

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти 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 фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления 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 и одной резервной измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 15427-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номерами 22257-01, 22257-05 и 22257-11, в комплекте с преобразователями измерительными 644, 3144 к датчикам температуры, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 14683-00, преобразователями измерительными 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номерами 14683-04 и 14683-09;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номерами 14061-99, 14061-04 и 14061-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номерами 15644-01, 15644-06 и 52638-13;
- влагомер нефти поточный модели LC, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 16308-02;
- влагомер поточный модели L, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 25603-03;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 22214-01;
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (далее – стационарная ТПУ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 53294-13.

В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 19240-00, с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 1844-63;
- 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 объема, объемного расхода и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти;
- автоматическое измерение плотности и объемной доли воды;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной химико-аналитической лаборатории;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки ТПР с применением стационарной ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту 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, 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). Идентификационные данные ПО системы указаны в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.01.01
Цифровой идентификатор ПО	1FEEA203
Другие идентификационные данные	ПО ИВК

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210
Другие идентификационные данные	ПО АРМ оператора		

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 ИВК и АРМ оператора 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.

ПО системы имеет средний уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы и физико-химические показатели измеряемой среды приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочих, одна резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	От 210 до 1650
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,24 до 3,6
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
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	От плюс 10 до плюс 40
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 835 до 890
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 4 до 55

Продолжение таблицы 3

Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,5
Содержание свободного газа, %	Не допускается

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз», заводской № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	1 экз.
МП 0305-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз». Методика поверки»	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0305-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 23 октября 2015 г.

Основные средства поверки:

– установка трубопоршневая поверочная двунаправленная с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 550 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/172014-15).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 579 АО «Самотлорнефтегаз»

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

2. Техническая документация изготовителя.

Изготовитель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)

ИНН 8603089934

Юридический и почтовый адрес: ул. Ленина, д. 4, г. Нижневартовск, Тюменская обл.,
ХМАО-Югра, 628606

Тел.: (3466) 62-20-24, факс: (3466) 62-21-99

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Юридический и почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088 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.