

Регистрационный № 99710-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта»
ТПП «Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, блока поверочной установки (далее – БПУ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из четырех рабочих измерительных линий (ИЛ), одной резервной и одной контрольно-резервной ИЛ.

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

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИВК) (основной и резервный), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированное рабочее место оператора «Визард» (далее – АРМ оператора) (основное и резервное), оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (далее – ПВз)	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ПВл)	14557-10
Датчики температуры CTR-ALW	51742-12
Датчики давления Метран-150	32854-13
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	57563-14

В состав СИКН входят показывающие СИ объема, давления и температуры нефти утвержденных типов. В качестве поверочной установки (далее – ПУ) применяют стационарную или передвижную трубопрошневую установку, компакт-прувер, массомерную установку или другую, предназначенную для поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) СРМ.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности (кг/м^3), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и КМХ СРМ с применением ПУ на месте эксплуатации;
- КМХ рабочих СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества, графических трендов, протоколов событий, журналов регистрации показаний средств измерений СИКН, протоколов КМХ средств измерений, входящих в СИКН;
- проведение КМХ ПП, ПВл, ПВз на месте эксплуатации без прекращения процесса измерений;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с их описаниями типа или в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии в описаниях типа СИ информации о пломбировке).

Заводской номер 15001 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку у входа в блок-бокс СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализована в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	«Визард»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	v.2/1/1974
Цифровой идентификатор ПО	6051	0X40DBC63BF736FB62C9C63ADD53F3F5E3 модуля «Поверка ПМР по ТПУ по МИ 3151-2008»
		0XFFEB685BC3463948FFD74617CB6767C8 модуля «КМХ ПМР по ПУ»
		0X00C99E87CE19B42D434F2016539683E0 модуля «КМХ ПМР по контрольному ПМР»
		0X6A0865A5A092EF053F17F064EADF75DE модуля «КМХ ПП по резервному ПП»
		0X003763C741854594DBA9051677D51607 модуля «КМХ ПП по ареометру»
		0X6D710CC2F3294568FB6DC8AE87281FB5 модуля «КМХ ПП по результатам испытаний в лаборатории»
		0XC05F8C1A3E911B322ABE6C1B30CEE59E модуля «КМХ вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории»
		0X6865EE1D89A2A38DAA6D6C0D204CE866 модуля «КМХ ПВ по резервному ПВ»
		0X39C7BE1CAE6F7010EA6F383952461D6B модуля «КМХ ПВ по результатам испытаний в лаборатории»
		0X80E02717A405AB12F972BF0F649CEAB5 модуля «Вычисление массы нетто нефти прямым методом динамических измерений по МИ 3532-2015»
		0X83A0E8719520EBCF8BB4F88B7FA186DF модуля «Вычисление массовой доли воды по МИ 3532-2015»
		0X496A4FD2A5A47C0160F32D63354EC3CF модуля «Вычисление значения кинематической вязкости по ГОСТ 33-2000»
		0X51114132704D60025EBADEF1F7A1829B модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора» (№ ТП 045-16)
		0X8B0271301E6169D98FFC0E09CFB06DB0 модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора» (№ ТП 092-17)

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	MD5
П р и м е ч а н и е – допускается отображение идентификационных данных (признаков) ПО на ЖК дисплее ИВК в форматах с указанием дополнительных символов или без них, например: - для номера версии (идентификационного номера) ПО 06.21 или 06.21/21; - для цифрового идентификатора ПО 6051 или 0x6051.		

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти через СИКН, т/ч	от 50 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество ИЛ, шт.	6 (4 рабочих, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Показатели качества нефти: – давление избыточное, МПа – температура, °С – плотность при температуре 20 °С, кг/м ³ – вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа, не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумму, млн. ⁻¹ (ppm), не более	от 0,73 до 2,40 от +40 до +70 от 940 до 944 от 100 до 600 0,5 100 0,05 66,7 1,8 6 20 не допускается 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока технических средств СОИ, В – напряжение переменного тока силового оборудования, В – частота переменного тока, Гц	220±22, однофазное 380 ⁺³² , трехфазное 50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 до 90 от 84 до 106

Т а б л и ц а 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	–	1
Руководство по эксплуатации	ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00 РЭ	1
Формуляр	ОФТ.05.1974.01.00.00.00.00.00 ФО	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1456-2026 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ФР.1.29.2026.53922.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 02.06.2026 № 683 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, подпункт 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 19.05.2026 № 936 «Об утверждении Государственного первичного специального эталона единиц массы и объема нефтепродуктов в потоке, массового и объемного расходов нефтепродуктов, массового расхода криогенной жидкости и Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

ИНН 5902201970

Юридический адрес: 614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие
«Томская электронная компания»

(ООО НПП «ТЭК»)

ИНН 7020037139

Адрес: 634040, Томская обл., г. Томск, ул. Высоцкого, 33

Телефон: (3822) 63-38-37, 63-39-54, факс: (3822) 63-39-63

Web-сайт: npptec.ru

E-mail: npptec@npptec.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366