

## 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-компоновым 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.

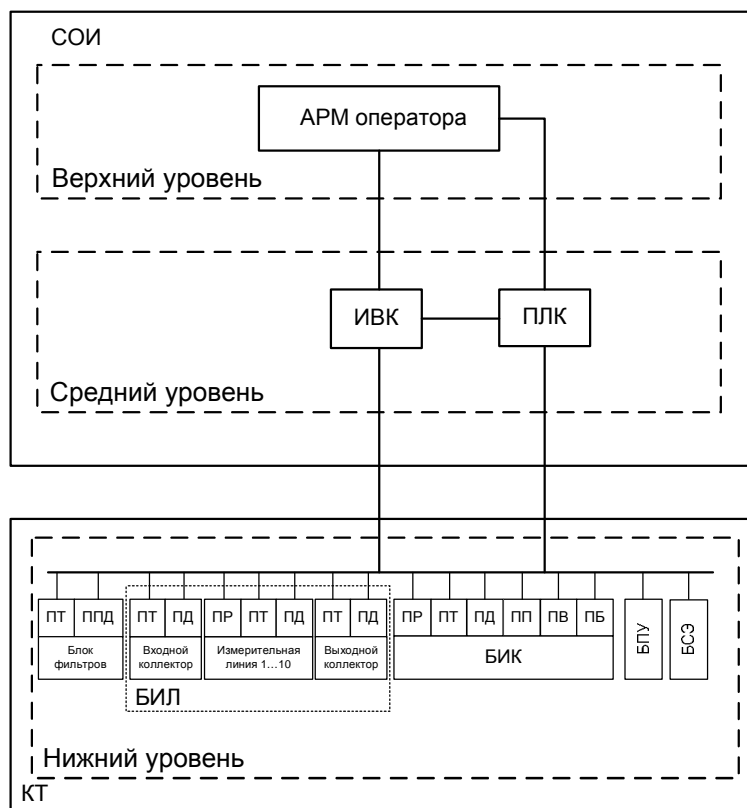
КТ располагается в блок-боксе, в сборно-модульном здании или на открытой площадке. Конкретное исполнение СИКН (количество измерительных линий; алгоритмы обработки результатов измерений и вычислений; комплектация БФ, БИК, БПУ, БСЭ, узлом подключения к поверочной установке; категория размещения) определяются 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
<b>Преобразователи объемного расхода</b>		
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
<b>Счетчики-расходомеры массовые</b>		
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
<b>Преобразователи температуры</b>		
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	$\Delta = \pm(0,15 + 0,002 \cdot  t ); \pm(0,3 + 0,005 \cdot  t ) \text{ } ^\circ\text{C}$	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 СTR-ALW, СТУ-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
<b>Термометры</b>		
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	$\Delta = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$	303-91
<b>Преобразователи давления</b>		
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 P 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 ЕJX	$\gamma = \pm(0,025 - 0,6) \%$	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
<b>Манометры</b>		
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
<b>Поточные влагомеры</b>		
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
<b>Поточные плотномеры</b>		
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
<b>ИВК</b>		
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 «ОСТОПУС» («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
<b>СИ для определения свободного и растворенного газа</b>		
Приборы УОСТ	$\Delta = \pm 0,1; \pm 0,04 \text{ МПа};$ $\pm 0,2 \cdot 10^{-6}; \pm 0,4 \cdot 10^{-6}; \pm 0,5 \cdot 10^{-6}; \pm 1,0 \cdot 10^{-6}; \pm 2,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$	16776-11
<b>Поверочные установки, мерники и весы (блок средств эталонных)</b>		
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 «M»	$\delta = \pm 0,02 \%$	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
<p>Примечания</p> <p>1) В таблице использованы следующие условные обозначения: <math>Z_s</math> - значение стабильности нуля для соответствующей модели расходомера, кг/ч; <math>Q_m</math> - текущее значение массового расхода, кг/ч; <math>Q_{max}</math> - верхний предел диапазона измерений массового расхода расходомера, кг/ч; <math>Q_i</math> - значение измеренного массового расхода, кг/ч; <math>W</math> - значение измеренной объемной доли воды влагомером, %; <math>\Delta</math> - абсолютная погрешность; <math>\gamma</math> - приведенная погрешность, %; <math>\delta</math> - относительная погрешность, %; <math>t</math> - измеренное значение температуры, °С.</p> <p>2) Комплектация СИКН средствами измерений осуществляется с учетом требований заказчика и действующей нормативной документации.</p>		

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 устанавливаются 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	CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 (модуль «Поверка ПР по ТПУ»)¹	MD5
		v.2/1/2/XXXX	18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 (модуль «КМХ ПР по ТПУ»)²	
		v.2/1/3/XXXX	4A76D349E3349AA8A3728631B17207D4 (модуль «КМХ рабочего ПР по контрольному»)²	
		v.2/1/4/XXXX	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. Счетчики - 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 <sup>2</sup> /с	от 1,5 до 200;
- плотность в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> , 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 ± 0,25 %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти и нефтепродуктов ± 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.	± 1,0
св. 5 до 15 включ.	± 2,5
св. 15 до 35 включ.	± 4,0
св. 35 до 55 включ.	± 7,0
св. 55 до 70 включ.	± 10,0
св. 70 до 90 включ.	± 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 $\pm 3$ 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](mailto: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: [tomsk@tcsms.tomsk.ru](mailto:tomsk@tcsms.tomsk.ru)

Сайт: <http://tomskcsm.ru>.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по  
техническому регулированию и  
метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.