

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 356 от 25.02.2019 г.)

Система измерений количества и параметров нефти сырой №2059 АО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой №2059 АО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров сырой нефти при проведении учетных операций между сдающей и принимающей стороной.

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью расходомеров массовых (далее – ПР).

Конструктивно СИКНС состоит из входного и выходного коллекторов, блока измерительных линий (далее – БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), блока измерений параметров нефти сырой (далее – БИК) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая связь и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

На входном коллекторе СИКНС установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- влагомер сырой нефти (регистрационный № 24604-12).

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

На входном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь давления измерительный Cerabar M (регистрационный № 41560-09);

- манометр для местной индикации давления.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF (регистрационный № 13425-01 или 45115-10 или 45115-16);

- преобразователь давления измерительный Cerabar M (регистрационный № 41560-09);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (регистрационный № 38548-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь давления измерительный Cerabar M (регистрационный № 41560-09);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (регистрационный № 38548-13);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР по передвижной ПУ.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров сырой нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. Отбор представительной пробы сырой нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);
 - влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
 - преобразователь давления измерительный Cerabar M (регистрационный № 41560-09);
 - термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (регистрационный № 38548-13);
 - два пробоотборника автоматических Стандарт-АЛ;
 - пробоотборник ручной;
 - манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКНС установлены следующие СИ и технические средства:

- манометры для местной индикации давления.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два комплекса измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» (OCTOPUS-L) (регистрационный № 43239-15), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом АРМ оператора «Rate APM оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти (т/ч);
- автоматическое измерение массы сырой нефти (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды в сырой нефти (%);
 - поверку и КМХ ПР по передвижной ПУ;
 - КМХ ПР, установленного на рабочей ИЛ, по ПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-передачи сырой нефти, паспортов качества сырой нефти.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на СИ в соответствии с их методиками поверки.

Программное обеспечение

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

К ПО нижнего уровня относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

К ПО верхнего уровня относится программа автоматизированного рабочего места – «Rate APM оператора УУН» (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов, вычисления массы нетто нефти.

ПО СИКНС защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений измеренных (вычисленных) данных и метрологически значимой части ПО с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий. Уровень защиты ПО СИКНС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ОКТОПУС-Л
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	6.15
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	F0737B4F	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырья
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 17 до 45
Диапазон давления, МПа	от 0,3 до 4,0
Диапазон температуры, °С	от +5 до +45
Объемная доля воды, %, не более	5,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм3, не более	5000
Содержание растворенного газа, м3/м3, не более	0,4
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды при измерении влагомером УДВН-1пм1, %	±0,08
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая и 1 контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38/220±22 50±1

Продолжение таблицы 3

Габаритные размеры СИКНС, мм, не более	
- высота	2 220
- ширина	1 900
- длина	4 750
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	
БИЛ	от -40 до +40
БИК	от +5 до +35
СОИ	от +15 до +25
- относительная влажность, %	от 40 до 90
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой №2059 АО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой №2059 АО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть». Методика поверки с изм. №1	НА.ГНМЦ.0127-16 МП	1 экз.

Проверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0127-16 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой №2059 АО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть». Методика поверки» с изменением №1, утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 26.12.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКНС;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКНС с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Инструкция «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой №2059 ПАО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть», ФР.1.29.2016.25155.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой №2059 АО «Булгарнефть» при Первомайском парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИМС Инжиниринг» (ЗАО «ИМС Инжиниринг»)
ИНН 7710431220
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, строение 47а
Телефон: +7 (495) 775-77-25
Факс: +7 (495) 221-10-51

Заявитель

Акционерное общество «Булгарнефть» (АО «Булгарнефть»)
ИНН 1644005296
Адрес: 423452, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Белоглазова, д. 26
Телефон: +7 (8553) 30-04-35
Факс: +7 (8553) 30-00-16
E-mail: bulgarneft@tatais.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.