

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения предназначена для измерений массы нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории или результаты вычислений массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением поточного влагомера.

Система измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, 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 измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения состоит из трех измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (Госреестр № 45115-10);
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (Госреестр № 52638-13);
- влагомеры сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09);
- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (Госреестр № 57563-14);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (Госреестр № 22257-11) с преобразователями измерительными 644 (Госреестр № 14683-09);
- датчики давления «Метран-150» (Госреестр № 32854-09);
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ (Госреестр № 26803-11);
- манометры избыточного давления показывающие МП-У (Госреестр № 10135-10);
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (Госреестр № 303-61);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (Госреестр № 48218-11);
- автоматизированное рабочее место оператора системы на базе SCADA-системы «Intouch» версии 10.xx (Invensys Wonderware).

Система измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти;

- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в блоке измерительных линий с применением влагомера сырой нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочих счетчиков-расходомеров массовых с применением контрольного счетчика-расходомера массового или трубопоршневой поверочной установки 2-го разряда в комплекте с поточным преобразователем плотности или компакт-прувера в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности;
- проведение поверки счетчиков-расходомеров массовых с применением трубопоршневой поверочной установки 2-го разряда в комплекте с поточным преобразователем плотности или компакт-прувера в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности;
- 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**

системы измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения автономное.

Программное обеспечение 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 программного обеспечения системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	06.21
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	0x6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC16

Программное обеспечение защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения журнала со-

бытий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части программного обеспечения для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в программном обеспечении 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 программного обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «высокий». Предусмотрено механическое опломбирование.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики системы измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Рабочий диапазон расхода, т/ч (м <sup>3</sup> /ч)	от 250 (289) до 590 (685)
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Рабочий диапазон температуры, °С	от плюс 10 до плюс 55
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,8 до 1,25
Рабочий диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup>	от 862 до 884
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	
– при 20 °С	44,21
– при 50 °С	14,10
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
– при проведении измерений	0,2
– при проведении поверки или контроля метрологических характеристик	0,4
Диапазон массовой доли воды, %	от 0,34 до 1,0
Диапазон массовой доли серы, %	от 1,1 до 1,99
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	2,43
Массовая доля асфальтенов, %, не более	2,1
Массовая доля смол силикагелиевых, %, не более	9,6
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	отсутствует
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> , (ppm), не более	отсутствует
Давление насыщенных паров, мм рт.ст., не более	254

1	2
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Напряжение питания, В	380 ± 38/220 ± 22
Частота, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт, не более	26
Средний срок службы, лет, не менее	10
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от минус 50 до плюс 50  от плюс 5 до плюс 25  от 45 до 80 от 45 до 80 от 84 до 106

### Знак утверждения типа

наносится на специальную табличку, прикрепленную к системе, методом наклейки и в нижней части справа титульного листа руководства по эксплуатации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

- Система измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения, заводской номер 527-528-529 – 1 шт.;
- Руководство по эксплуатации – 1 экз.;
- Методика поверки – 1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0243-1-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 26.01.2015 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая 2-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,1 %;
- компакт-прувер 1-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,05 %;
- поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,3 кг/м<sup>3</sup>;

### Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2013.16696 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения».

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости»;
- 2 ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
- 3 Техническая документация ЗАО «Аргоси».

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)  
Юридический адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 6, корп. 1  
Почтовый адрес: 115054, Москва, Стремянный пер., д. 38

**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.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.