

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы сырой нефти и вычислений массы нетто сырой нефти, измерений параметров нефти сырой.

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 сырого поточного, а также массовой доли растворенного газа, вычисленной по результатам измерений содержания растворенного газа в сырой нефти в испытательной лаборатории. 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 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 трех рабочих измерительных линий и одной контрольно-резервной измерительной линии массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели F300S с преобразователями измерительными 2700 (далее – РМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 45115-10;

- расходомеры счетчики ультразвуковые PUC-1, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 24105-11;

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм4 (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-10;

- преобразователи давления измерительные Cerabar M (PMP51), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 41560-09;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 49519-12.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК-09» (далее - ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №48147-11;

- автоматизированные рабочие места оператора системы на базе программного обеспечения контроллера программируемого «Визард СИКН» (далее – АРМ), свидетельство об аттестации программного обеспечения № АПО-209-13 от 26.05.2011.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 1844-15;
- 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, давления, температуры и объемной доли воды в сырой нефти;
- измерение температуры и давления сырой нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- автоматическое измерение давления с использованием преобразователей давления в блоке измерительных линий (далее - БИЛ) и блоке измерений параметров нефти сырой;
- автоматическое измерение температуры с использованием преобразователей температуры в выходном коллекторе БИЛ и блоке измерений параметров;
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих РМ проводят с применением контрольного РМ;
- ручное управление запорной и регулирующей арматурой, автоматизированное управление запорной и регулирующей арматурой;
- массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют расчетным путем, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью ВП, а также массовой доли растворенного газа, вычисленной по результатам измерений содержания растворенного газа в сырой нефти в испытательной лаборатории;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- защита алгоритма ИВК и АРМ оператора СИКНС от несанкционированного доступа системой паролей;
- дренаж сырой нефти из оборудования и последующее его заполнение без остатков воздуха;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

системы (комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК-09, автоматизированные рабочие места оператора СИКНС на базе программного обеспечения контроллера программируемого «Визард СИКН») 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09	Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН»	
Идентификационное наименование ПО	МикроТЭК-09	ПО «Визард СИКН»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.757	v.1/1/1/XXXX v.2/1/2/XXXX v.2/1/3/XXXX v.2/1/4/XXXX	
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	02DC49B1E0F75 07771FC067108 C30364	Поверка преобразователя расхода (далее – ПР) по поверочной установке (далее – ТПУ)	CAA0CAF77C2F95839 BCC10725412F8B6
		Контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР по ТПУ	18EE0732CC8638CDD5 BD624BC4331025
		КМХ рабочего ПР по контрольному ПР	4A76D349E3349AA8 A3728631B17207D4
		КМХ преобразователя плотности (далее – ПП) по преобразователю плотности	BC84C17194F87A9CC5 5EF26C6493A0A0
		КМХ ПП по ареометру	F63567930709D8FF134 3E4D90E64926D
		Процедура хэширования	82F2D3B3A221DA4A4 B698D1179FC5C28
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

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой поточного УДВН-1пм4, %	
- при содержании объемной доли воды до 5 %	$\pm 0,4$
- при содержании объемной доли воды от 5 до 10 %	$\pm 0,5$
- при содержании объемной доли воды от 10 % до 17,1 % (массовая доля воды 20 %)	$\pm 0,7$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:	
- при содержании объемной доли воды до 5%	$\pm 0,6$
- при содержании объемной доли воды от 5 до 10 %	$\pm 0,6$
- при содержании объемной доли воды от 10 % до 17,1 % (массовая доля воды 20 %)	$\pm 1,0$

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 13,6 до 272
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от плюс 35 до плюс 55
Диапазон давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 6,3
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт	от 5 до 50
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м ³	от 830 до 900
Плотность пластовой воды при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м ³ , не более	1010
Массовая доля воды, %, не более	20
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Содержание свободного газа	не допускается
Плотность газа, кг/м ³	1,268
Диапазон содержания растворенного газа, м ³ /т	от 4 до 4,5
Массовая доля хлористых солей, %, не более	0,03
Суммарные потери давления на СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в режиме измерений	0,2
- при определении контрольно-метрологических характеристик	0,4
Режим работы СИКНС	непрерывный

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 в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения, 1 шт., заводской № 1;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения;
- МП 0330-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР».

Поверка

осуществляется по документу МП 0330-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30 сентября 2015 г..

Основные средства поверки:

- поверочные установки и эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру. При определении их метрологических характеристик соотношение основных погрешностей по поверяемому параметру поверяемого расходомера не должно превышать 1:3.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00257-2013/6009-15 от 13.03.2015).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

Юридический адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89

Почтовый адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89

Тел.: (347) 292-79-10, факс: (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

ИНН 0278096217

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (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.

« ____ » _____ 2016 г.