

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 464

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 (далее – система) предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ПНБ "Заречье" ОАО "Черномортранснефть" и ООО "РН Туапсинский НПЗ".

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, избыточного давления, объемной доли воды в нефти и измерительно-вычислительного контроллера.

Выходные сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти как произведение объема и плотности, приведённых к стандартным условиям.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, узла подключения стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной поверочной установки на базе эталонных мерников для поверки стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы сбора и обработки информации, системы дренажа.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система состоит из измерительных каналов объема нефти, температуры, избыточного давления, разности давления на фильтрах, плотности, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, объемной доли воды, кинематической вязкости, массовой доли серы, основными компонентами которых являются:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N 250-2000 (далее - ПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15427-06;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 27129-04;
- преобразователи избыточного давления измерительные 3051 TG, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-04;
- преобразователи разности давления измерительные 3051 CD, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-04;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15644-06;
- расходомер UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 32562-09;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1pm, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-05;

- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15642-06;
- анализатора серы модели ASOMA 682T-HP-EX тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 50181-12;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15066-04.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91;
- манометры для точных измерений МТИ модели 1216, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 1844-63.

Для поверки и контроля метрологических характеристик (далее - МХ) ПР применяют установку поверочную трубопоршневую двунаправленную (далее - ТПУ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 37248-08.

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, избыточного давления, плотности и вязкости нефти;
- автоматическое измерение объема, температуры, избыточного давления, плотности, кинематической вязкости, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, объемной доли воды в нефти, разности давления на фильтрах, массовой доли серы;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, полученных в испытательной лаборатории, объемной доли воды - с помощью поточного влагомера или массовой доли воды - в испытательной лаборатории;
- проведение поверки и контроля МХ ПР с помощью ТПУ;
- проведение контроля МХ рабочих ПР с помощью контрольного ПР;
- поверку ПП с применением переносной пикнометрической установки;
- автоматизированное и ручное управление измерительными линиями;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб;
- автоматическое управление пробоотбором;
- контроль состояния и работоспособности оборудования, средств измерений и автоматики системы сбора и обработки информации;
- сбор продуктов дренажа из оборудования и трубопроводов;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

(ПО) реализовано в контроллерах измерительно-вычислительных OMNI-6000. ПО обеспечивает реализацию функций системы. ПО 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. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса).

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО, приведены в таблице:

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма используемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 (основной)	24.72	9267	-	CRC16
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 (резервный)	24.72	9267	-	CRC16

ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 имеет свидетельство № 2301-05м-2009 об аттестации алгоритма и программного обеспечения (ПО) средства измерений, выданное ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 15.10.2009 г.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. 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) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО системы имеет уровень защиты С (в соответствии с МИ 3286–2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа).

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочий диапазон расхода, м ³ /ч	От 400 до 3200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерении температуры рабочей среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерении избыточного давления рабочей среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерении плотности рабочей среды, кг/м ³	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерении объемной доли воды в нефти, %	± 0,05
Рабочая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочий диапазон температуры рабочей среды, °С	От 5 до 35
Рабочий диапазон избыточное давление рабочей среды, МПа	От 0,24 до 1,6
Рабочий диапазон плотности рабочей среды при 20 °С, кг/м ³	От 830 до 910
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Содержание свободного газа	Не допускается
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Режим работы	Непрерывный, автоматизированный

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 464. Заводской № 01.	1 шт.
Инструкция по эксплуатации.	1 экз.
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки".	1 экз.

Проверка

осуществляется по инструкции МП 43714-10 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки", утверждённая ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 23.12.2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневую двунаправленная, максимальный объёмный расход 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05\%$;
- установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 600 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой погрешности $\pm 0,1$ кг/м³;
- установка поверочная дистиляционная УПВН-2.01;
- калибратор температуры серии АТС-Р модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- 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 $\pm 5 \cdot 10^{-4}\%$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до $5 \cdot 10^8$ имп.;

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений.

Допускается использование других средств поверки с метрологическими характеристиками, неступающими указанным.

Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти. Методика измерений приведена в документе "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПНБ "Заречье", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2010.07736.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти

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

2. Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденных приказом № 69 Минпромэнерго от 31.03.2005

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество "ИМС Инжиниринг" (ЗАО "ИМС Инжиниринг")

Юридический адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе 11, стр. 43.

Почтовый адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе 11, стр. 43.

Тел.: (495) 234-45-05, факс: (495) 955-12-80, e-mail: ims@imsholding.ru

Заявитель

ООО "ИМС Индастриз"

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

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

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51, e-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а".

Почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а".

Тел.: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 272-00-32, 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.