

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «10» июля 2023 г. № 1437**

Лист № 1  
Всего листов 7

Регистрационный номер 80121-20

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 573**  
**ПСП «Раскино»**

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти № 573 ПСП «Раскино» (далее - СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

**Описание средства измерений**

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

Масса нефти измеряется по результатам прямых измерений массы нефти расходомером массовым.

Масса нетто нефти вычисляется как разность массы 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 СИКН выполняют измерения расхода, давления, температуры, плотности и объемной доли воды в нефти и их преобразование в унифицированные электрические сигналы. Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК (ИВК) выполняет измерение выходных сигналов средств измерений, их преобразование в значения параметров и показателей качества нефти, вычисление массы нефти, массы нетто нефти и передачу результатов измерений и вычислений на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок поверочной установки (БПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую четыре измерительные линии (ИЛ) (три рабочие и одна контрольно-рабочая), оснащенные средствами измерений массового расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой.

БИК представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, объемной доли воды, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

В блок поверочной установки включены средства измерений температуры, давления и установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (ПУ).

СОИ включает в себя ИВК и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) «СИКН № 573».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 45115-16;
- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный № 14061-99;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68, регистрационный № 22256-01;
- преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, регистрационный № 14683-00;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный № 15644-01;
- влагомер нефти поточный модель LC, регистрационный № 16308-02;
- влагомер нефти поточный модель L, регистрационный № 56767-14;
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99;
- комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК, регистрационный № 44582-16.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров нефти;
- 2) вычисление массы нетто нефти при вводе в ИВК или в АРМ оператора показателей качества нефти, по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 3) выполнение поверки массового преобразователя расхода (ПМР) по ПУ в комплекте с преобразователем плотности (ПП);
- 4) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) ПМР по ПУ в комплекте с ПП или по контрольному ПМР;
- 5) выполнение КМХ поточного влагомера по результатам испытаний в лаборатории;
- 6) выполнение КМХ поточного преобразователя плотности по результатам испытаний в лаборатории по ареометру или по резервному поточному преобразователю плотности;
- 7) формирование, хранение и вывод на печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 8) запись и хранение архивов;
- 9) регистрация событий в журнале;
- 10) обеспечение защиты ПО «СИКН №573», данных архива и системой информации от несанкционированного доступа.

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

Заводской номер 50378 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на маркировочную табличку печатным способом, обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации СИКН и в эксплуатационную документацию. Маркировочная табличка СИКН представлена на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Маркировочная табличка



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО средств измерений в составе СИКН и ПО «СИКН № 573», установленное на АРМ оператора. ПО «СИКН № 573» имеет модульную структуру и включает в себя модули метрологически значимой и незначимой части ПО. Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «СИКН № 573»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«СИКН № 573»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v.1
Цифровой идентификатор ПО	0X40DBC63BF736FB62C9C63ADD53F3F5E3 модуля «Поверка ПМР по ПУ 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»
	0X78796A1F13D47E67AE55F988CF595449 модуля «КМХ ПП по пикнометрической установке»
	0XC05F8C1A3E911B322ABE6C1B30CEE59E модуля «КМХ вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории»
	0X39C7BE1CAE6F7010EA6F383952461D6B модуля «КМХ ПВ по результатам испытаний в лаборатории»
	0X51114132704D60025EBADEF1F7A1829B модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора»
	0X3CB7877607043C317D7F92E00319090C модуля «Расчет массы нетто»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	МикроТЭК-МК	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3083	
Цифровой идентификатор ПО	Имя файла	Значение хэш-кода
	mathRawOil.mdll	6E1212FB054D3645ABC1B2A8B1E54D7A
	mathCommercialOil.mdll	12387F99835A1B74C69986719D3A58F5
	mathWater.mdll	04793482857F9248A099E084846CB277
	mathSHFLU.mdll	2C317A5117704DAA0645548916CDE671
	mathOilGas.mdll	AF2A989D899E426D2C62BF911597A191
	mathNaturalGas.mdll	3093318E3A287EFA8F3D3A36B6FEE485
	mathNitrogen.mdll	7BD2EADDFC8D75796CB65F99DE5FB7FA
	mathAir.mdll	F1F2BE3E82E9144876E7F99424E21ECE
	mathSarasotaFD960.mdll	4A81742D5B15074BE60FD9DABD3FD3AE
	mathSolartron7835.mdll	204BFDBA4DCDB72D36CEF8672C9AFC09
	mathTransforms.mdll	768884A0DB93F585C712E4BF5101692A
	mathKmxRawOil.mdll	67F1F9338F566D5040E345FC98961772
	mathHC.mdll	E1154DE1DD8A7FC6209ABA0662D67391

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 102 до 785
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0 до 5,5 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	ИВК	от -5 до +30 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1100 кг/м <sup>3</sup>	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC, Влагомер нефти поточный модели L	ИВК	от 0 до 4 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: $\Delta$ – абсолютная погрешность измерений, $\gamma$ – приведенная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	4
Режим работы СИКН	непрерывный
Характеристики измеряемой среды: - избыточное давление нефти, МПа - температура нефти, °С - плотность нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м <sup>3</sup> - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> - массовая доля механических примесей, %	от 0 до 5,5 от -5 до +30 от 700 до 1100 0,5 от 0,3 до 100,0 от 0,005 до 0,010
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С	от +5 до +35
– температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С	от +5 до +35
– относительная влажность, %, не более	90
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

**Комплектность средства измерений**

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 573 ПСП «Раскино»	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 573 ПСП «Раскино» (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/29-612-2022, аттестованном ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939).

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

**Изготовитель**

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

ИНН 7020037139

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

**Испытательный центр**

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

Юридический адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.