

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 26

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 26 (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти на Анжеро-Судженской ЛПДС.

Описание средства измерений

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

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, узла регулирования давления, стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы обработки информации и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из трех рабочих, двух резервных и одной контрольной измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики нефти турбинные МИГ-400 (далее – ТПР), заводские номера №№ 1, 2, 3, 28, 40, 55;
- датчики температуры 3144Р, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 39539-08;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14061-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14557-10;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 48218-11;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – стационарная ТПУ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 20054-12;
- анализатор серы модели ASOMA 682T-HP-EX, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 50181-12.

В систему обработки информации системы входит:

- комплекс измерительно-вычислительный на базе устройств программного управления «TREI-5B» (далее – ИБК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 19767-12, с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 26803-11;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной и массовой долей воды в нефти, массовой доли серы в нефти;

- автоматическое измерение расхода плотности, вязкости, объемной и массовой долей воды в нефти, массовой доли серы в нефти;

- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик ТПР с применением контрольного ТПР и стационарной ТПУ;

- проведение поверки ТПР с применением стационарной ТПУ;

- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;

- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

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, вычисление массы брутто и массы нетто нефти, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	dens_calc	mbrutto
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	294C	9080
Другие идентификационные данные	Программа расчета плотности нефти	Программа расчета массы и объема нефти

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 дисплее АРМ оператора системы 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 - средний.

ПО имеет свидетельство о метрологической аттестации алгоритмов и программы обработки результатов вычислений количества нефти и К – фактора преобразователей расхода комплексами измерительно-вычислительными на базе устройства программного управления TREI-5B № 01-2009 от 20 февраля 2009 г., выданное ФГУ «Пензенский центр стандартизации, метрологии и сертификации»

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	6 (3 рабочие, 2 резервные, 1 контрольная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 600 до 9200
Пределы допускаемой относительной погрешности рабочих и резервных ТПР в диапазоне расхода, %	± 0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности контрольного ТПР в точке расхода расхода, %	± 0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление нефти, МПа, не более	1,6
Температура нефти, °С	От минус 10 до плюс 25
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	От 800 до 900
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт)	От 2 до 30
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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 26, 1 шт., заводской № 26 – 1 шт.;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 26 – 1 экз.;
- Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 26. Методика поверки. МП 0114-14-2013», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 17 июля 2014 г. – 1 экз.

Поверка

осуществляется по инструкции МП 0114-14-2013 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 26. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 17 июля 2014 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, верхний предел диапазона измерений объемного расхода 4000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- калибратор многофункциональный MC5-R-IS в комплекте с внешними модулями давления, нижний предел воспроизведения давления минус 0,1 МПа, верхний предел воспроизведения давления 25 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm (0,025$ % П + 0,015 % ВП);
- 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;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 700 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м³;
- установка для поверки поточных вискозиметров УППВ-1, диапазон измерений динамической вязкости от 1 до 100 МПа·с, предел допускаемой приведенной погрешности измерений вязкости $\pm 0,3$ %;
- влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % включительно - $\pm 0,02$ %, в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 1,0 % до 2,0 % - $\pm 0,03$ %;
- 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 системой измерений количества и показателей качества нефти № 26 на Анжеро-Судженской ЛПДС (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/54014-13

от 23.04.2013 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.16544).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 26

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП «ГКС» (ООО «НПП «ГКС»)
Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50
Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35
Тел.: (843) 221-70-00, факс: (843) 221-70-01. ИНН 1655107067.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)
Юридический и почтовый адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: 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.