

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» декабря 2020 г. № 2210

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью расходомеров массовых. Выходные сигналы вторичных электронных преобразователей расходомеров массовых поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из следующих блоков:

- блок измерительных линий (БИЛ), включающий входной и выходной коллекторы, измерительные линии (ИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти;
- стационарная трубопоршневая поверочная установка;
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- система сбора, обработки информации, а также управления технологическим оборудованием.

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массы и массового расхода, определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным методом при проведении поверки СИКН.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Расходомеры массовые Promass с датчиком F и электронным преобразователем 83 (далее – РМ)	15201-07
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP, Deltabar S PMD	23360-02, 41560-09, 16781-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	26239-06, 49519-12
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT	39840-08, 50138-12
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835)	15644-06
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-08

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829)	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-10
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	75139-19
Установка трубопоршневая «Сапфир М» (далее – ТПУ)	23520-07

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденного типа.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени или результаты измерений массовой доли воды, определенной по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм;

- автоматические измерения температуры, давления, плотности нефти, объемной доли воды в нефти, динамической вязкости нефти;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;

- поверку и КМХ РМ по ТПУ;

- поверку ТПУ по ППУ;

- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспорта качества нефти;

- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора ПО «ФОРВАРД ПРО». ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные	Значение
-------------------	----------

данные (признаки)	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД ПРО» (основное и резервное)			ИМЦ-07 (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение			ИВК (основной и резервный)
	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД ПРО» (основное и резервное)			
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	PX.7000.01.07
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	332C1807

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь (ПИП)	Вторичная часть		
1	ИК массы и массового расхода нефти (ИК-1, ИК-2, ИК-3)	3 (1 ИЛ, 2 ИЛ, 3 ИЛ)	РМ	ИВК	от 10 до 80 т/ч	$\pm 0,25$ %
2					от 10 до 80 т/ч	$\pm 0,25$ %
3					от 10 до 80 т/ч	$\pm 0,25^{1)}$ %, $\pm 0,20^{2)}$ %.

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным РМ, применяемым в качестве резервного;

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным РМ, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 10 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
-----------------------------	----------

Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	постоянный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 1,5 до 4,0
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 800,0 до 950,0
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 0,5 до 60
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара», заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара». Методика поверки	МП 1135-14-2020	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1135-14-2020 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара». Методика поверки», утвержденному ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» 14 августа 2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда (установка поверочная трубопоршневая) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256;
- поточный преобразователь плотности, регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 15644-06.

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

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика (метод) измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/79014-20).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Телефон: +7(347) 279-88-99

Факс: +7(800) 700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Модернизация средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 235 на ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара» проведена Обществом с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» филиал «Системы Нефть и Газ-Уфа» (ООО «СНГ» филиал «Системы Нефть и Газ-Уфа»)

ИНН 5050024775

Адрес местонахождения: 141108, Московская область, г. Щелково, ул. Заводская, д.1, корп.1

Почтовый адрес: 450047, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Бакалинская, д. 9, к.8, пом. 4

Телефон: + 7(347) 246-40-68

E-mail: ufa@oosng.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, проспект Московский, д. 19

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.