

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 589 ДНС с УПСВ и ПСП Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 589 ДНС с УПСВ и ПСП Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток» (СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти (нефти).

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений. Масса брутто нефти измеряется счетчиками-расходомерами массовыми (РМ). Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

СИКН состоит из комплекса технологического и системы сбора, обработки информации и управления (СОИ).

В состав комплекса технологического входят:

- блок фильтров;
- блок измерительных линий, состоящий из одной рабочей и одной резервной измерительной линии (ИЛ). Каждая ИЛ оснащена счетчиком-расходомером массовым;
- блок измерений показателей качества нефти;
- блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ);
- блок поверки, калибровки и промывки ТПУ.

СОИ включает в себя:

- измерительно-вычислительные комплексы «ОСТОПУС» (ИВК «ОСТОПУС»);
- вторичную аппаратуру средств измерений;
- контроллер для управления технологическим оборудованием;
- автоматизированные рабочие места оператора (АРМ оператора).

Основные компоненты, входящие в состав СИКН, приведены в таблице 1.

СИКН выполняет следующие основные функции:

- измерение массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти;
- измерение и контроль температуры, давления, плотности, влагосодержания нефти;
- проведение поверки РМ при помощи ТПУ;
- проведение контроля метрологических характеристик средств измерений;
- отображение, регистрацию и хранение результатов измерений и контроля;
- формирование и печать отчетной документации;
- управление и контроль за работой технологического оборудования.

Таблица 1

Наименование	Изготовитель	№ по Гос. реестру СИ	Кол-во
Блок фильтров			
Фильтры МИГ-ФБ-100-6,3	ООО «БОЗНА», г. Бугульма	-	2
Преобразователи давления измерительные 40, мод. 4382 (Jumo dTRANS p02 Delta)	«M.K. Juchheim GmbH&Co», Германия	20729-03	2
Манометры для точных измерений МТИ модель 1246	ЗАО «Манометр», г. Москва	1844-63	4
Индикаторы фазового состояния ИФС-1В-700	Опытный завод «Электрон», г. Тюмень	-	2
Блок измерительных линий			
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF-300	Фирма «Emerson Process Management/Micro Motion Inc.», США	13425-06	2
Преобразователи давления измерительные 40, мод. 4385	Фирма «M.K. Juchheim GmbH&Co», Германия	19422-03	2
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	Фирма «JUMO GmbH & Co. KG», Германия	32460-06	2
Манометры для точных измерений МТИ модель 1246	ЗАО «Манометр», г. Москва	1844-63	2
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ОАО «Термоприбор», г. Клин	303-91	2
Блок измерений показателей качества нефти			
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	ООО «НПП "Годсиб"», г. Фрязино	14557-05	2
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835ВА	«Solartron Mobrey Ltd.», Великобритания	15644-06	1
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	Фирма «JUMO GmbH & Co. KG», Германия	32460-06	1
Преобразователь давления измерительные 40, мод. 4385	«M.K. Juchheim GmbH&Co», Германия	19422-03	1
Манометр для точных измерений МТИ модель 1246	ЗАО «Манометр», г. Москва	1844-63	1
Термометр ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ОАО «Термоприбор», г. Клин	303-91	1
Счетчик нефти турбинный МИГ 32-6,3	ООО «БОЗНА», г. Бугульма	26776-04	1
Прибор УОСГ-100 СКП	ООО НПЦ «СКПнефть»	16776-06	1
Пробоотборники нефти Стандарт АЛ	ООО «БОЗНА», г. Бугульма	-	2
Блок ТПУ			
Установка трубопоршневая Сапфир М-100	ОАО НПП «Системнефтегаз», г. Октябрьский	23520-02	1
Преобразователи давления измерительные 40, мод. 4385	«M.K. Juchheim GmbH&Co», Германия	19422-03	2
Манометры для точных измерений МТИ модель 1246	ЗАО «Манометр», г. Москва	1844-63	2

Наименование	Изготовитель	№ по Гос. реестру СИ	Кол-во
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	Фирма «JUMO GmbH & Co. KG», Германия	32460-06	2
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ОАО «Термоприбор», г. Клин	303-91	2
Блок поверки, калибровки и промывки ТПУ			
Мерник металлический образцовый 1 разряда М1р-500-01	ОАО «Казанский опытный завод «Эталон», г. Казань	5189-02	1
Весы платформенные ЕВ3-3000Р-1Х	ООО «ПетВес», г. С.-Петербург	33640-06	1
Термометр ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ОАО «Термоприбор», г. Клин	303-91	1
Манометры для точных измерений МТИ модель 1216	ЗАО «Манометр», г. Москва	1844-63	2
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	Фирма «Daniel», США	22214-01	1
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-2	ОАО «Термоприбор», г. Клин	251-08	2
Система сбора, обработки информации и управления			
Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»)	ООО «Корпорация ИМС», г. Москва	22753-02	2
Контроллер программируемый SIMATIC S7-200	Фирма «Siemens AG», Германия	15771-06	1
АРМ оператора	-	-	2

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002.

### Программное обеспечение

На АРМ оператора установлено программное обеспечение (ПО) «Rate АРМ оператора УУН», которое имеет 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»).

ПО «Rate АРМ оператора УУН» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение технологических параметров, состояний объектов автоматизации;
- 2) выработку аварийных и предаварийных сигналов при отклонении технологических параметров за допустимые пределы;
- 3) вычисление средневзвешенных значений параметров;
- 4) вычисление массы нетто нефти;
- 5) проведение поверки РМ по ТПУ, автоматическую обработку результатов;
- 6) проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ по ТПУ и рабочего РМ по контрольному РМ;
- 7) управление пробоотборниками;

- 8) проведение КМХ плотномера по ареометру или по лабораторному плотномеру в соответствии с методикой измерений плотности;
- 9) управление исполнительными механизмами;
- 10) формирование, архивирование и вывод на печать отчетных документов;
- 11) архивацию, отображение, и вывод на печать графиков изменения технологических параметров;
- 12) защиту от несанкционированного доступа к функциям, способным повлиять на достоверность измерений количества нефти.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Rate APM оператора УУН» приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программный комплекс ПО «Rate APM оператора УУН»	Rate APM оператора УУН	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО «Rate APM оператора УУН».

Для защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. Уровень защиты ПО «Rate APM оператора УУН»: «С» в соответствии с МИ 3286-2010 (согласно свидетельству об аттестации ПО № 20902-11 от 27.12.2011).

## Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 20 до 82.
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	от 0 до 4.
Диапазон измерений температуры нефти, °C	от 0 до 50.
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 1100.
Диапазон измерений объемной доли воды в нефти, %	от 0,01 до 2,00.
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002.
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900.
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05.
Массовая доля воды, %, не более	0,5.
Диапазон изменений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 900.
Диапазон изменений кинематической вязкости нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 2 до 10.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35.
Режим работы СИКН	непрерывный.

**Электропитание СИКН:**

- напряжение питающей сети, В:
  - измерительных цепей от 198 до 242;
  - силовых цепей от 342 до 418;
- частота питающей сети, Гц (кроме ИВК «ОСТОРУС») от 49 до 51;
- частота питающей сети ИВК «ОСТОРУС», Гц от 49,5 до 50,5.

**Температура окружающей среды, °С:**

- для средств измерений, находящихся в комплексе технологическом
  - для средств измерений, находящихся в помещении операторной от 5 до 35;
  - Атмосферное давление, кПа от 97,3 до 105,3;
  - Относительная влажность воздуха, % от 30 до 80.

Среднее время наработки на отказ СИКН, ч 12096.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

**Комплектность средства измерений**

Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН, инструкция по эксплуатации СИКН, методика поверки СИКН, методика измерений массы нефти, техническая документация на компоненты СИКН.

**Проверка**

осуществляется по документу МП 143-12 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 589 ДНС с УПСВ и ПСП Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток». Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Томский ЦСМ» 02.04.2012 г.

Основные средства поверки: установка трубопоршневая I разряда с пределами допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,05\%$ ; мерник металлический I разряда с пределами допускаемой погрешности  $\pm 0,02\%$  от номинальной вместимости; весы платформенные с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений  $\pm 200\text{ г}$ , диапазон взвешивания от 0 до 600 кг; пикнометрическая переносная установка с пределами допускаемой погрешности измерений плотности  $\pm 0,15 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; манометры грузопоршневые МП I и II разрядов.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе ФР.1.29.2008.05194 «Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти ДНС с УПСВ Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 589 ДНС с УПСВ и ПСП Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток»**

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

2. ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкостей.

3. «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утверждены приказом Минпромэнерго № 69 от 31.03.2005 г.

4. Технический проект 0131.XX.XX.XXX «Система измерений количества и показателей качества нефти с ДНС УПСВ Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток».

5. 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 «Газпромнефть-Восток».

Юридический адрес: 634045, Россия, г. Томск, ул. Мокрушина, 9, стр. 16.

Почтовый адрес: 634045, Россия, г. Томск, ул. Мокрушина, 9, стр. 16.

Телефон: (8 3822) 42-79-31, факс (8 3822) 42-89-58.

E-mail: [reception@tomsk.gazprom-neft.ru](mailto:reception@tomsk.gazprom-neft.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)

Интернет <http://tomskcsm.ru>.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.