

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть» (далее – система) предназначена для автоматизированного измерения массы и физико-химических параметров нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых 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, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (БИК), место подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и системы обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему.

Система состоит из двух (одной рабочей и одной контрольно-резервной) измерительных линий массы нефти, температуры, избыточного давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, а также системы сбора и обработки информации. В состав системы входят следующие средства измерений:

– счетчики-расходомеры массовые модели СМФ 200 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-10;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП), регистрационный номер 14557-10;

– преобразователи температуры Метран-286, регистрационный номер 23410-13;

– преобразователи температуры Метран-276, регистрационный номер 21968-11;

– датчики давления Метран-150, регистрационный номер 32854-09;

– счетчик нефти турбинный МИГ исполнения 32Ш (далее – ТПР), регистрационный номер 26776-08;

В систему обработки информации системы входят:

– контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000, регистрационный номер 15066-09, свидетельство № 2301-05м-2009 об аттестации алгоритмов и программного обеспечения от 15 октября 2009 г.

– программный комплекс автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «СПЕКТР-С» версия 2.0.2, свидетельство об аттестации программного обеспечения № 781014-06 выданное ФГУП «ВНИИР» 15.08.2006 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный номер 26803-11;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер 303-61.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением ВП;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного;
- проведение поверки СРМ с применением ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000, ПО программного комплекса АРМ оператора «СПЕКТР-С») 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

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ПО контроллера измерительного OMNI 6000	ПО программного комплекса АРМ «СПЕКТР-С»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.04 (9111)	V 2.0.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1C2231C9	не идентифицируется
Другие идентификационные данные (если имеются)	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. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем ко-

дирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты - «средний».

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
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	От 10 (11,91) до 26 (32,36)
Давление измеряемой среды, МПа: – рабочее – минимальное – максимальное	1,0 0,5 4,0
Плотность обезвоженной нефти: кг/м ³ – при 20 °С, – при максимальной температуре	839,4 803,5
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт) – при 20 °С – при 55 °С	8,40 4,62
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 20 до 70
Массовая доля воды, %	От 0,1 до 1,0*
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	250
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля серы, %, не более	0,92
Содержание свободного газа	Не допускается
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – при измерениях – при поверке и контроле метрологических характеристик	0,2 0,4
Режим управления: – запорной арматурой – регулирующей арматурой	Ручной Ручной
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы	Непрерывный
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)

*- при переключении режима работы СИ содержание массовой доли воды не более 4 %, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти ± 0,45 %.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

– система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть», 1 шт., заводской № 09.13;

- руководство по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть», 1 шт.;
- документ «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть». Методика поверки». МП 0191-14-2014».

Поверка

осуществляется по документу МП 0191-14-2014 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 29 сентября 2014 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая «Сапфир М», регистрационный номер 23520-07, диапазон измерений объемного расхода от 8 до 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,09$ %;
- 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 сырой нефти. Методики измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на Веякошорском месторождении (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2008/25109-13 от 29.11.2013).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть»

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
- 3 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

- не распространяется

Изготовитель

ЗАО «НефтеГазМетрологияСервис»,
Почтовый/Юридический адрес: 450001, Россия, РБ, г. Уфа, ул. Комсомольская, 1/1.
Тел.: (+7 347) 292-08-62, 223-80-78, факс: (+7 347) 292-08-62, 223-80-78
e-mail: info@ngms.ru www.ngms.ru

Испытательный центр

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

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: vniirpr@bk.ru

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

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.