

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игол» ОАО «Томскнефть» ВНК

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игол» 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 фильтров (БФ);
- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- трубопоршневая поверочная установка (ТПУ);
- система обработки информации (СОИ).

Блок фильтров представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую сетчатые фильтры, оснащенные средствами измерений перепада давления нефти.

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

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, насосами, задвижками, автоматическими пробоотборниками, устройством определения свободного газа.

Трубопоршневая поверочная установка представляет собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

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 фильтров</b>			
Фильтры МИГ-Ф-150-4,0	ООО «БОЗНА»	-	3
Преобразователи перепада давления Сапфир-22М-ДД	ЗАО «Метран-Смарт»	11964-91	3
<b>Блок измерительных линий</b>			
Преобразователи расхода жидкости турбинные Smith Meter Sentry с ДУ 4”	«Smith Meter Inc», США	12750-00	5

Наименование	Изготовитель	№ по Гос. реестру СИ	Кол-во
Преобразователи давления измерительные 3051	«Rosemount, Inc», США	14061-99	5
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 244	«Fisher-Rosemount», США	14684-00	5
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	«Emerson Process Management Temperature GmbH», Германия	22257-05	5
Манометры технические МТИ	ООО «Манометр»	1844-63	5
Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex»	ООО «НПО Лабтех»	28208-04	5
Струевыпрямители МИГ-Л100-4,0	-	-	5
Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М	ОАО «Теплоконтроль»	-	1
<b>Блок измерений показателей качества нефти</b>			
Денсиметры SARASOTA мод. 960	«Onix Measurement Ltd», Великобритания	19879-00	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	14061-99	1
Преобразователь измерительный к датчику температуры 244	«Fisher-Rosemount», США	14684-00	1
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	«Emerson Process Management Temperature GmbH», Германия	22257-05	1
Манометр технический МТИ	ООО «Манометр»	1844-63	1
Термометр ртутный стеклянный лабораторный	ОАО «Термоприбор»	303-91	1
Прибор УОСГ-100 СКП	ООО НПЦ «СКПнефть»	16776-06	1
Счетчик нефти турбинный МИГ-40	ООО «БОЗНА»	12186-02	1
Пробоотборники «Стандарт-А»	-	-	2
Пробоотборник «Стандарт-Р»	-	-	1
<b>Трубопоршневая поверочная установка</b>			
Установка поверочная трубопоршневая стационарная «Прувер С-500-0,05»	АО «Нефтемаш»	17630-98	1
Преобразователь давления измерительный 3051	«Rosemount, Inc», США	14061-99	2
Преобразователь измерительный к датчику температуры 244	«Fisher-Rosemount», США	14684-00	2
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	«Emerson Process Management Temperature GmbH», Германия	22257-05	2
Манометр технический МТИ	ООО «Манометр»	1844-63	2
Термометр ртутный стеклянный лабораторный	ОАО «Термоприбор»	303-91	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

Наименование	Изготовитель	№ по Гос. реестру СИ	Кол-во
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	ООО НПП «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.

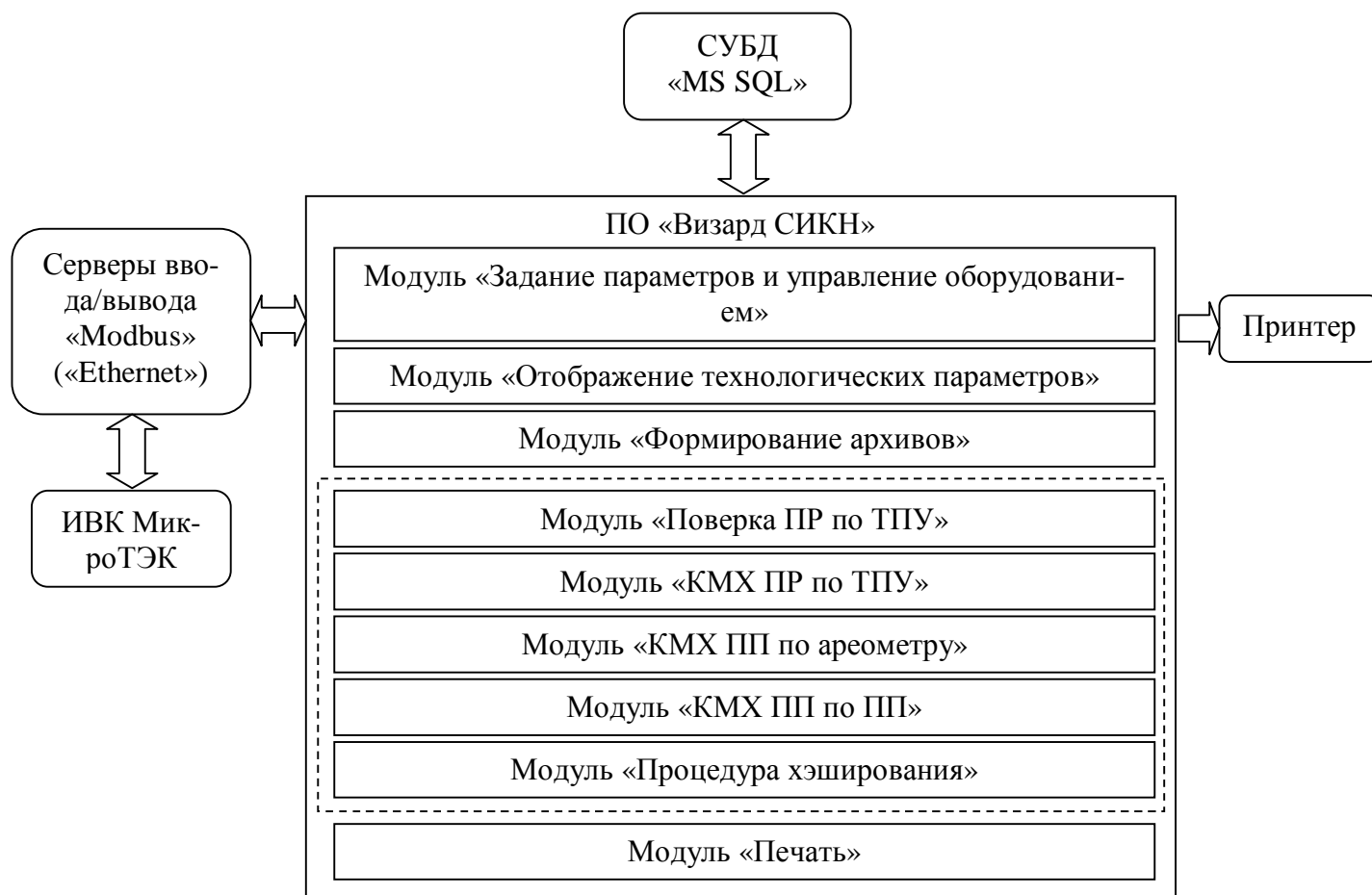


Рисунок 1 – Структурная схема ПО «Визард СИКН»

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 поверки ТПР по ТПУ;
- 9) выполнение контроля метрологических характеристик ТПР по ТПУ;
- 10) выполнение контроля метрологических характеристик ПП по ПП и 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.1/1/1/1235	Для модуля «КМХ ПП по ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Для модуля «КМХ ПП по ПП»: BC84C17194F87A9CC55EF26C6493A0A0 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 100 до 220;

Диапазон давления нефти, МПа

от 1,0 до 4,2;

Диапазон температуры нефти, °С

от 5 до 38;

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

от 833,0 до 841,9;

Массовая доля воды в нефти, не более, %

0,5;

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

от 3,1 до 31,5;

Массовая доля механических примесей, %

от 0,003 до 0,0096;

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

от 2 до 15;

Массовая доля парафина, %

от 1,0 до 3,6;

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»;
- «Выполнение контроля метрологических характеристик рабочего преобразователя плотности по резервному преобразователю плотности».

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, БИК и ТПУ 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 12798.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Единичный 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 48150-11 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игол» ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному 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  $\pm 0,02$  % или 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 см<sup>3</sup> с пределами допускаемой погрешности измерений плотности  $\pm 0,15$  кг/м<sup>3</sup>; 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.1.29.2011.10084 «Рекомендация. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игол» ОАО «Томскнефть» ВНК».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игол» 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 коммерческого узла учета нефти № 515 и привязки ТПУ «Сапфир-500» на Игольско-Таловом месторождении, разработанный МОАО «Нефтеавтоматика» ЦНиТО «Сигнал».

5. Рабочий проект «Система обработки информации на базе ИВК МикроТЭК для СИКН №515 ПСП «Игол» ОАО «Томскнефть» ВНК».

6. «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игол» 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: [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.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011г.