

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 85947-22

Лист № 1
Всего листов 9

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.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта.

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), 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 (ТПУ), представляющую собой калибранный 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».

Основные измерительные и комплексные компоненты, входящие в состав СИКН, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 3144Р	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

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

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) измерительного канала (ИК) объемного расхода нефти по ТПУ;
- 6) выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру и по резервному ИК плотности;
- 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 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 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 ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	SyberTro 1	«Визард СИКН ST»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	Не ниже v.1
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa0 7 модуля «FIOM I/O Module »	Имя файла Значение цифрового идентификатора Модуль «Отображение технологических параметров» 00000072.csc E7902F021F039892DACPABB0057BBF30 00000716.nmd 44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF78 3 00000736.nmd 28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06 00000737.nmd D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF 00000738.nmd F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B5 5 Модуль «Формирование архивов» 00000069.csc 933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8 00000651.nmd 179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5 00000652.nmd 381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F 00000739.nmd 6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7
	9b8a1aab модуля «FCPB Main Processor»	00000740.nmd DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2F B 00000741.nmd 1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23 Модуль «Проверка и КМХ ПР по ТПУ» 00000680.nmd F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923 00000703.nmd 900A00EE05A48049C3884E6E147105E7
		00000742.nmd A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A2473 5 00000743.nmd 727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A6 6 Модуль «КМХ рабочего ПП по резервному ПП» 00000735.nmd A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75 D Модуль «КМХ ПП по ареометру» 00000685.nmd 06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE 19
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 измерительных каналов (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 измерительные Rosemount 3144P; термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68; термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ИВК	от 0 до +100 °C	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0 до 6 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК объемной доли воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC; Влагомер поточный модели L	ИВК	от 0 до 2 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$

Продолжение таблицы 4

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 вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827; Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 100 $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт) от 0,5 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1\%$
ИК силы постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 4 до 20 мА	$\delta = \pm 0,05\%$
ИК напряжения постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 1 до 5 В	$\delta = \pm 0,05\%$
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 или периодический
Характеристики измеряемой среды:	
– избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 5,0
– температура нефти, °С	от +5 до +40
– плотность нефти, кг/м ³	от 700 до 1000
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– скорость потока нефти в БИК, м/с	от 0,3 до 1,0
Параметры электрического питания СИКН:	
– напряжение переменного тока измерительных цепей, В	220±22
– напряжение переменного тока силовых цепей, В	380±38
– частота переменного тока, Гц	50±1

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °C	от +5 до +40
- температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °C	от +18 до +40
Примечание: основные технические характеристики могут быть изменены при изменении технологического режима работы СИКН	

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.1.29.2024.49098).

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

Юридический 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. 17а

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