

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

Система состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 15427-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 22257-01 в комплекте с преобразователями измерительными 644 к датчикам температуры, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 14683-00;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 14061-99;
- преобразователи давления измерительные EJX, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 28456-09;
- денсиметры SARASOTA модификации FD960, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 19879-00;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 14557-10;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 15642-01, в комплекте с устройством измерения параметров жидкости и газа модели 7951, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 15645-01;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 22214-01;
- двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 16" (далее – стационарная ТПУ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 20054-00.

В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 53852-13, с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы с программным обеспечением «ГКС расход НТ версия 3.0».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 1844-63;
- манометры цифровые МО-5, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 54409-13;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение объема, объемного расхода и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматическое измерение плотности, вязкости и объемной доли воды;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной химико-аналитической лаборатории;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки ТПР с применением стационарной ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы 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 (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Идентификационные данные ПО системы указаны в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора «ГКС расход НТ версия 3.0»	ИВК (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	metrological_char.jar	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	15F95747	7A70F3CC
Другие идентификационные данные	-	-

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 ИВК и АРМ оператора системы 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.

ПО системы имеет средний уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений 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 и физико-химические показатели измеряемой среды приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие, одна резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 200 до 1000
Избыточное давление измеряемой среды на входе блока измерительных линий, МПа: - рабочее - минимальное - максимальное	От 0,6 до 0,8 0,25 1,6
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы системы	Непрерывный
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	От 0 до плюс 40
Плотность измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	От 840 до 890
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 6 до 115
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	30
Массовая доля серы, %, не более	0,8

Продолжение таблицы 2

Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа, %	Не допускается

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти 443 на ПСП «Ухта», заводской № 443	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	1 экз.
МП 0321-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта». Методика поверки»	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0321-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 25 сентября 2015 г.

Основные средства поверки:

– двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 16" с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 650 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/199014-15).

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 443 на ПСП «Ухта»

- ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
- Техническая документация.

### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35

Тел.: (843) 221-70-00, факс: (843) 221-70-01

**Испытательный центр**

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

Юридический и почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088 г. Казань,  
ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.