-09 АВ	3.21	CFF9	CRC16
ПО комплекса измерительно-вычислительного Осторус-L (резервный)	Прикладное программное обеспечение МС 200.00.04.00-09 АВ	3.21	CFF9	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая (определение по ГОСТ Р 8.615-2005).
Расход сырой нефти, т/ч	от 5 до 15.
Температура сырой нефти, °С	от 5 до 40.
Давление сырой нефти в СИКНС, МПа	от 0,24 до 4,0.
Массовая доля воды, %, не более	10,0.
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 10,0 до 120;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2.
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	± 0,5.
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при измерении влагомером, %	±0,1.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКНС в составе: согласно инструкции по эксплуатации СИКНС.
2. Инструкция по эксплуатации СИКНС.
3. Инструкция. «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2039 Орловского месторождения при Ново-Суксинской УПВСН НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по инструкции МП 50446-12 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2039 Орловского месторождения при Ново-Суксинской УПВСН НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 27.12.2011 г.

Перечень основных эталонов применяемых при поверке:

- трубопоршневая установка с пределами допускаемой относительной погрешности: не более ± 0,10 %.

- поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности: не более ± 0,3 кг/м³.

- установка эталонная мобильная ПАКВиК (Госреестр № 37733-08).

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА (Госреестр №39214-08), УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);

- устройство 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 сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Орловского месторождения при Ново-Суксинской УПВСН, утверждена ООО «ИМС Индастриз» 27.12.2011г. аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 27.12.2011 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2011.11463.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2039 Орловского месторождения при Ново-Суксинской УПВСН НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть»

ГОСТ Р 8.615-2005 (изм. №1,2) «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций;

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)

Адрес: 117312, Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Тел.: +7 (495) 221-10-50

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научной метрологической службы 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, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р Петросян.

М.П.

«_____» _____ 2012г.