

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» августа 2024 г. № 1959

Регистрационный № 87128-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513
ПСП «Александровское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» (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 комплекса измерительно-вычислительного МикроТЭК (ИВК), который преобразует их и вычисляет 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 (ТПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую измерительные линии (ИЛ), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной 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 арматурой.

ТПУ 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».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты:

- преобразователи расхода жидкости турбинные серий Guardsman G (GP, GL), L (LB, LSJ, LJ), Sentry с ДУ от 3/4" до 24", регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 12750-00;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-99;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-04;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, регистрационный № 14684-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05;
- преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, регистрационный № 14683-00;
- преобразователи измерительные 3144Р, регистрационный № 14683-04;
- преобразователь плотности измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-96;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-01;
- влагомер поточный модели L, регистрационный № 56767-14;
- влагомер нефти поточный модели LC, регистрационный № 16308-02;
- преобразователь плотности и вязкости FVM, регистрационный № 62129-15;
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99;
- комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК, регистрационный № 24063-06.

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 преобразователей расхода (ПР) по ТПУ;
- 6) контроль метрологических характеристик (КМХ) ПР по ТПУ;
- 6) КМХ измерительного канала (ИК) плотности нефти по ареометру;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с описанием типа СИ и МИ 3002-2006.

Заводской номер 01 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», установленное на АРМ оператора.

Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард СИКН» осуществляет отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений, запись и хранение архивов, выполнение поверки и КМХ ПР по ТПУ, выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру. 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 «Визард СИКН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард СИКН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1/1/1/1234
Цифровой идентификатор ПО	Модуль «КМХ ПП по Ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Модуль «КМХ ТПР по ТПУ»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «Поверка ТПР по ТПУ»: CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 Модуль «Процедура хэширования»: 82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.220408
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м ³ /ч	от 380 до 1580
Диапазон измерений объемного расхода нефти через СИКН, м ³ /ч	от 380 до 1580
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 серий Guardsman G (GP, GL), L (LB, LSJ, LJ), Sentry с ДУ от 3/4" до 24"	ИВК	от 380 до 1580 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$

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 температуры нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, преобразователи измерительные 3144Р, преобразователи температуры 3144 к датчикам температуры, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ИВК	от 0 до +100 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи давления измерительные 3051, датчики давления Метран-150	ИВК	от 0 до 6,0 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти модели L, влагомер нефти поточный модели LC	ИВК	от 0 до 2,0 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 100 мм ² /с (сСт) от 0,5 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1 \%$
Примечание - Δ – абсолютная погрешность измерений, γ - приведенная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	3
Режим работы СИКН	Непрерывный или периодический
Характеристики измеряемой среды: – объемный расход нефти, м ³ /ч – 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 – вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт), не более	от 380 до 1580 от 0,35 до 1,00 от +5 до +30 от 700 до 1000 0,5 100 0,05 40
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, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе БИК и ТПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -55 до +40 от +5 до +30 от +18 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика (метод) измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское», (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/29-686-2024, аттестующая организация 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 № 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.