

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть". Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть". Резервная схема учета (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

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 трубопроводам, с помощью преобразователей расхода жидкости, поточных преобразователей плотности жидкости, 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:

- блок измерительных линий, имеющий одну рабочую измерительную линию, обеспечивающую необходимое значение объемного расхода через систему при измерениях массы брутто нефти;

- система обработки информации.

При эксплуатации системы используются входящие в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть":

- блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерений температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объёмной доли воды в нефти.

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 №
Расходомер ультразвуковой UFM 3030 (далее – УЗПР)	48218-11
Датчики температуры 3144Р	39539-08
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
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 для точных измерений типа МТИ	1844-63
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91

Окончание таблицы 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Феде- ральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Анализатор серы мод. ASOMA 682T	50181-12
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИБК)	38623-11
Контроллеры программируемые Simatic S7-300	15772-11

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

Таблица 2

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Феде- ральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – поверочная установка)	20054-06
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ТПР)	16128-10
Преобразователь жидкости лопастной M16-S6	12749-05

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение объема, объемного расхода 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 поточный УДВН-1пм;
- поверка и контроль метрологических характеристик УЗПР с применением поверочной установки, ТПР и преобразователя жидкости лопастного M16-S6, входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть", в автоматизированном режиме;
- защита алгоритма и программы 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

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 (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 3.

Таблица 3

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
для ПО S600+ Linux Binary.app	06.13/13	9935	-	CRC 16
для ПО АРМ оператора "ГКС Расход НТ" MassaNettoCalc.fct	1.0	BDE444A9	-	CRC 32

ПО имеет:

- для контролеров измерительных Floboss модели S600, S600+, аттестат ФБУ "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан" о метрологической аттестации программного обеспечения № 7/2013 от 11.12.2013;
- для АРМ оператора аттестат ЦСМ Татарстан о метрологической аттестации программного обеспечения № 17068 от 25.05.2013.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600+ и дисплее компьютера АРМ оператора. 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 введения 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".

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Количество измерительных линий, шт.	1 (одна рабочая)

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	От 380 до 4800
Диапазон измерений температуры нефти, °С	От минус 10 до 70
Верхний предел измерений избыточного давления нефти, МПа	10
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	От 700 до 1100
Диапазон измерений объёмной доли воды в нефти, %	От 0,01 до 2,0
Диапазон измерений кинематической вязкости нефти, сСт	От 0,5 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,6
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении избыточного давления нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры нефти, °С	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности нефти, кг/м ³	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объёмной доли воды в нефти, %	± 0,05
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении кинематической вязкости нефти, %	± 1,0
Параметры измеряемой среды:	
Избыточное давление, МПа, не более	6,3
Температура, °С	От минус 10 до 30
Плотность в рабочих условиях, кг/м ³	От 750 до 950
Кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт	От 0,5 до 80
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный

Знак утверждения типа

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
Система измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть". Резервная схема учета, заводской № 1	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	1 экз.
МП 0089-14-2013 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть". Резервная схема учета. Методика поверки"	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0089-14-2013 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть". Резервная схема учета. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 26 декабря 2013 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объёмный расход 1775 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 700 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м³;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,02$ %;
- 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 % соответственно;
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °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 $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;
- 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 $\pm 5 \times 10^{-4}$ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть", зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2014.16945.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 722 Омской ЛПДС филиала Омского РНУ ОАО "Транссибнефть". Резервная схема учета

ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие ОЗНА - Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА - Инжиниринг").

Юридический адрес: 450071, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект С. Юлаева, д. 89,

Почтовый адрес: 450071, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект С. Юлаева, д. 89,

Тел.: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, факс: +7 (347) 292-79-15, e-mail: ozna-eng@ozna.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии" (ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР").

Юридический, почтовый 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.

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.