



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.113.A № 44341**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП  
"Александровское" ОАО "Томскнефть" ВНК**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **513**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Томскнефть" ВНК, г.Стрежевой,  
Томская обл.**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48149-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 48149-11**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **31 октября 2011 г. № 6260**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 002384



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти.

#### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений. Масса брутто нефти вычисляется по результатам прямых измерений объема нефти турбинными преобразователями расхода (ПР) и плотности нефти поточным плотномером (ПП).

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 следующих основных блоков:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- трубопоршневая поверочная установка (ТПУ);
- система обработки информации (СОИ).

Блок измерительных линий представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую измерительные линии, оснащенные средствами измерений объемного расхода (объема), давления и температуры нефти, фильтрами, задвижками, струевыпрямителями, регулятором расхода, регулятором давления, индикатором фазового состояния.

Блок измерений показателей качества нефти представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, вязкости, влагосодержания, расхода, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, задвижками, вентилями, автоматическими пробоотборниками, устройством определения свободного газа.

Трубопоршневая поверочная установка представляет собой двунаправленную ТПУ, состоящую из 4-х ходового крана, 2-х калиброванных участков, двух пар детекторов, преобразователей давления и температуры, пусковой и приемной камер.

Система обработки информации включает в себя вторичные преобразователи средств измерений, измерительно-вычислительный комплекс и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением и устройством печати.

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

Таблица 1

Наименование	Изготовитель	№ по Гос. реестру СИ	Кол-во
<b>Блок измерительных линий</b>			
Преобразователь расхода жидкости турбинный Smith Meter Sentry (ПР)	«Smith Meter Inc», США	12750-00	3
Преобразователь давления измерительный 3051	«Rosemount, Inc», США	14061-04	3
Преобразователь измерительный 3144P	«Rosemount. Inc.», США	14683-04	3
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	«Emerson Process Management/Rosemount Temperature GmbH»	22257-01	3

Наименование	Изготовитель	№ по Гос. реестру СИ	Кол-во
<b>Блок измерений показателей качества нефти</b>			
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (ПП)	«Solartron Mobrey Limited», Великобритания	15644-01	2
Влагомер нефти поточный модели LC	«Phase Dynamics Inc», США	16308-02	1
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	«Solartron Mobrey Limited», Великобритания	15642-01	1
Преобразователь давления измерительный 3051	«Rosemount, Inc», США	14061-04	1
Преобразователь измерительный 244 к датчику температуры	«Fisher-Rosemount», США	14684-00	1
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	«Emerson Process Management/Rosemount Temperature GmbH»	22257-01	1
Прибор УОСГ-100 СКП	ООО НПЦ «СКПнефть»	16776-06	1
Счетчик нефти турбинный НОРД-М-40-6,3	ООО «БОЗНА»	5638-02	1
Автоматический пробоотборник Проба-1М	ООО «БОЗНА»	-	2
<b>Трубопоршневая поверочная установка</b>			
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	«FMC Technologies», США	12888-99	1
Преобразователь давления измерительный 3051	«Rosemount, Inc», США	14061-04	2
Преобразователь измерительный 3144Р	«Rosemount, Inc.», США	14683-04	2
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	«Emerson Process Management/Rosemount Temperature GmbH»	22257-01	2
<b>Система обработки информации</b>			
Блок электронный НОРД-ЭЗМ	ООО «БОЗНА»	37268-08	1
Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7951	«Solartron Mobrey Limited», Великобритания	15645-01	1
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	ООО НПЦ «ТЭК»	44582-10	1
АРМ оператора с ПО «Визард СИКН»	-	-	2
Примечание: Допускается применять другие средства измерений и оборудование, допущенные к применению в установленном порядке, с аналогичными или лучшими метрологическими и техническими характеристиками			

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

#### **Программное обеспечение**

На АРМ оператора установлено аттестованное программное обеспечение (ПО) «Визард СИКН». Свидетельство об аттестации № АПО-209-13 от 26.05.2011 г.

Структурная схема ПО «Визард СИКН» представлена на рисунке 1.

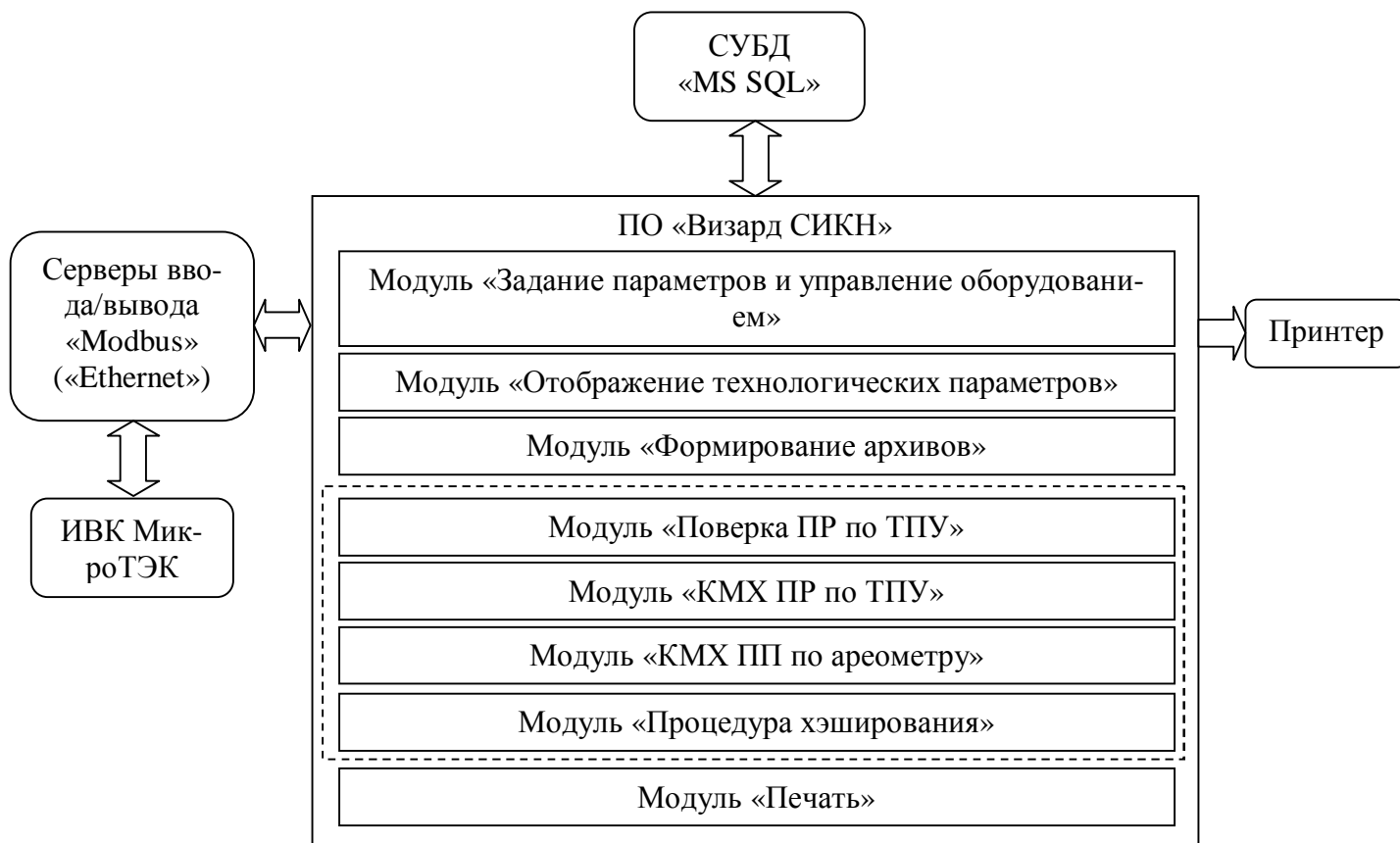


Рисунок 1 – Структурная схема ПО «Визард СИКН»

ПО «Визард СИКН» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) ручной ввод уставок, технологических и учетных параметров;
- 2) отображение и автоматическое обновление на АРМ оператора текущих значений технологических и учетных параметров;
- 3) формирование:
  - журнала событий;
  - журнала тревог;
  - трендов;
  - отчетов;
  - журнала регистрации показаний средств измерений СИКН;
  - паспорта качества нефти;
  - акта приема-сдачи нефти;
- 4) запись и хранение архивов посредством СУБД "MS SQL";
- 5) печать отчетной документации;
- 6) управление исполнительными устройствами;
- 7) вычисление массы нетто при ручном вводе с АРМ оператора параметров нефти, определенных в лаборатории;
- 8) выполнение проверки ТПР по ТПУ;
- 9) выполнение контроля метрологических характеристик ТПР по ТПУ;
- 10) выполнение контроля метрологических характеристик ПП по ареометру;
- 11) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО «Визард СИКН» 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
Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН»	«Визард СИКН»	v.1/1/1/1234	Для модуля «КМХ ПП по ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Для модуля «КМХ ПР по ТПУ»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Для модуля «Проверка ПР по ТПУ»: CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 Для модуля «Процедура хэширования»: 82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Диапазон объемного расхода нефти по одной измерительной линии

БИЛ, м<sup>3</sup>/ч

от 380 до 950;

Диапазон давления нефти, МПа

от 0,35 до 1,0;

Диапазон температуры нефти, °С

от 5 до 30;

Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м<sup>3</sup>

от 830 до 895;

Массовая доля воды в нефти, не более, %

0,5;

Массовая концентрация хлористых солей, не более, мг/дм<sup>3</sup>

900;

Массовая доля механических примесей, не более, %

0,05;

Кинематическая вязкость нефти, мм<sup>2</sup>/с (сСт)

от 0 до 15;

Массовая доля парафина, %, не более

6;

Рабочая среда

нефть по ГОСТ Р 51858.

Пределы допускаемой относительной погрешности

измерений массы брутто нефти, %

± 0,25;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %

± 0,35.

Относительное отличие результатов вычислений ПО «Визард СИКН» от опорных не превышает 0,001 % при реализации функций:

- «Выполнение поверки преобразователей расхода по трубопоршневой поверочной установке»;

- «Выполнение контроля метрологических характеристик преобразователей расхода по трубопоршневой поверочной установке»;

- «Выполнение контроля метрологических характеристик поточных преобразователей плотности по ареометру».

Электропитание СИКН:

- напряжение питающей сети, В:

измерительных цепей

от 198 до 242;

силовых цепей

от 342 до 418;

- частота питающей сети, Гц

от 49 до 51.

Температура окружающей среды, °С:

- для средств измерений, находящихся в БИЛ

от минус 40 до 40;

- для ТПУ и средств измерений, находящихся в помещении БИК

от 5 до 30;

- для средств измерений, находящихся в помещении операторной

от 21 до 35;

Атмосферное давление, кПа

от 84,0 до 106,7;

Относительная влажность воздуха, %

от 30 до 80.

Среднее время наработки на отказ СИКН, ч

12353.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 48149-11 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Томский ЦСМ» 20 июня 2011 г.

Основные средства поверки: поверочная установка на базе весов и мерников с пределами допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,02$  %, трубопоршневая поверочная установка 1-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,05$  %; пикнометрическая установка в комплекте с измерительными металлическими напорными пикнометрами вместимостью не менее  $450 \text{ см}^3$  с пределами допускаемой погрешности измерений плотности  $\pm 0,15 \text{ кг/м}^3$ ; манометры грузопоршневые МП-6 и МП-60 с пределами допускаемой приведенной погрешности  $\pm 0,05$  %; калибратор температуры цифровой АТС-155В с диапазоном воспроизводимых температур от минус 24 до плюс 155 °С и пределами погрешности установления заданной температуры  $\pm 0,2$  °С.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе ФР.1.29.2011.10085 «Рекомендация. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК**

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. Рабочий проект «Система измерений количества и показателей качества нефти №513 ПСП «Александровское» (ЦТП «Советского н.м.р») ОАО «Томскнефть» ВНК, разработанный ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК».
5. Рабочий проект «Система обработки информации на базе ИВК МикроТЭК для СИКН №513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК».
6. «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утверждена руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Томский ЦСМ» 20 июня 2011 г.
7. 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**

СИКН применяется при проведении торговых и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Томскнефть» ВНК.  
Юридический адрес: 636780, Россия, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23.  
Почтовый адрес: 636780, Россия, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23.  
Телефон: (8 38259) 6-96-81/(8 38259) 6-95-50 тел/факс (8 38259) 6-96-35.  
E-mail: [jsctn@tomskneft.ru](mailto:jsctn@tomskneft.ru).

**Заявитель**

ООО НПП «Томская электронная компания», 634040, г. Томск, ул. Высоцкого, 33.  
Тел/факс (3822) 63-38-37/(3822) 63-39-63  
E-mail: [npp@mail.npptec.ru](mailto:npp@mail.npptec.ru)  
Интернет [www.npptec.ru](http://www.npptec.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федерального государственного учреждения «Томский центр стандартизации, метрологии и сертификации» (ФГУ «Томский ЦСМ»). Регистрационный № 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.tomsk.ru](mailto:toms@tcsms.tomsk.ru)  
Интернет <http://tomskcsm.ru>.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.