

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2017
ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2017 ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения (далее – СИКНС) предназначена для автоматических измерений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

СИКНС изготовлена в одном экземпляре ООО «ДОМЗ» (г. Домодедово) по проектной документации ООО «ИМС ИНДАСТРИЗ» (г. Москва), из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 541.

Наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

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

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы обработки информации, узла подключения передвижной поверочной установки.

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

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300 (№ 13425-01);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- преобразователь измерительный 644 (№ 14683-09);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (№ 22257-11);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- влагомер сырой нефти ВСН-2 (№ 24604-07);
- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь измерительный 644 (№ 14683-09);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (№ 22257-11);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- манометр и термометр для местной индикации давления.

БИК выполняет функции непрерывного измерения 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 2517-2012, установленное на входном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм (№ 14557-10);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- преобразователь измерительный 644 (№ 14683-09);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (№ 22257-11);

- два пробоотборника для автоматического отбора пробы «Стандарт-А»;
- пробоотборник для ручного отбора «Стандарт-Р»;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;

Система обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (№ 19240-05) и автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением «Rate ARM оператора УУН», предназначенных для визуального отображения результатов измерений и управления технологическими режимами работы СИКНС.

Узел подключения передвижной поверочной установки, предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели SMF 300.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы сырой нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С) и давления (МПа) сырой нефти, объемной доли воды в сырой нефти (%);
- вычисление массы нетто сырой нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи сырой нефти, паспортов качества сырой нефти.

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

Программное обеспечение

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

К ПО нижнего уровня относится ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК). Свидетельство о метрологической аттестации алгоритма программного обеспечения ИВК № 2550-04-2011 от 14.01.2011г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». К метрологически значимой части ПО ИВК относится исполняемый файл oil_mm.exe. ИВК под управлением ПО обеспечивает измерение, контроль и преобразование входных электрических сигналов, поступающих от измерительных преобразователей в составе СИКНС, производство вычислительных операций согласно заложенным алгоритмам, создание и ведение архивов данных.

К ПО верхнего уровня относится программное обеспечение «RATE ARM 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 № 20902-11, выдано ФГУП ВНИИР 27.12.2011 г. и алгоритмов вычислений №21002-11, выдано ФГУП ВНИИР 27.12.2011 г. К метрологически значимой части ПО «RATE ARM 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;
- посредством расчета контрольных сумм;

- механическим опломбированием ИВК;
- 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 ПО, входящего в состав СИКНС:

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	RATE APM оператора УУН	PX.352.02.01.00 АВ. Нефть, нефтепродукты Преобразователи массового расхода
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	14C5D41A
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая по ГОСТ Р 8.615-2005
Рабочий диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 20 до 60
Рабочий диапазон измерений температуры сырой нефти, °С	от 5 до 35
Рабочий диапазон измерений давлений сырой нефти, МПа	от 2,6 до 4,0
Объемная доля воды, %, не более	10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефти, %	±0,5;
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 № 2017 ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения. Методика поверки» НА.ГНМЦ.0058-14 МП.
4. Паспорт «Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2017 ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения».

Поверка

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0058-14 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2017 ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 07.07.2014 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- 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 МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой №2017 ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения», аттестована ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 21.08.2012 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и параметров нефти сырой №2017 ОАО «Татойлгаз» при ДНС-9 Урустамакского нефтяного месторождения

1. 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

Общество с ограниченной ответственностью «Домодедовский опытный машиностроительный завод»

(ООО «ДОМЗ»)

142000, г. Домодедово, ул. Кирова, дом 27

Телефон: (495) 788-57-80, 788-57-81, факс: (495) 780-08-19

Заявитель

Открытое акционерное общество «Татойлгаз»

(ОАО «Татойлгаз»)

423464, г. Альметьевск, ул. Тухватуллина д. 2а

Тел./факс (8553) 31-41-10; 31-42-18

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;

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
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.