

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть» (СИКНС) предназначена для автоматизированного определения массы сырой нефти.

Описание средства измерений

СИКНС изготовлена в одном экземпляре ЗАО «Троицкнефть» (г. Альметьевск) по проектной документации ООО «Корвол» (г. Альметьевск) из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 01.

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 расходомеров массовых и системы обработки информации.

Конструктивно СИКНС состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров нефти сырой (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей и одной контрольно-резервной измерительных линий.

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

- расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300 (№ 13425-97);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276 (№ 21968-01);
- датчик давления Метран-55 (№ 18375-03);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-85. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (номер по Госреестру):

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (№ 14557-01);
- преобразователь объемной доли воды в нефти первичный измерительный ПИП-ВСН (№ 19850-00);
- автоматический пробоотборник «Стандарт-А»;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;
- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-85.

На входе и выходе узла поверочной установки установлены преобразователи давления, температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 (Госреестр № 15066-09 и № 15066-01);
- автоматизированные рабочие места оператора на базе персонального компьютера с ПО АРМ оператора СИКНС № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть».

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 массового расхода сырой нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение температуры, давления, содержания воды в сырой нефти;
- вычисление массы нетто нефти сырой с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти сырой;
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров по поверочной установке;
- контроль метрологических характеристик рабочего расходомера массового по контрольно-резервному расходомеру массовому;
- автоматический отбор объединенной пробы сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти сырой, паспортов качества нефти сырой.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000. Параллельная работа двух контроллеров обеспечивает дополнительное резервирование данных, при выходе из строя основного контроллера управление автоматически передается на резервный, измеренная информация сохраняется обоими контроллерами. OMNI-6000 обеспечивает сбор и обработку информации от преобразователей расхода, давления, температуры и влагосодержания нефти, вычисление на основании полученных данных массы нефти, а также относительной погрешности преобразователя расхода при проведении КМХ. На основании вышеуказанных функций к метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система основного и резервного контроллеров OMNI-6000, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных, памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигурационных параметров контроллера. Свидетельство о метрологической аттестации алгоритмов и ПО OMNI-6000 № 2301-05м-2009 от 15.10.2009г., ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева».

К верхнему уровню относится ПО АРМ оператора СИКНС №2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть». ПО АРМ оператора осуществляет управление исполнительными механизмами СИКНС (задвиги, насосные агрегаты), обмен данными с контроллером OMNI-6000, отображение технологической схемы и данных от преобразователей сигналов, установленных на СИКНС, кроме того формирует двухчасовые и суточные отчеты. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-050/04-2013, выдано ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 3.06.2013 г.

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:

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Операционная система контроллера OMNI-6000 (основной)	24.75.03	99A0	CRC16
Операционная система контроллера OMNI-6000 (резервный)	024.73	A18E	CRC16
ПО АРМ оператора СИКНС № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»	2.0.2.12	-	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 15 до 110
Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С	от 2 до 50
Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа	от 0,1 до 2,2
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 800 до 1000
Рабочий диапазон кинематической вязкости сырой нефти, сСт	от 6 до 190
Объемная доля воды, %, не более	7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры сырой нефти, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления сырой нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25

Знак утверждения типа

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 № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть». Методика поверки» НА. ГНМЦ.0038-13 МП.

Поверка

осуществляется по инструкции НА. ГНМЦ.0038-13 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 04.06.2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройства поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа (Госреестр № 45409-10);
- влагомеры эталонные лабораторные товарной нефти (Госреестр № 47862-11);
- калибраторы температуры (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления портативный (Госреестр № 22307-09).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2012.12726.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»

ГОСТ Р 8.615-2005 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

Закрытое акционерное общество «Троицкнефть» (ЗАО «Троицкнефть»)
Юридический адрес: 423190, РТ, Новошешминский район, с.Новошешминск,
ул.Советская, 80
Почтовый адрес: 423462, РТ, г.Альметьевск, ул.Советский, 165А
тел/факс (8553) 31-49-31(30)
E-mail: troickneft@tatais.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; 272-47-86;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.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
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2013 г.