



<b>Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН № 599 ПСП "Урманское"</b>	<b>Внесена в Государственный реестр средств измерений.</b> <b>Регистрационный номер</b> 33944-04
---	---

Изготовлена по технической документации ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз";  
Заводской номер 599.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН № 599 (далее СИКН) предназначена для измерения массы и показателей качества нефти в соответствии с требованием ГОСТ Р 8.595-2004 "Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерения", "Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерения количества и показателей качества нефти".

Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН № 599 установлена на приемо-сдаточном пункте (ПСП) Урманского месторождения, принадлежит ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» и служит для коммерческого учета нефти, сдаваемой в систему ОАО "АК Транснефть".

Вид климатического исполнения УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

### ОПИСАНИЕ

СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе.

#### СИКН обеспечивает:

- измерение массы брутто нефти;
- измерение технологических параметров узла учета: давления, температуры нефти в измерительных линиях и в линии качества;
- измерение массовой доли воды в нефти;
- измерение плотности нефти;
- измерение расхода нефти в линии качества;
- управление автоматическими пробоотборниками;
- полуавтоматическое управление поверкой преобразователей массового расхода и вычисление результатов поверки;
- полуавтоматическое управление контролем метрологических характеристик преобразователей массового расхода и вычисление результатов контроля;
- вычисление массы нетто нефти.

### **В состав СИКН входят:**

- *Блок измерительных линий (БИЛ)*, в состав которого входит входной и выходной коллекторы, одна рабочая и одна контрольная линия. Каждая измерительная линия оснащена фильтром, преобразователем измерительным Сапфир-22М-Ех-ДД, счетчиком-расходомером массовым Micro Motion Elite модели CMF 200, преобразователем давления измерительным типа 3051 TG фирмы Fisher-Rosemount, преобразователем измерительным типа 244 ЕН в комплекте с термопреобразователем сопротивления Pt 100, термометром типа ТЛ-4М, манометром типа МТИ, индикатором фазового состояния типа ИФС-1 и запорной арматурой.

- *Блок измерения показателей качества нефти (БИК)*, включает щелевое пробозаборное устройство, диспергаторы с двумя автоматическими пробоотборниками типа "Стандарт А-50", ручной пробоотборник нефти "Стандарт Р", поточный преобразователь плотности Solartron-7835, влагомер нефти поточный типа LC фирмы "Phase Dynamics", преобразователь давления измерительный 3051 TG, манометр МТИ, преобразователь измерительный фирмы Fisher-Rosemount типа 244 ЕН в комплекте с термопреобразователем сопротивления Pt 100, термометр стеклянный лабораторный ТЛ-4М, счетчик – расходомер турбинный типа МИГ-40.

В узле измерения качества реализована схема принудительной циркуляции нефти, которая обеспечивается с помощью циркуляционного насоса. В БИК предусмотрена промывочная система для промывки приборов и технических трубопроводов от загрязнения.

- *Блок трубопоршневой установки (ТПУ)*, включает в себя стационарную трубопоршневую установку типа Прувер С-100-0,05, два манометра типа МТИ, два преобразователя измерительных давления фирмы Fisher-Rosemount типа 3051 TG, два преобразователя измерительных фирмы Fisher-Rosemount типа 244 ЕН в комплекте с термопреобразователем сопротивления Pt 100, два термометра стеклянных лабораторных ТЛ-4М и турбинный преобразователь расхода типа МИГ-40.

В комплекте ТПУ предусмотрены эталонные средства измерений для поверки ТПУ: мерник типа М1р-100-01 и набор колб.

- *Система обработки информации (СОИ)*, состоит из ИВК "OMNI-6000", шкафа КИП, системы АРМ оператора "FORWARD."

На ИВК "OMNI-6000" поступают сигналы от двух вторичных приборов счетчика - расходомера массового RFT 9739, вторичного прибора поточного влагомера нефти, двух блоков управления пробоотборником БПУ-А, вторичного прибора счетчика-расхода турбинного VEGA-03, вторичного прибора преобразователя плотности, датчиков ТПУ, а также преобразователей температуры и давления.

Вид сигналов, передаваемых от измерительных преобразователей к ИВК:

- от массовых преобразователей расхода, от поточных преобразователей плотности и преобразователя расхода в линии качества - частотный сигнал ;

- от преобразователей температуры, давления, вторичного прибора поточного влагомера – унифицированный токовый сигнал 4 – 20 мА.

### **Основные технические характеристики**

Пределы измерений

- температуры нефти	от 0 до + 50 °С
- плотности нефти	от 700 до 900 кг/м <sup>3</sup>
- объемной доли воды в нефти	до 4 %
- давления	до 4 МПа
- массы нефти	от 8 до 70 т/ч
- расхода в БИК	от 0,7 до 40 м <sup>3</sup> /ч

-перепада давления 0,1 до 10 кПа

**Основные метрологические характеристики**

- пределы основной относительной погрешности измерения массы нефти ± 0,25 %  
- пределы основной приведенной погрешности измерения давления ± 0,25 %  
- пределы основной абсолютной погрешности измерения температуры ± 0,2 °С  
- пределы основной абсолютной погрешности измерения плотности ± 0,3 кг/м<sup>3</sup>  
- пределы основной абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в нефти ± 0,05 %  
- пределы основной приведенной погрешности измерения перепада давления ± 0,5 %  
- пределы основной относительной погрешности измерения расхода в БИК ± 5 %  
- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления суммарной массы брутто и нетто по узлу учета нефти ± 0,02%

**Условия эксплуатации:**

Рабочая жидкость (товарная нефть) по степени подготовки должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Параметры рабочей жидкости при измерениях:

- температура окружающего воздуха:

для первичных преобразователей

от 0 до плюс 50 °С

для ССИ

от плюс 5 до плюс 30 °С

- относительная влажность окружающего воздуха:

для первичных измерительных преобразователей

до 98 %

для ССИ

до 85 %

номинальное напряжение питания переменного тока

220 В<sup>+10%</sup><sub>-15%</sub>

частота

(50 ± 1) Гц

Вид измерительной системы в соответствии с классификацией ГОСТ Р 8.596-2002: ИС-2.

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа "Руководство по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти СИКН № 599 ПСП Урманское" типографским способом.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы измерения количества и показателей качества нефти СИКН представлена в таблице 1.

Таблица 1

Наименование средства измерений или оборудования	Тип оборудования и средства измерений, метрологические или технические характеристики	Кол-во	Номер Госреестра
1	2	3	4
<i>Блок измерительных линий</i>			
Фильтр	Ду 80, Ру 63 кгс/см <sup>2</sup>	2	
Преобразователь измерительный взрывозащищенный	Сапфир-22М-Ех-ДД, погрешность 0,5%	2	11964-91

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Преобразователь давления измерительный	Fisher-Rosemount тип 3051 TG, диапазон измерения (0-4) МПа, КТ 0,25	2	14061-99
Преобразователь измерительный к датчику температуры	тип 244 ЕН фирмы Fisher-Rosemount, диапазон измерения (0-50) °С, предел допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С в комплекте с термопреобразователем типа Pt 100	2	14684-00
Термометр стеклянный ртутный лабораторный	тип ТЛ-4М диапазон измерения (0-50) °С с ценой деления 0,1 °С	2	303-91
Манометр для точных измерений	тип МТИ, диапазон измерения (0-6) МПа, КТ 0,6	3	1844-63
Индикатор фазового состояния	тип ИФС-1	2	
Кран шаровой	Фобос Ду 80, Ру 63 кгс/см <sup>2</sup>	7	
<i>Блок измерения показателей качества</i>			
Пробозаборное устройство	щелевого типа Ду 150 по ГОСТ 2517-85	1	
Влагомер нефти поточный	тип LC фирмы "Phase Dynamics", диапазон измерения (0-4) %, предел допускаемой абсолютной погрешности ±0,05 %	1	16308-02
Преобразователь плотности жидкости измерительный	тип "Solartron 7835" диапазон измерения (300-1100) кг/м <sup>3</sup> , предел допускаемой абсолютной погрешности 0,36 кг/м <sup>3</sup>	1	15644-01
Счетчик нефти турбинный	тип МИГ-40, диапазон измерения (0-40) м <sup>3</sup> /ч, предел допускаемой погрешность ± 5 %	1	12186-02
Манометр для точных измерений	манометр технический МТИ, диапазон измерения (0-6) МПа, КТ 0,6	1	1844-63
Преобразователь давления измерительный	Fisher-Rosemount тип 3051 TG, диапазон измерения (0-4) МПа, КТ 0,25	1	14061-99
Термометр стеклянный ртутный лабораторный	тип ТЛ-4М, диапазон измерения (0-50) °С с ц. д. 0,1 °С	1	303-91
Преобразователь измерительный к датчику температуры	тип 244 ЕН фирмы Fisher-Rosemount, диапазон измерения (0-50) °С, предел допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С в комплекте с термопреобразователем типа Pt 100	1	14684-00
Пробоотборник	Автоматический типа "Стандарт А-50"	2	
Диспергатор		3	

## Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Пробоотборник	Ручной типа "Стандарт Р"	1	
Обратный клапан	Ду 50	1	
Насос циркуляционный	Н-1 типа ВКС-10/45А	2	
<i>Блок трубопоршневой установки</i>			
Трубопоршневая установка	тип Прувер С-100-0,05 1 разряда, диапазон измерений (10-100) м <sup>3</sup> /ч	1	17629-98
Манометр для точных измерений	манометр технический МТИ, диапазон измерения (0-6) МПа, КТ 0,6	1	1844-63
Преобразователь давления измерительный	Fisher-Rosemount тип 3051 TG, диапазон измерения (0-4) МПа, КТ 0,25	1	14061-99
Термометр стеклянный ртутный лабораторный	тип ТЛ-4М, диапазон измерения (0-50) °С с ц. д. 0,1 °С	1	303-91
Преобразователь измерительный к датчику температуры	тип 244 ЕН фирмы Fisher-Rosemount, диапазон измерения (0-50) °С, предел допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С в комплекте с термопреобразователем типа Pt 100	1	14684-00
Счетчик нефти турбинный	типа МИГ-40, диапазон измерения (0-40) м <sup>3</sup> /ч, предел допускаемой погрешность ± 5 %	1	12186-02
Мерник	Мерник эталонный 1 разряда вместимостью 100 л типа М1р-100-01	1	51890-02
Колба мерная	Колба КТ 1 по ГОСТ 1770-90 типа КП-1-1000, КП-1-2000, КП-1-5000, КП-1-10000	6	22761-02
Насос циркуляционный	Н-1 типа ВКС-10/45А	1	
<i>Система обработки информации</i>			
Измерительно-вычислительный комплекс	ИВК "OMNI-6000" предел допускаемой погрешности ± 0,05 %	1	
Вторичный прибор	Счетчика нефти турбинного VEGA-03	2	25269-03
Вторичный прибор	Счетчика-расходомера массового RFT 9739,	2	13425-01
Блок управления	Пробоотборника БПУ-А	2	
Вторичный прибор	Электронный блок влагомера	1	16308-02
Персональный компьютер	Р-111 с программой "АРМ оператора"	1	
Монитор	HP-17"	1	
Принтер	тип Epson-FX-300 и HP-LazerJet 2100	2	

## ПОВЕРКА

Поверка СИКН производится в соответствии с документом "Инструкция ГСИ. Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН № 599 ПСП Урманское. Методика поверки", согласованным в августе 2006 г. ГЦИ СИ ФГУ "Тюменский ЦСМ".

Межповерочный интервал – 1 год.

В перечень основного поверочного оборудования входят средства измерений, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование средства поверки	Технические характеристики
1	2
Магазин сопротивлений Р4831	Диапазон сопротивлений от 0 до 300 Ом; погрешность не более $\pm 0,02$ %
Вольтметр универсальный В7-21	Диапазон напряжений от 0 до 24 В; погрешность не более $\pm 0,05$ %
Частотомер электронно-счетный ЧЗ-38	Диапазон частот от 100 до 2000 Гц; погрешность не более $\pm 1$ Гц
Счетчик программный реверсивный Ф5007	Количество импульсов до 10000; погрешность не более $\pm 1$ имп.
Источник питания постоянного тока Б5-30	Напряжение от 12 до 30 В, нестабильность не более $\pm 0,02$ %/А
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 6,0 МПа, относительная погрешность не более $\pm 0,1$ %
Образцовый плотномер	Диапазон плотностей от 300 до 1100 кг/м <sup>3</sup> ; погрешность измерения не более $\pm 0,2$ кг/м <sup>3</sup>
Омметр цифровой	Диапазон измерений от 0 до 300 Ом, погрешность измерения не более $\pm 0,01$ %.
ТПУ 1 разряд (в комплекте СИКН)	Диапазон расхода 10-100 м <sup>3</sup> /ч предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %
Генератор сигналов низкочастотный ГЗ-110	Диапазон частот от 500 до 2000 Гц; погрешность не более $\pm 0,01$ %
Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти (УПВА)	Выходной ток 4 – 20 мА; основная приведенная погрешность $\pm 0,025$ %.
Калибратор температуры	Диапазон температур от 0 до 50 °С; абсолютная погрешность не более $\pm 0,05$ °С

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений;

Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти;

МИ 2441-97. Рекомендация. ГСИ. Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общие требования.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

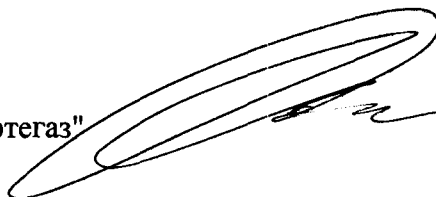
Тип системы измерения количества и показателей качества нефти СИКН № 599 ПСП "Урманское" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Владелец: ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз" Россия, 629807,  
Тюменской области, г. Ноябрьск ул. Ленина, 59/87.  
Тел./факс: (34964) 7-61-56

Адрес расположения СИКН: СИКН № 599 установлена на территории ПСП "Урманское", принадлежащего ТПДН "Крапивинское" ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз".

Генеральный директор

ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз"



С.Ю. Русаков