

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы брутто нефти прямым методом динамических измерений.

Масса брутто нефти вычисляется по результатам прямых измерений счетчиком-расходомером массовым.

Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта, определяемой по результатам лабораторных исследований пробы нефти, как сумма массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Средства измерений в составе блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, узла регулирования давления и блока поверочной установки выполняют измерение расхода, давления, температуры, плотности, вязкости и массовой доли воды в нефти и их преобразование в унифицированные электрические сигналы. Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (ИВК) выполняют измерение выходных сигналов средств измерений, их преобразование в значения параметров и показателей качества нефти, вычисление массы брутто нефти и передачу результатов измерений и вычислений на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий, включающий шесть измерительных линий (ИЛ);
- блока измерений показателей качества нефти;
- узла регулирования давления;
- блока поверочной установки (БПУ);
- системы обработки информации (СОИ), включающую АРМ оператора.

Средства измерений, входящие в состав СИКН, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав СИКН

Наименование средств измерений	Регистрационный номер*	Количество
Блок измерительных линий		
Счетчик-расходомер массовый Micro-Motion (модификация CMF)	45115-10	6 шт.
Датчик давления Метран-150	32854-13	14 шт.
Датчик температуры СТР-ALW	51742-12	7 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	8 шт.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	7 шт.
Блок измерений показателей качества нефти		
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14	1 шт.
Датчик давления Метран-150	32854-13	5 шт.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-10	2 шт.
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835)	15644-06	1 шт.
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный (мод. 7829)	15642-06	1 шт.

Продолжение таблицы 1

Наименование средств измерений	Регистрационный номер*	Количество
Датчик температуры CTR-ALW	51742-12	2 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	5 шт.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	4 шт.
Узел регулирования давления		
Датчик давления Метран-150	32854-13	1 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	1 шт.
Блок поверочной установки		
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	44252-10	1 шт.
Датчик давления Метран-150	32854-13	2 шт.
Датчик температуры CTR-ALW	51742-12	2 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	2 шт.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	2 шт.
Система обработки информации		
Преобразователь измерительный серии К	65857-16	1 шт.
Преобразователь «ПР»	39447-08	25 шт.
Контроллер измерительный FloBoss S600+	57563-14	2 шт.
Примечание – * Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) выполнение поверки преобразователей массового расхода (ПМР) по трубопоршневой поверочной установке (ТПУ) по МИ 3151-2008;
- 3) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) ПМР по ТПУ и по контрольному ПМР по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015;
- 4) выполнение КМХ поточного преобразователя плотности по результатам испытаний в лаборатории;
- 5) выполнение КМХ поточного вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории;
- 6) выполнение КМХ поточного влагомера по резервному влагомеру и по результатам испытаний в лаборатории;
- 7) вычисление массы нетто нефти прямым методом динамических измерений по МИ 3532-2015;
- 8) вычисление массовой доли воды по МИ 3532-2015;
- 9) вычисление значения кинематической вязкости по ГОСТ 33-2000;
- 10) формирование, хранение и вывод на печать протоколов поверки и контроля метрологических характеристик;
- 11) регистрация событий в журнале;
- 12) настройка параметров средств измерений СИКН;
- 13) запись и хранение архивов посредством базы данных Microsoft SQL Server;
- 14) обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН включает в себя встроенное ПО средств измерений в составе СИКН и ПО «АРМ оператора «Визард». Модуль 1. Алгоритм поверки по МИ 3151-2008, алгоритмы контроля метрологических характеристик по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015» и «АРМ оператора «Визард». Модуль 2. Алгоритм поверки по МИ 3380-2012, алгоритмы по методике поверки на счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, МП РТ 1720-2012, МП РТ 1902-2013, МИ 3272-2010, методике поверки на расходомеры массовые Promass, вычисление массы нетто нефти, сырой нефти прямым методом динамических измерений по МИ 3532-2015, МИ 2693-2001 и ГОСТ Р 8.910-2016, вычисление массовой доли воды по МИ 3532-2015, вычисление кинематической вязкости по ГОСТ 33-2000» («Визард»).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 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	0x6051	0X40DBC63BF736FB62C9C63ADD53F3F5E3 модуля «Поверка ПМП по ТПУ по МИ 3151-2008»
		0XFFEB685BC3463948FFD74617CB6767C8 модуля «КМХ ПМП по ПУ»
		0X00C99E87CE19B42D434F2016539683E0 модуля «КМХ ПМП по контрольному ПМП»
		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»

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
		0X51114132704D60025EBADEF1F7A1829B модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора» (№ ТП 045-16)
		0X8B0271301E6169D98FFC0E09CFB06DB0 модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора» (№ ТП 092-17)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти через СИКН, т/ч	от 50 до 500
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	от 0,73 до 2,40
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от +40 до +70
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочих, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Показатели качества нефти: – плотность при температуре +20 °С, кг/м ³ – кинематическая вязкость, 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 940 до 944 от 110 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 ₋₃₈ , трехфазное 50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока технических средств СООИ, В – напряжение переменного тока силового оборудования, В – частота переменного тока, Гц	220±22, однофазное 380 ⁺³² ₋₃₈ , трехфазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 до 90 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», зав. № 15001	–	1 шт.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Методика поверки	МП 332-18	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Формуляр	ОФТ.05.1974.01.00.00.00.00.00.00 ФО	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Руководство по эксплуатации	ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00.00.00 РЭ	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» - ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Руководство оператора	ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00.00.00 ИЗ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 332-18 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 05.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон единицы массового расхода жидкости 1-го разряда по ГОСТ 8.510;
- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с поправкой № 2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.20896).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 628 ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Приказ Минэнерго России от 08.04.2016 г. № 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»

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкостей

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» (ООО НПП «ТЭК»)

ИНН 7020037139

Адрес: 634040, Томская область, 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

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, 17а

Телефон: (3822) 55-44-86, факс: (3822) 56-19-61, 55-36-76

Web-сайт: tomskcsm.ru

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.