

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН)

Назначение средства измерений

Системы измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН) предназначены для измерений массы и параметров (показателей качества) сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (далее - продукта) при учетных операциях.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на методе динамических измерений объемного, массового расхода, плотности, объемной доли воды, температуры, давления продукта в трубопроводе с помощью первичных измерительных преобразователей, преобразовании их в электрические сигналы и вычислении объема и массы продукта.

СИКН является проектно-компоновемым изделием и представляет собой измерительную систему вида ИС-2 (в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002), построенную по иерархическому принципу. СИКН состоит из:

- 1) измерительных компонентов: первичные измерительные преобразователи расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды, свободного и растворенного газа; установки трубопоршневые, установки поверочные; весы; мерники – нижний уровень;
- 2) комплексных компонентов: контроллеры измерительные, измерительно-вычислительные комплексы и программируемые логические контроллеры – средний уровень;
- 3) вычислительных компонентов: автоматизированное рабочее место оператора – верхний уровень;
- 4) связующих и вспомогательных компонентов по ГОСТ Р 8.596.

Конструктивно СИКН состоят из комплекса технологического (КТ) и системы обработки информации и управления (СОИ).

КТ содержит:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- пробозаборное устройство;
- блок фильтров (БФ);
- блок измерений показателей качества (БИК);
- узел подключения к поверочной установке;
- блок поверочной установки (БПУ);
- блок средств эталонных (БСЭ).

СОИ состоит из:

- контроллеров измерительных, измерительно-вычислительных комплексов (ИВК);
- программируемых логических контроллеров (ПЛК);
- автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

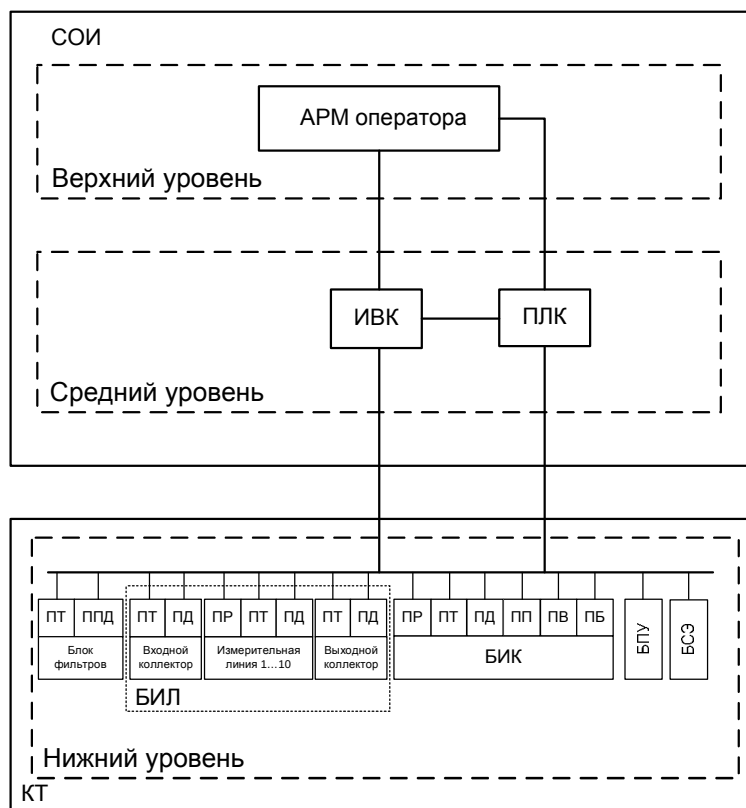
КТ располагается в блок-боксе, в сборно-модульном здании или на открытой площадке. Конкретное исполнение СИКН (количество измерительных линий; алгоритмы обработки результатов измерений и вычислений; комплектация БФ, БИК, БПУ, БСЭ, узлом подключения к поверочной установке; категория размещения) определяются рабочим проектом на СИКН.

В СИКН реализованы алгоритмы вычислений массы товарной нефти и нефтепродуктов, регламентированные ГОСТ Р 8.595-2004, РМГ 100-2010 и документом «Рекомендации по

определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» (утв. приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69) и алгоритмы вычислений массы сырой нефти, регламентированные МИ 2693.

Структурная схема СИКН представлена на рисунке 1. Внешний вид СИКН представлен на рисунках 2-3.

В состав СИКН входят средства измерений (СИ), приведенные в таблице 1.



ПТ – преобразователь температуры; ПД – преобразователь давления; ППД – преобразователь перепада давления; ПР – преобразователь расхода; ПП- поточный плотномер; ПВ – поточный влагомер; ПБ – пробозаборное устройство

Рисунок 1



Рисунок 2 – Внешний вид БИК



Рисунок 3 – Внешний вид КТ, размещенного в блок-боксе

Таблица 1

Наименование СИ	Пределы допускаемой основной погрешности СИ	№ по Гос. реестру СИ
Преобразователи объемного расхода		
Расходомеры UFM 3030	$\delta = \pm 0,5; \pm 1,0 \%$	32562-09
Расходомеры жидкости турбинные типов PTF и PNF	$\delta = \pm 0,15; \pm 0,25 \%$	11735-06
Счётчики нефти турбинные МИГ	$\delta = \pm 0,15 \%$	26776-08
Счетчики турбинные НОРД-М	$\delta = \pm 0,15 \%$	5638-02
Счетчики-расходомеры массовые		
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF)	$\delta = \pm 0,1; \pm 0,15; \pm 0,2 \%$	45115-10
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMFHC2	$\delta = \pm 0,2; \pm 0,1 \%$	42546-09
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMFHC3	$\delta = \pm 0,2; \pm 0,1 \%$	39686-08
Расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS 2010/2300 исп. S100, S150, S250	$\delta = \pm (0,10 + \frac{Z_s}{Q_m} \cdot 100) \%$	42550-09
Расходомеры-счетчики массовые SITRANS F C	$\delta = \pm \sqrt{(0,10)^2 + \left(\frac{Z_s \cdot 100}{Q_m}\right)^2}; \pm \sqrt{(0,15)^2 + \left(\frac{Z_s \cdot 100}{Q_m}\right)^2} \%$	52346-12
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS	$\delta = \pm 0,1; \pm 0,1 + 0,01 \cdot (Q_{\max} / Q_i);$ $\pm 0,1 + 0,05 \cdot (Q_{\max} / Q_i); \pm 0,2 + 0,01 \cdot (Q_{\max} / Q_i) \%$	50998-12
Расходомеры массовые Promass	$\delta = \pm 0,05; \pm 0,10; \pm 0,15; \pm 0,2; \pm 0,25 \%$	15201-11
Счётчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS мод. RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR	$\delta = \pm (0,1 + \frac{Z_s}{Q_m} \cdot 100) \%$	27054-09
Счётчики-расходомеры массовые МИР	$\delta = \pm (0,1 \pm \frac{Z_s}{Q_m} \cdot 100); \pm (0,2 \pm \frac{Z_s}{Q_m} \cdot 100) \%$	48964-12
Счётчики-расходомеры массовые ЭЛИМЕТРО-Фломак	$\delta = \pm 0,2; \pm 0,25 \%$	47266-11
Преобразователи температуры		
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	$\Delta = \pm (0,15 + 0,002 \cdot t); \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) ^\circ\text{C}$	22257-11

Наименование	Пределы допускаемой основной погрешности СИ	№ по Гос. реестру СИ
Датчики температуры Rosemount 248	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}; \gamma = \pm 0,1 \%$	49085-12
Преобразователи измерительные Rosemount 248	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}; \gamma = \pm 0,1 \%$	48988-12
Датчики температуры 644, 3144P	$\Delta = \pm 0,1; \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C};$ $\gamma = \pm 0,02; \pm 0,03 \%$	39539-08
Преобразователи измерительные АТТ 2100	$\Delta = \pm 0,16; \pm 0,17 \text{ }^{\circ}\text{C}$	39546-08
Термопреобразователи сопротивления серий TR, TF	$\Delta = \pm(0,1+0,0017 \cdot t); \pm(0,15+0,002 \cdot t);$ $\pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	47279-11
Преобразователи вторичные Т мод. Т32.1S, Т32.3S	$\gamma = \pm 0,03; \pm 0,04 \%$	50958-12
Преобразователи измерительные серии УТА моделей УТА110, УТА310, УТА320	$\Delta = 0,14 \text{ }^{\circ}\text{C}$	25470-03
Датчики температуры CTR-ALW, CTU-ALW	$\Delta = \pm(0,2+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	51742-12
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех	$\gamma = \pm 0,25; \pm 0,5; \pm 1,0 \%$	21968-11
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 014, ТСМУ 015, ТСПУ 014, ТСПУ 015	$\gamma = \pm 0,25; \pm 0,5; \pm 1,0 \%$	46437-11
Термометры		
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	303-91
Преобразователи давления		
Преобразователи давления измерительные 3051	$\gamma = \pm 0,065; \pm 0,075; \pm 0,04; \pm 0,1 \%$	14061-10
Преобразователи давления AUTROL модели АРТ3100, АРТ3200	$\gamma = \pm 0,2 \%$	37667-08
Преобразователи давления измерительные Sitrans Р типа 7MF (DSIII, DSIII PA, DSIII FF, P300, P300 PA, P300 FF, Z, ZD, Compact, MPS, P250, P280)	$\gamma = \pm 0,075; \pm 0,1; \pm 0,2; \pm 0,25; \pm 0,5 \%$	45743-10
Датчики давления Метран-150	$\gamma = \pm 0,075; \pm 0,1; \pm 0,2; \pm 0,5 \%$	32854-09
Преобразователи давления измерительные ЕJA	$\gamma = \pm(0,065 - 0,6) \%$	14495-09
Преобразователи давления измерительные EJX	$\gamma = \pm(0,025 - 0,6) \%$	28456-09
Преобразователи давления измерительные ЭЛЕМЕР-АИР-30	$\gamma = \pm 0,1; \pm 0,2; \pm 0,4 \%$	37668-08
Датчики давления ЭЛЕМЕР-100	$\gamma = \pm 0,1; \pm 0,15; \pm 0,25; \pm 0,5; \pm 1 \%$	39492-08

Наименование	Пределы допускаемой основной погрешности СИ	№ по Гос. реестру СИ
Преобразователи давления измерительные APC, APR, PC, PR	$\gamma = \pm 0,075; \pm 0,10; \pm 0,16; \pm 0,3; \pm 0,5 \%$	48825-12
Манометры		
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие сигнализирующие ДМ 2005Сг, ДВ 2005Сг, ДА 2005Сг, ДМ2005Сг1Ех, ДВ2005Сг1Ех, ДА2005Сг1Ех	$\gamma = \pm 1,5 \%$	4041-93
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ	$\gamma = \pm 0,4; \pm 0,6; \pm 1,0 \%$	26803-11
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	$\gamma = \pm 0,25; \pm 0,5; \pm 0,6 \%$	17159-08
Поточные влагомеры		
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	$\Delta = \pm 0,05; \pm 0,1; \pm 0,2; \pm 0,5; \pm 1 \%$	42678-09
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	$\Delta = \pm 0,2; \pm 1,0; \pm 1,5 \%$	24604-12
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	$\Delta = \pm 0,05; \pm 0,08; \pm 0,1; \pm (0,1+0,01 \cdot W); \pm (0,1+0,015 \cdot W) \%$	14557-10
Влагомеры поточные моделей L и F	$\Delta = \pm 0,05; \pm 0,1; \pm 0,15; \pm 0,2; \pm 1,00; \pm 1,50 \%$	46359-11
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1	$\Delta = \pm 0,05; \pm 0,08; \pm 0,15 \%$	28239-04
Поточные плотномеры		
Плотномеры Плот-3	$\Delta = \pm 0,3; \pm 0,5; \pm 1,0 \text{ кг/м}^3;$	20270-12
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847	$\Delta = \pm 0,15; \pm 0,35 \text{ кг/м}^3$	52638-13
ИВК		
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss (мод. ROC 306, 312, 364, 809, 827; FloBoss 103, 104, 107, 107E, 407, 503, 504, 553)	$\delta = \pm 0,01 \%$	14661-08
Контроллеры измерительные FloBoss мод. S600, S600+	$\delta = \pm 0,01 \%$	38623-11
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	$\delta = \pm 0,05 \%$	44582-10
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК-09	$\delta = \pm 0,05 \%$	48147-11
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L)	$\delta = \pm 0,05; \pm 0,025 \%$	43239-09

Наименование	Пределы допускаемой основной погрешности СИ	№ по Гос. реестру СИ
Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОРUS» («ОКТОПУС»)	$\delta = \pm 0,06; \pm 0,1; \pm 0,2 \%$	22753-12
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000	$\delta = \pm 0,025; \pm 0,005 \%$	15066-09
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	$\delta = \pm 0,01; \pm 0,04 \%$	19240-11
Комплексы измерительно-вычислительные ВЕКТОР-02	$\delta = \pm 0,05; \pm 0,025 \%$	43724-10
Комплексы измерительно-вычислительные СУРГУТ-УНм	$\delta = \pm 0,025 \%$	25706-08
СИ для определения свободного и растворенного газа		
Приборы УОСГ	$\Delta = \pm 0,1; \pm 0,04 \text{ МПа};$ $\pm 0,2 \cdot 10^{-6}; \pm 0,4 \cdot 10^{-6}; \pm 0,5 \cdot 10^{-6}; \pm 1,0 \cdot 10^{-6}; \pm 2,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$	16776-11
Поверочные установки, мерники и весы (блок средств эталонных)		
Установки трубопоршневые Сапфир МН	$\delta = \pm 0,05; \pm 0,09 \%$	41976-09
Установки поверочные SYNCROTRAK (CALIBRON) серии S и O	$\delta = \pm 0,05 \%$	44420-10
Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные OGSB	$\delta = \pm 0,05; \pm 0,10 \%$	44252-10
Установки поверочные СР, СР-М	$\delta = \pm 0,05 \%$	27778-09
Мерники металлические эталонные 1-го разряда серии «J»	$\delta = \pm 0,01; \pm 0,02; \pm 0,025 \%$	44080-10
Мерники металлические эталонные 1-го разряда «М»	$\delta = \pm 0,02 \%$	28515-09
Весы неавтоматического действия САW, САH	Класс точности II или III по ГОСТ Р 53228-2008	52029-12
Весы платформенные SIW	$\Delta = \pm 0,5; \pm 1,0; \pm 1,5 \text{ г}$	39794-08
Весы электронные К	$\Delta = \pm 0,25; \pm 0,5; \pm 0,75; \pm 1,5 \text{ г}$	45158-10
Примечания 1) В таблице использованы следующие условные обозначения: Z_s - значение стабильности нуля для соответствующей модели расходомера, кг/ч; Q_m - текущее значение массового расхода, кг/ч; Q_{max} – верхний предел диапазона измерений массового расхода расходомера, кг/ч; Q_i – значение измеренного массового расхода, кг/ч; W - значение измеренной объемной доли воды влагомером, %; Δ - абсолютная погрешность; γ - приведенная погрешность, %; δ - относительная погрешность, %; t - измеренное значение температуры, °С. 2) Комплектация СИКН средствами измерений осуществляется с учетом требований заказчика и действующей нормативной документации.		

СИКН выполняют следующие основные функции:

- вычисление объема продукта при рабочих условиях и приведение его к стандартным условиям по каждой измерительной линии;
- вычисление массы брутто и массы нетто продукта;
- отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-85;
- измерение давления и температуры продукта по каждой измерительной линии;
- измерение объемной доли воды;
- измерение плотности при рабочих температуре и давлении.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006, РМГ 111-2011.

Программное обеспечение

Структура и функции программного обеспечения (ПО) СИКН:

1) встроенное ПО комплексных компонентов СИКН (ПО ИВК), зарегистрированных в Государственном реестре средств измерений, осуществляет автоматизированный сбор измерительной информации, ее обработку, отображение, вычисление массы продукта и передачу данных на АРМ оператора;

2) ПО АРМ оператора функционирует на персональном компьютере и обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- отображение результатов измерений, состояния компонентов СИКН;
- выработку аварийных и предаварийных сигналов при выходе технологических параметров за допустимые пределы;
- вычисление средневзвешенных значений технологических параметров;
- управление автоматическими пробоотборниками;
- управление исполнительными механизмами;
- проверка преобразователей расхода (ПР) на месте эксплуатации без нарушения режима работы нефтепровода и процесса учета;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) СИ (преобразователей расхода, плотности, объемной доли воды);
- формирование, архивирование и вывод на печать отчетных документов (протоколов проведения КМХ);
- архивацию, отображение и вывод на печать графиков изменения технологических параметров;
- защиту от несанкционированного доступа к функциям, способным повлиять на достоверность измерений количества продукта.

На АРМ оператора устанавливают ПО:

- «Программное обеспечение «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство об аттестации № 20902-11 от 27.12.2011 г. (выдано ФГУП «ВНИИР») и свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений РУУН 2.3-11 АВ программного комплекса номенклатуры «Rate» № 21002-11 от 27.12.2011 г. (выдано ФГУП «ВНИИР»);

- «Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН», свидетельство об аттестации № АПО-209-13 от 26.05.2011 г. или № АПО-007-10 от 26.04.2010 г. (выданы ФГУП «ВНИИМС»);

- «Программный комплекс «Сургут-УНм», свидетельство о метрологической аттестации алгоритма программного комплекса «Сургут-УНм» от 05.07.2012 г. (выдано ФБУ «Тюменский ЦСМ»).

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АРМ оператора СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (хэш-код, контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН»	«Визард СИКН»	v.1/1/1/XXXX v.2/1/2/XXXX v.2/1/3/XXXX v.2/1/4/XXXX	CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 (модуль «Поверка ПР по ТПУ») ¹	MD5
			18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 (модуль «КМХ ПР по ТПУ») ²	
			4A76D349E3349AA8A3728631B17207D4 (модуль «КМХ рабочего ПР по контрольному») ²	
			BC84C17194F87A9CC55EF26C6493A0A0 (модуль «КМХ ПП по ПП») ²	
			F63567930709D8FF1343E4D90E64926D (модуль «КМХ ПП по ареометру») ²	
			82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28 (модуль «Процедура хеширования»)	
			F406BE76C8B55F8EAE8F681938840B1B (модуль «Поверка ПР по ТПУ») ³	
			7AA426DA22BC75E2522B9FDCB54C4AA6 (модуль «Поверка ПР по ТПУ») ⁴	
			E4032260197995F52BEB01648EC4E7FC (модуль «Поверка ПР по ТПУ») ⁵	
Программный комплекс ПО «Rate АРМ оператора УУН»	Rate АРМ оператора УУН	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32
Автоматизированное рабочее место оператора на базе браузера IE в составе ПО «Сургут-УНМ»	MAIN.ASP	9.0	EF0A19F3	CRC32
Примечания: ¹ – При поверке ПР по МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»; ² – При проведении контроля метрологических характеристик по документу «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» (утв. приказом Минпромэнерго №69 от 31.03.2005 г.) (далее - Рекомендации); ³ – При поверке ПР по МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; ⁴ – При поверке ПР по документу «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки передвижной поверочной установкой «ПУМА»; ⁵ – При поверке ПР по МИ 3189-2009 «ГСИ. Счётчики - расходомеры массовые Micro Motion фирмы "Emerson Process Management". Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»				

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО ИВК и ПО АРМ оператора. Уровень защиты ПО АРМ оператора СИКН: «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – сырая нефть, товарная нефть, нефтепродукты.

Характеристики рабочей среды:

- температура, °С	от минус 10 до плюс 80;
- избыточное давление, МПа, не более	10;
- кинематическая вязкость, мм ² /с	от 1,5 до 200;
- плотность в рабочих условиях, кг/м ³	от 300 до 1600.

Товарная нефть должна соответствовать ГОСТ Р 51858-2002, ГОСТ 31378-2009.

Сырая нефть должна соответствовать следующим требованиям:

- объемная доля воды, %	от 0,01 до 90,00;
- массовая доля механических примесей, %, не более	1,0;
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	4000;
- массовая доля свободного газа, %, не более	5;
- массовая доля растворенного газа, %, не более	10.

Условный диаметр измерительных линий, мм от 25 до 400.

Количество измерительных линий (с учетом контрольной, рабочей и резервной) не более 10.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти и нефтепродуктов $\pm 0,25$ %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти и нефтепродуктов $\pm 0,35$ %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти приведены в таблице 3.

Таблица 3

Объемная доля воды в сырой нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %
от 0 до 5 включ.	$\pm 1,0$
св. 5 до 15 включ.	$\pm 2,5$
св. 15 до 35 включ.	$\pm 4,0$
св. 35 до 55 включ.	$\pm 7,0$
св. 55 до 70 включ.	$\pm 10,0$
св. 70 до 90 включ.	$\pm 20,0$

Электропитание СИКН:

- напряжение переменного тока, В:	
а) для силовых цепей	от 342 до 418;
б) для средств измерений	от 110 до 256;
- частота переменного тока, Гц	от 49 до 51.

Условия эксплуатации:

- температура воздуха при эксплуатации КТ, расположенного в блок-боксе или сборно-модульном здании, °С	от минус 60 до плюс 50;
- температура воздуха при эксплуатации СОИ, °С	от 10 до 35;
- температура воздуха при эксплуатации средств измерений в КТ, расположенном:	
а) на открытой площадке, °С	от минус 40 до плюс 45;
б) в блок-боксе или сборно-модульном здании, °С	от 5 до 45;
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107;
- относительная влажность воздуха при 35 °С и более низких температурах без конденсации влаги, %	95;
Среднее время наработки на отказ СИКН, ч, не менее	20000.
Срок службы, лет, не менее	10.

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Кол-во
1 Система измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН)	1
2 «Система измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН). Руководство по эксплуатации»	1
3 «Система измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН). Формуляр»	1
4 ОФТ.05.1564.00.00.00.00 МП «Инструкция. ГСИ. Системы измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН). Методика поверки»	1
5 Методика измерений	1
6 Свидетельство об аттестации методики измерений	1
7 Ведомость эксплуатационных документов (ЭД)*	1
8 Комплект эксплуатационной документации на составные части в составе СИКН согласно ведомости ЭД	1
9 Комплект разрешительной документации, в составе:	
9.1 Копии сертификатов соответствия на СИКН и оборудование в составе СИКН	1
9.2 Копии разрешений на применение на СИКН и оборудование в составе СИКН	1
9.3 Копии свидетельств (сертификатов) об утверждении типа средств измерений на СИКН и СИ в составе СИКН	1
Примечание: * - Ведомость ЭД формируется для каждой СИКН индивидуально в соответствии с условиями Заказчика.	

Поверка

осуществляется по документу ОФТ.05.1564.00.00.00.00 МП «Инструкция. ГСИ. Системы измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН). Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Томский ЦСМ» в апреле 2013 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных измерительных преобразователей;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов «УПВА-Т» (основные метрологические характеристики приведены в таблице 5);
- установка трубопоршневая 1-го (2-го) разряда (основные метрологические характеристики приведены в таблице 5).

Таблица 5

Наименование и тип средства поверки	Основные метрологические характеристики
Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов «УПВА-Т»	Диапазон формирования силы тока от 0,5 до 22,0 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности при формировании тока ± 3 мкА; Диапазон формирования частоты импульсных последовательностей от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой относительной погрешности при формировании периода импульсных последовательностей $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ %
Установка трубопоршневая 1-го (2-го) разряда	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ % ($\pm 0,1$ %)

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Система измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН). Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН)

1. ГОСТ Р 8.595–2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
2. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
3. ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкостей.
4. РМГ 100-2010 ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.
5. РМГ 111-2011 ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти.
6. ТУ 3667-1564-20885897-2011 Системы измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов (СИКН). Технические условия.
7. МИ 2693-2001 Рекомендация. ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях.
8. МИ 3002-2006 Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерения и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» (ООО НПП «ТЭК»).

Юридический адрес: 634040, Россия, г. Томск, ул. Высоцкого, 33.

Телефон: (8 3822) 63-38-37, 63-39-54, факс (8 3822) 63-38-41, 63-39-63.

E-mail: npp@mail.npptec.ru.

Испытательный центр:

ГЦИ СИ Федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).
Регистрационный номер 30113-08.

Юридический адрес: Россия, 634012, г. Томск, ул. Косарева, д.17-а

Телефон: (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, 55-36-76

E-mail: toms@tcsms.toms.ru

Сайт: <http://tomskcsm.ru>.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию и
метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.