

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 438

Регистрационный № 85947-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574
ПСП «Герасимовское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений, при котором массу брутто нефти определяют с применением измерительных и комплексных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы комплексов измерительно-вычислительных «SyberTrol» (ИВК), которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

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) (одну рабочую и три резервные/две рабочие и две резервные), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой.

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

БПУ включает в себя трубопоршневую поверочную установку, представляющую собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

СОИ включает в себя ИВК и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) «Визард СИКН ST».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Таблица 1

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
	14061-15
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	22256-01
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02
Влагомер поточный модели L	56767-14
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-01
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99
Комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol»	16126-02
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 3) запись и хранение архивов;
- 4) вычисление массы нетто нефти при «ручном вводе» с АРМ оператора параметров нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 5) выполнение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ИК объемного расхода нефти по ТПУ;
- 6) выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру и по резервному плотномеру;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН ST», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

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

Заводской номер 50377 СИКН вносится в эксплуатационную документацию. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО измерительных и комплексных компонентов в составе СИКН и ПО «Визард СИКН ST», установленное на АРМ оператора.

Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард СИКН ST» осуществляет отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений, запись и хранение архивов,

выполнение поверки и КМХ преобразователей расхода по ТПУ, выполнение КМХ преобразователей плотности по ареометру и по резервному плотномеру. Уровень защиты ПО СИКН - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК	АРМ оператора	
Идентификационное наименование ПО	SyberTrol	«Визард СИКН ST»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	Не ниже v.1	
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07 модуля «FIOM I/O Module»	Имя файла	Значение цифрового идентификатора
		Модуль «Отображение технологических параметров»	
		0000072.csc	E7902F021F039892DACBABB0057BBF30
		00000716.nmd	44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF783
		00000736.nmd	28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06
		00000737.nmd	D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF
		00000738.nmd	F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B55
		Модуль «Формирование архивов»	
		00000069.csc	933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8
		00000651.nmd	179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5
	00000652.nmd	381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F	
	00000739.nmd	6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7	
	9b8a1aab модуля «FCPB Main Processor»	00000740.nmd	DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2FB
		00000741.nmd	1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23
		Модуль «Поверка и КМХ ПР по ТПУ»	
		00000680.nmd	F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923
		00000703.nmd	900A00EE05A48049C3884E6E147105E7
		00000742.nmd	A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A24735
		00000743.nmd	727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A66
		Модуль «КМХ рабочего ПП по резервному ПП»	
00000735.nmd	A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75D		
Модуль «КМХ ПП по ареометру»			
00000685.nmd	06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE19		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора исполняемого кода	CRC32	MD5	

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 14 до 280
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м ³ /ч	от 14 до 140
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 объемного расхода нефти	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 14 до 280 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК объемного расхода нефти через одну ИЛ	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 14 до 140 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, преобразователи сопротивления Rosemount 3144P, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ИВК	от +5 до +30 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0,3 до 5,5 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,30 \text{ кг/м}^3$

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 содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC; Влагомер поточный модели L	ИВК	от 0 до 0,5 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 10 сСт от 0,5 до 10 сПз	$\gamma = \pm 1 \%$
ИК силы постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,05 \%$
ИК напряжения постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 1 до 5 В	$\gamma = \pm 0,05 \%$
ИК частотно-импульсный	СОИ	-	ИВК	от 0 до 10000 Гц	$\Delta = \pm 1$ имп

В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений, γ - 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, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 0,3 до 5,5 от +5 до +30 от 700 до 1000 0,5 100 0,05
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
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 от +18 до +30 80 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	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское»	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское», (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.42894).

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании,
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании,
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17-а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.