

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 450 на ПСП АУНН ООО «Востокнефтепровод»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 450 на ППС АУНН ООО «Востокнефтепровод» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при учетно-расчетных операциях между ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» и ООО «Востокнефтепровод».

Описание средства измерений

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

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки (далее – передвижная ТПУ), 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 шести (пяти рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов объема нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ250-2000N (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15427-06;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – стационарная ТПУ) фирмы «Daniel Measurement and Control Inc./Division of Emerson Process Management», США, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 20054-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- счетчик нефти турбинный МИГ, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 12186-02;
- преобразователи давления измерительные EJX, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 28456-09;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- датчик температуры 248, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 28033-05;
- датчики температуры 644, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-08;

– датчики температуры 3144Р, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-08.

В систему обработки информации (СОИ) системы входят:

– системы обработки информации «Пульсар-С1», тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 20030-08, свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения № 6201-09 от 24.06.2009 г., с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры для точных измерений типа МТИ, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;
– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 1, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматические измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
– измерения давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
– проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих ТПР с применением контрольного ТПР;
– проведение поверки и КМХ ТПР с применением стационарной трубопоршневой поверочной установки;
– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
– автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
– защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую 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.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления стандартных функций (основной и резервный)	calcer	1.0.1.112	c16c0d8d	CRC 32
Головной модуль сервера протокола Modbus (основной и резервный)	modbus	1.0.1.112	adf94f69	CRC 32
ПО комплекса программного СОИ «Пульсар С1» АРМ оператора (основного и резервного)	Main.exe	1.0.1.112	716130b5	CRC 32

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 системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон расхода измеряемой среды, м ³ /ч	От 400 до 7600
Количество измерительных линий, шт.	6 (5 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 815 до 885
Рабочий диапазон динамической вязкости, сПз	От 0,5 до 80
Рабочий диапазон давления, МПа	От 0,2 до 1,2
Максимальное расчетное избыточное давление измеряемой среды, МПа	2,5
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От минус 2 до плюс 15
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, кг/м ³	± 0,3
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости измеряемой среды, %	± 1,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	± 0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления измеряемой среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Средний срок службы системы, не менее	8 лет

Окончание таблицы 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Напряжение питания, В	380 (3-х фазное, 50 Гц) 220±22 (однофазное, 50 Гц)
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 40 до плюс 50
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От плюс 18 до плюс 35
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 30 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом. При этом указывают номер свидетельства об утверждении типа системы и дату его выдачи.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 450 на ПСП АУНН ООО «Востокнефтепровод», 1 шт., заводской № 450;
- инструкция по эксплуатации системы;
- Инструкция. «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 450 на ПСП АУНН ООО «Востокнефтепровод». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 54416-13 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 450 на ПСП АУНН ООО «Востокнефтепровод». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 16 января 2012 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная фирмы «Daniel Measurement and Control Inc./Division of Emerson Process Management», США, с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 1900 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп.;
- установка пикнометрическая с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,10 кг/м³ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м³;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 %;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;

– калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Рекомендация. ГСИ. Масса нефти. Методика при проведении учетных операций системой измерений количества и показателей качества нефти № 450 (СИКН № 450) Ангарского участка налива нефти филиала «Иркутского РНУ» ООО «Востокнефтепровод» (свидетельство об аттестации МИ № 20606-10).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 450 на ПСП АУНН ООО «Востокнефтепровод»

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

2 Техническая документация Г.0.0041.0035-ВСМН/ГТП-00.158-00-000-ПЗ «Узел учета нефти № 450. ИРНУ. Реконструкция».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Нефтеавтоматика»

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Почтовый адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Тел.: (347) 279-88-99, факс: (347) 228-80-98

Заявитель

Филиал «Иркутское РНУ» ООО «Востокнефтепровод», 665832, г. Ангарск, Иркутская обл., 7 мкр., д. 2, а/я 1604

Испытательный центр

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

Юридический адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: vniiir@bk.ru

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.