

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз») (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров сырой нефти с выхода дожимной насосной станции №2 Верхнеказымского месторождения.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного в сырой нефти. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из четырех (трех рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели F300 (далее – РМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 45115-10;

– влагомер сырой нефти ВСН-АТ (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 42678-09;

– преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-10;

– датчики давления Метран-150, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 32854-13;

– термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-11 с преобразователями измерительными 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-09;

– счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26776-08.

В систему обработки информации системы входят:

– комплекс измерительно-вычислительный МикроТэк-09, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 48147-11;

– автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № АПО-209-13 от 26.05.2011.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и объемной доли воды в сырой нефти;

– автоматическое вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в сырой нефти и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП;

– измерение давления и температуры сырой нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры сырой нефти соответственно;

– измерение объемной доли воды в сырой нефти;

– измерение объемного расхода сырой нефти в блоке измерений параметров нефти сырой;

– измерение перепада давления на фильтрах;

– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09, автоматизированное рабочее место оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09	Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН»
Идентификационное наименование ПО	МикроТЭК-09	ПО «Визард СИКН»

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09	Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.757	v.1/1/1/XXXX v.2/1/2/XXXX v.2/1/3/XXXX v.2/1/4/XXXX	
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	02DC49B1E0F75 07771FC067108 C30364	Поверка преобразователя расхода (далее – ПР) по поверочной установке (далее – ТПУ)	CAA0CAF77C2F95839 BCC10725412F8B6
		Контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР по ТПУ	18EE0732CC8638CDD5 BD624BC4331025
		КМХ рабочего ПР по контрольному ПР	4A76D349E3349AA8 A3728631B17207D4
		КМХ преобразователя плотности (далее – ПП) по преобразователю плотности	BC84C17194F87A9CC5 5EF26C6493A0A0
		КМХ ПП по ареометру	F63567930709D8FF134 3E4D90E64926D
		Процедура хэширования	82F2D3B3A221DA4A4 B698D1179FC5C28

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы представлены в табл. 2, 3.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИ при измерении массы нетто сырой нефти, %	
- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ, %	±0,4
- при содержании объемной доли воды от 0,1 % до 5% (массовая доля воды не более 6,084%)	
- при содержании объемной доли воды от 5 % до 10 % (массовая доля воды не более 12,169 %)	±0,45
- при содержании объемной доли воды от 10 % до 16,436 % (массовая доля воды не более 20%)	±0,45
- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:	
- при содержании объемной доли воды от 0,1 % до 5% (массовая доля воды не более 6,084%)	±0,6
- при содержании объемной доли воды от 5 % до 10 % (массовая доля воды не более 12,169 %)	±0,6
- при содержании объемной доли воды от 10 % до 16,436 % (массовая доля воды не более 20%)	±1,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 13,6 до 272
Диапазон плотности при температуре 20°C и абсолютном давлении 101,325 кПа, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 900
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более	1010
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 5 до 50
Диапазон давления, МПа	от 0,5 до 6,3
Диапазон температуры, °С	от плюс 0 до плюс 45
Массовая доля воды, %, не более	20,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Массовая доля хлористых солей, %, не более	0,003
Содержание свободного газа	отсутствует
Режим работы СИКНС	непрерывный

**Знак утверждения типа**

наносится справа в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации системы типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

- система измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»), 1 шт., заводской № 4418;
- ОИ 205.00.00.00.000 РЭ «СИКНС «Обустройство Верхнеказымского нефтяного месторождения» (ОАО «Сургутнефтегаз») Руководство по эксплуатации»;
- МП 0327-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»). Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 0327-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 20.09.2015.

Основные средства поверки:

- поверочные установки и эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру. При определении их метрологических характеристик соотношение основных погрешностей по проверяемому параметру поверяемого расходомера не должно превышать 1:3.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

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

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой «Обустройство Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)» (свидетельство об аттестации методики измерений 01/00257-2013/15809-14 от 25.08.2014, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.21692).

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)**

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2 ОИ 205.00.00.00.000 РЭ «СИКНС «Обустройство Верхнеказымского нефтяного месторождения» (ОАО «Сургутнефтегаз») Руководство по эксплуатации».

### **Изготовитель**

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)  
ИНН 7204002810  
Адрес: 625001, г Тюмень, ул. Военная, д. 44  
Тел.: (3452) 43-01-03; E-mail: [girs@hms-neftemash.ru](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)  
ИНН 0278096217  
Юридический адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89  
Почтовый адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89  
Тел.: (347) 292-79-10, факс: (347) 292-79-15; E-mail: [ozna-eng@ozna.ru](mailto:ozna-eng@ozna.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

E-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.