

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод»

### Назначение средства измерений

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при сдаче нефти из магистрального нефтепровода «Бавлы - Куйбышев» на ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод».

### Описание средства измерений

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, транспортируемой по нефтепроводу, с применением ультразвукового расходомера, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

В состав системы входят:

- измерительная линия;
- система обработки информации.

В системе для измерений показателей качества нефти применяется блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК), входящий в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод» (далее – СИКН № 402).

В системе применены типы средств измерений, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Средства измерений, входящие в состав системы	
Расходомер ультразвуковой УФМ 3030 (далее – ультразвуковой расходомер)	48218-11
Датчик температуры 3144Р	39539-08
Преобразователь давления измерительный 2088	16825-08
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	17159-14
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	53852-13

Окончание таблицы 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Средства измерений, входящие в состав БИК СИКН № 402	
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	45410-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642 -06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	17159-08, 17159-14
Манометры деформационные образцовые с условными шкалами типа МО	43816-10
Датчики давления 2051С	39531-08
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Преобразователь давления измерительный 2088	16825-08

Для поверки и контроля метрологических характеристик ультразвукового расходомера применяют средства измерений, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – поверочная установка)	12888-99
Преобразователи расхода жидкости турбинные серии Sentry Ду 8" (далее – ТПР)	12750-91

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение объемного расхода, объема и массы брутто нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости;
- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной доли воды в нефти;
- измерение давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного УДВН-1пм;
- поверка и контроль метрологических характеристик ультразвуковой расходомер с применением поверочной установки и ТПР, входящих в состав СИКН № 402, в автоматизированном режиме;

- защита алгоритма и программного обеспечения системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

### Программное обеспечение

системы обеспечивает реализацию функций системы. Программное обеспечение (ПО) системы реализовано в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-07 и автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 3.

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «Форвард»			ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC
Другие идентификационные данные	-	-	-	-

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует среднему.

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	1 (одна рабочая)
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 210 до 2800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,6
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление, МПа	От 0,3 до 0,64

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура, °С	От 5 до 25
Плотность измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup> - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	От 865 до 890 От 810 до 855
Кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт	От 5 до 45
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Периодический

**Знак утверждения типа**

наносится справа в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации системы методом компьютерной графики.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5

Наименование	Количество
Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод», заводской № 608/УРСУ	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	1 экз.
МП 0186-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод». Методика поверки»	1 экз.

**Поверка**

осуществляется по документу МП 0186-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод». Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 17 октября 2014 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная, максимальный объёмный расход 1100 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м<sup>3</sup>;
- калибратор температуры серии АТС-Р модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- калибратор электрических сигналов ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМН (АРМ015РГНГ и АРМ03КРАНГ), нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений;
- влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений

объемной доли воды от 0,03 % до 2,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,03$  %;

- вискозиметр JSW, диапазон воспроизводимых значений вязкости от 1 до 100 мПа·с, пределы допускаемой основной приведенной погрешности  $\pm 0,33$  % от полной шкалы;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.

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

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением резервной системы измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2014.18660.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к резервной системе измерений количества и показателей качества нефти № 402 ПСП «Новокуйбышевский» Самарского РНУ ОАО «Приволжскнефтепровод»**

1. ГОСТ 8.589-2007 «ГСИ. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах».

2. Техническая документация ООО «ИМС Индастриз».

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли, выполнение государственных учетных операций и учета количества энергетических ресурсов.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»).

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15.

Почтовый адрес: 117312, Москва, ул. Вавилова, д.47А.

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51.

#### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»).

Адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а».

Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.