

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы сырой нефти и вычислений массы нетто сырой нефти, измерений параметров нефти сырой, поступающей из резервуарного парка ДНС Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл» в напорный нефтепровод ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» «ДНС-1 Тайлаковского м/р – УПН Ново-Покурского м/я».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного в сырой нефти. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) – первая очередь, измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass (далее – РМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15201-11;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1 (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 52638-13;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-11 с преобразователями измерительными 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-09.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57563-14;

– автоматизированные рабочие места оператора системы на базе программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и объемной доли воды в сырой нефти;

– автоматическое вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в сырой нефти и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП;

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

– измерение плотности сырой нефти;

– измерение объемной доли воды в сырой нефти;

– возможность проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольного РМ;

– возможность проведения поверки РМ с применением установки поверочной трубопоршневой «ИВС-Прувер 100» тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 51068-12;

– проведение поверки установки поверочной трубопоршневой «ИВС-Прувер 100» с применением передвижной поверочной установки;

– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллеры измерительные FloBoss S600+, автоматизированные рабочие места оператора системы на базе программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН») 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 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+	ПО «Rate APM оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinury.app	Rate APM оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0259	B6D270DB
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

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. 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 от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» 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

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто сырой нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная) – 1-ая очередь
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 7 до 80
Диапазон плотности, кг/м ³	от 830 до 950

Кинематическая вязкость, сСт, не более	65
Диапазон давления, МПа	от 0,3 до 4,0
Диапазон температуры, °С	от плюс 5 до плюс 40
Объемная доля воды, %, не более	2,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электропитания	
Напряжение питания сети, В	(380±38)/(220±22)
Частота питающей сети, Гц	(50±0,5)
Климатические условия эксплуатации системы	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от минус 44 до плюс 35
Диапазон температуры окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от 5 до 35
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %	от 30 до 85
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 85
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 84,0 до 106,7

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 Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл», 1 шт., заводской № 00.00.08;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти сырой Северо-Ютымского месторождения;
- МП 0233-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 0233-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 06.03.2015.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая «ИВС-Прувер 100» (далее – ПУ), диапазон расхода от 5 до 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при поверке трубопоршневыми поверочными установками 1-го разряда с компаратором (для 2-го разряда) ± 0,1 %;
- государственный рабочий эталон единицы температуры 2 разряда в диапазоне значений от минус 40°С до плюс 155°С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.;
- государственный рабочий эталон единиц силы постоянного электрического тока 2 разряда в диапазоне значений от 4 до 24 мА, избыточного давления 2 разряда в диапазоне значений от 0 до 20600 кПа;
- влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,0 %, пределы допускаемого значения абсолютной погреш-

ности в поддиапазонах объемной доли воды от 0,02% до 1,0% \pm 0,02 %, от 1,0% до 2,0% \pm 0,03%;

– государственный рабочий эталон единицы силы постоянного электрического тока 1 разряда в диапазоне значений от 4 до 20 мА, рабочий эталон единицы частоты в диапазоне значений от 1 до 15000 Гц;

– установка пикнометрическая переносная с диапазоном измерений от 650 до 1100 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности \pm 0,10 кг/м³.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл» (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00257-2008/34014-12 от 12.04.2012, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.12393).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл»

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти сырой Северо-Ютымского месторождения;

3 Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл». Методика поверки. МП 0233-9-2015.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «НефтеГазМетрологияСервис» (ЗАО «НГМС»)

Юридический адрес: 450001, г. Уфа, ул. Комсомольская, дом 1, корп. 1.

Почтовый адрес: 450001, г. Уфа, ул. Комсомольская, дом 1, корп. 1.

ИНН 0278053421

Тел.: (347) 292-08-62, факс: (347) 292-08-62, e-mail: info@ngms.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А, 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.