

Приложение № 6
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» декабря 2020 г. № 2012

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 262 на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 262 на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКН) предназначена для определения количества и показателей качества нефти при учетных операциях между АО «Самаранефтегаз» (сдающая сторона) и Самарским районным нефтепроводным управлением АО «Транснефть-Приволга» (принимающая сторона) на ПСП «Покровка».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

В состав СИКН входят измерительные каналы (ИК), определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным способом при проведении поверки СИКН.

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

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модель CMF300 (далее – ПР)	13425-06
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-08
Датчики давления 1151, модель DP	13849-04
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Датчики температуры 644	39539-08
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	15642-06
Преобразователи расхода жидкости турбинные серии Smith Guardsman LB	12750-05
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	19240-05
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная 2-го разряда Smith Meter® «Bi-Di Prover» (далее – ТПУ)	49950-12

Сведения об измерительных компонентах, находящихся на хранении и не включенных в таблицу 1 приведены в таблице 2

Таблица 2 – Измерительные компоненты СИКН, находящиеся на хранении

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователи измерительные 644	14683-09

В состав СИКН входят показывающие средства измерений:

- манометры для местной индикации давления;
- термометры для местной индикации температуры.

БИЛ состоит из одной рабочей и одной контрольно-резервной измерительных линий.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012, установленное на входном коллекторе БИЛ.

Блок ТПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» с функцией резервирования, осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;
- автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Rate АРМ оператора УУН» с аттестованным программным обеспечением, оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение контролируемых параметров: температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и контроль метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых по стационарной ТПУ с поточным преобразователем плотности;
- поверку стационарной ТПУ с применением передвижной поверочной установки 1-го разряда;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Пломбировка СИКН осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора системы с ПО «Rate АРМ оператора УУН».

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» (далее – ИВК), свидетельство о метрологической аттестации алгоритма РХ.351.02.01.00 АВ и программы обработки результатов измерений массы нефти № 2301-5-188 от 25 мая 2009 г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева».

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется СИКН, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации ПО № 20902-11 от 27 декабря 2011 г., свидетельство о об аттестации алгоритмов вычислений «Rate АРМ оператора УУН» № 21002-11 от 27 декабря 2011 г., выданы ФГУП «ВНИИР».

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, непреднамеренных и преднамеренных изменений алгоритмов и установленных параметров разграничением прав доступа пользователей с помощью системы паролей, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров в ПО СИКН обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от изменения путем кодирования.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО СИКН представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН»	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ИВК ИМЦ-03	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	351.1.0
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	не отображается
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	-

Метрологические и технические характеристики

Сведения об измерительных каналах (далее – ИК) с комплектным способом определения метрологических характеристик приведены в таблице 4.

Таблица 4 – ИК с комплектным способом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть	
1, 2	ИК измерения массового расхода нефти	2 (измерительные линии рабочая и контрольно-резервная в БИЛ и в СОИ)	счетчик-расходомер массовый Micro Motion, модель CMF300	комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (два компьютера – основной и резервный)	$\pm 0,25$ % для рабочей, $\pm 0,20$ % для контрольно-резервной (относительная)
3	ИК плотности нефти	1 (БИК и СОИ)	преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (два компьютера – основной и резервный)	$\pm 0,3$ кг/м ³ (абсолютная)
4	ИК ТПУ	1 (ТПУ и СОИ)	установка трубопоршневая поверочная двунаправленная 2-го разряда Smith Meter® «Bi-Di Prover»	комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (два компьютера – основной и резервный)	$\pm 0,1$ % (относительная)

Метрологические характеристики СИКН приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
Минимальная масса нефти за час, т	18
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 18 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Температура окружающего воздуха в блок-боксе с технологической частью СИКН, °С	от -5 до +40
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380 \pm 38 трехфазное; 220 \pm 22 однофазное 50 \pm 1

Наименование	Значение
Средний срок службы, лет	20
Измеряемая среда со следующими параметрами:	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
- избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, кг/м ³ - массовая доля воды, %, не более	от 0,15 до 1,60 от +5 до +40 не более 30 от 800 до 880 0,5
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	100 0,05 66,7 (500) не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления: – запорной арматурой; – регуляторами расхода.	автоматизированный и ручной ручной
Класс взрывоопасной зоны ПУЭ/ГОСТ 30852.9: - БИК, БИЛ, ТПУ - операторная ПСП, электрощитовая СИКН	В-1а/ класс 2 -
Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009: - БИК, БИЛ, ТПУ - операторная ПСП, электрощитовая СИКН	А Д
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»	УЗ
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист 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 № 262 на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз», заводской № 08	-	1 шт.
«Инструкция АО «Самаранефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 262 приемо-сдаточного пункта	П4-04 И-016 ЮЛ-035	1 экз.

Наименование	Обозначение	Количество
«Покровка»		
«Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 262 на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки»	М 12-058-2020	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу «Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 262 на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки» М 12-058-2020, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 08 июля 2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 разряда в соответствии с приложением к приказу Росстандарта от 7 февраля 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» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки ТПУ из состава СИКН в рабочем диапазоне измерений;

- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная 2-го разряда Smith Meter® «Vi-Di Prover», регистрационный номер 49950-12, 2-й разряд в соответствии с Государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07 февраля 2018 г. № 256 в диапазоне объемного расхода, необходимого для поверки ПР из состава СИКН;

- рабочий эталон единицы плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 1 ноября 2019 г. № 2603 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности;

- средства поверки в соответствии с документами на СИ, входящие в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений и измерительных каналов с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 262 и резервной схемой учета на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз», утверждена филиалом «Макрорегион Поволжье» ООО ИК «СИБИНТЕК» в г. Самара 08 февраля 2019 г. Регистрационный номер ФР.1.29.2019.34375.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 262 на ПСП «Покровка» АО «Самаранефтегаз»

Приказ Росстандарта от 7 февраля 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

Приказ Минэнерго России от 15 марта 2016 г. № 179 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

Телефон: 8 (846) 3330232, факс: 8 (846) 3334508

Web-сайт: <http://samng.ru>

E-mail: info@samng.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 443013, г. Самара, проспект Карла Маркса, д. 134

Телефон(факс): 8 (846) 3360827

Web-сайт: <http://samaragost.ru>

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311281 от 16 ноября 2015 г.