

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» июня 2025 г. № 1142

Регистрационный № 70118-18

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 233 на ПСП «Муханово» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 233 на ПСП «Муханово» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и определения показателей качества нефти при учетных операциях между АО «Самаранефтегаз» (сдающая сторона) и Бугурусланским районным нефтепроводным управлением АО «Транснефть-Приволга» (принимающая сторона) на ПСП «Муханово».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, давления и системы обработки информации.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы с заводским номером 01, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Конструктивно СИКН состоит 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 связь и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих и двух резервных 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 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», установленное на входном коллекторе БИЛ.

Блок ТПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

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, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Rate APM оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Перечень средств измерений, входящих в состав СИКН, с регистрационными номерами в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений из состава СИКН

Наименование средства измерений	Количество, шт.	Диапазон измерений	Регистрационный номер	Место установки
Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM	4	от 64 до 640 м ³ /ч	16128-01 16128-06 16128-10 64583-16	БИЛ
Преобразователь давления измерительный серии 40 JUMO dTRANS p02	4	от 0 до 2 МПа	20729-03 40494-09 47454-11 56239-14	БИЛ
Преобразователь давления измерительный серии 40 JUMO dTRANS p02 DELTA	4	от 0 до 400 кПа	20729-03 40494-09 47454-11 56239-14	БИЛ
Преобразователь измерительный сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01	4	от 0 °C до +50 °C	24931-03 24931-08	БИЛ
Термометр сопротивления серии 90 мод. 2820			24874-03 38488-08	
Преобразователь давления измерительный серии 40 JUMO dTRANS p02	2	от 0 до 2 МПа	20729-03 40494-09 47454-11 56239-14	на входном и выходном коллекторах
Преобразователь давления измерительный 3051	1	от 0 до 2 МПа	14061-04 14061-10 14061-15	перед регулятором давления
Преобразователь измерительный сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01	1	от 0 °C до +50 °C	24931-03 24931-08	на выходном коллекторе
Термометр сопротивления серии 90 мод. 2820			24874-03 38488-08	
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	от 0,01 до 2,00 %	14557-05 14557-10 14557-15	БИК
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	2	от 300 до 1100 кг/ м ³	15644-01 15644-06 52638-13	БИК
Преобразователь давления измерительный серии 40 JUMO dTRANS p02	1	от 0 до 2 МПа	20729-03 40494-09 47454-11 56239-14	БИК
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	1	от 0,5 до 100,0 сПз	15642-06	БИК
Преобразователь плотности и вязкости FVM11	1	от 0,5 до 100 мПа·с	62129-15	БИК
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	1	от 3,4 до 29,5 м ³ /ч	22214-01	БИК

Окончание таблицы 1

Наименование средства измерений	Количество, шт.	Диапазон измерений	Регистрационный номер	Место установки
Расходомер-счетчик турбинный СТРИЖ	1	от 3 до 30 м ³ /ч	86650-22	БИК
Преобразователь измерительный сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01	2	от 0 °C до +50 °C	24931-03	БИК
Термометр сопротивления серии 90 мод. 2820			24874-03 38488-08	
Установка стационарная трубопоршневая поверочная «Прувер-С-500-0,05»	1	от 50 до 500 м ³ /ч	26293-04	ТПУ
Преобразователь измерительный 644	2	от 0 °C до +50 °C	14683-04 14683-09 63889-16	ТПУ
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	2		22257-05 22257-11	
Преобразователь давления измерительный 2088	2	от 0 до 2 МПа	16825-02 16825-08	ТПУ
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	1 (два вычислителя: основной и резервный)	-	19240-05 19240-11	СОИ
АРМ оператора с ПО «Rate АРМ оператора УУН»	2 (основной и резервный)	-	-	СОИ

В состав СИКН входят показывающие средства измерений утвержденного типа:

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

Вспомогательные устройства и технические средства:

- пробозаборное устройство;
- автоматический пробоотборник Cliff Mock C-22 – 2 шт.;

–устройство для ручного отбора точечных проб с диспергатором по ГОСТ 2517.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

–автоматическое измерение объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне (м³/ч);

–автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);

–автоматическое измерение контролируемых параметров: температуры (°C), 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;

–проверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных по стационарной ТПУ;

–проверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;

–автоматический отбор объединенной пробы нефти;

–регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Заводской номер СИКН в виде цифрового обозначения наносится типографским способом на информационную табличку, закрепленную на раме СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН показан на рисунке 1, информационная табличка представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИКН, обеспечена возможность пломбирования средств измерений, входящих в состав

СИКН в соответствии с их описаниями типа и МИ 3002-2006 «Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. ПО системы реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора системы с ПО «Rate АРМ оператора УУН». Идентификационные данные ПО системы представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	342.01.01
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	1FEEA203
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

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 программного обеспечения ИВК № ПО-2550-03-2011 от 14 января 2011 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 система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27 декабря 2011 г., выдано 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 системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров в ПО системы 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 «Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 100 до 1200
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 0,7
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Параметры измеряемой среды:	
- температура нефти, °С	от +10 до +40
- плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	от 830 до 890
- кинематическая вязкость нефти, мм ² /с	от 5 до 35
давление насыщенных паров нефти, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
- 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
Содержание свободного газа	не допускается
Количество измерительных линий, шт.	4 (2 рабочие, 2 резервные)
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления:	
- запорной арматурой	автоматизированный и ручной
- регуляторами расхода	автоматизированный и ручной
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
- частота, Гц	50±1
Класс взрывоопасной зоны ПУЭ/ ГОСТ 31610.10-1:	
- БИК, БИЛ, ТПУ	В-1а/ класс 2
- РСУ	В-1г/ класс 2
- операторная ПСП, электрощитовая СИКН	-
Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009:	
- БИК, БИЛ, ТПУ	А
- РСУ	Ан
- операторная ПСП, электрощитовая СИКН	Д

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
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»	У3
Температура окружающего воздуха в блок-боксе с технологической частью СИКН, °С	от +5 до +35
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации и информационную табличку, закрепленную на раме СИКН, типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 233 на ПСП «Муханово» АО «Самаранефтегаз», заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МИ 26.51.43/12-012-6311012306-2017 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 233 на ПСП «Муханово» АО «Самаранефтегаз», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства ФР.1.29.2017.27805.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 расходов жидкости»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

МИ 3532-2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти;

МИ 3002-2006 Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок;

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ОЭГ «Петросервис» (ОАО «ОЭГ «Петросервис»)
ИНН 7710473879
Адрес: 127422, г. Москва, Дмитровский пр-д, д. 10

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
E-mail: info@samaragost.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311281.