

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массы и параметров сырой нефти и определения массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью расходомеров массовых (далее – ПР). Массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти.

Конструктивно СИКНС состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), блока измерений параметров сырой нефти (далее – БИК) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка 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:

- манометр для местной индикации давления.

В блоке фильтров установлены следующие СИ и технические средства:

- два преобразователя давления измерительных Deltabar M PMD (регистрационный № 41560-09);

- два фильтра;

- манометры для местной индикации давления.

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

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- расходомер массовый Promass (регистрационный № 15201-11);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);

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

- 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, на входе и выходе которого установлены манометры для местной индикации давления.

БИК выполняет функции оперативного контроля параметров сырой нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. Отбор представительной пробы сырой нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм1 (регистрационный № 14557-15);

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);

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

- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры;

- два преобразователя давления измерительных Deltabar M PMD (регистрационный № 41560-09);

- два фильтра;

- два пробоотборника автоматических «Отбор-А-Р слив»;

- пробоотборник ручной;

- место для подключения пикнометрической установки.

На выходном коллекторе СИКНС установлены следующие СИ и технические средства:

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

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

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 обеспечением «ПЕТРОЛСОФТ (С)», 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;

- автоматический отбор объединенной пробы сырой нефти;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи 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 – комплекса), 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 комплекса.

К ПО верхнего уровня относится программное обеспечение автоматизированного рабочего места оператора – «ПЕТРОЛСОФТ (С)» (далее – АРМ оператора), выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, получения архивных данных, вычисления массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

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 «средний» 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		ИБК
Идентификационное наименование ПО	SIKNS.dll	TPULibrary.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.0.0.0	6.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	081ac2158c73492a d0925db1035a0e71	1b1b93573f8c9188 cf3aafaa779395b8	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 32,5 до 81,8 (от 40,0 до 93,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером при содержании воды в сырой нефти: от 0 % до 5 %, %, не более	±0,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании воды в сырой нефти: от 0 % до 5 %, %, не более	±0,74

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °С	от +40 до +70
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 4,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 800 до 900
Массовая доля воды, %, не более	5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	отсутствует
Электропитание, В/Гц	трехфазное 380/50, 220/50
Срок службы, лет, не менее	10

Продолжение Таблицы 3

Наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКНС	непрерывный
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм	8960х5960х3265
Количество ИЛ, шт	2 (рабочая ИЛ и контрольно-резервная ИЛ)

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 (СИКНС) на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения, зав. № 16010	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения. Методика поверки	НА.ГНМЦ.0311-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0311-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения. Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 11.10.2018 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 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 «Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», ФР.1.29.2016.24746.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ-2 Мамонтовского месторождения

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

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Телефон: +7 (846) 247-89-19

Факс: +7 (846) 247-89-19

E-mail: ma@ma-samara.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 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.