

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз»)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз») (далее – система) предназначена для автоматизированного измерения количества и параметров нефти сырой.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой 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 нефти сырой по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений параметров нефти сырой (далее – БИК), узла подключения передвижной установки, системы сбора и 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) измерительных каналов массы нефти сырой, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объёмной доли воды в нефти, массового расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 300 с измерительным преобразователем модели 2700 (Госреестр № 45115-10);
- счетчик нефти турбинный МИГ-32 (Госреестр № 26776-08);
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-08);
- датчики давления «Метран-150» (Госреестр № 32854-08);
- влагомеры сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-07);

В систему обработки информации системы входят:

- вычислитель УВП-280 с программным обеспечением (далее – ИВК);
- контроллер программируемый SIMATIC S7-1200 (Госреестр № 45217-10);
- автоматизированное рабочее место оператора системы с программным обеспечением «OZNA-Flow» (далее – АРМ);

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63);
- манометры показывающие сигнализирующие взрывозащищенные ДМ 2005Сг1Ех (Госреестр № 39529-08);
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2 (Госреестр № 303-91).

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры и давления сырой нефти;
- автоматическое измерение температуры в БИЛ и БИК;
- автоматическое измерение избыточного давления во входном коллекторах, в БИЛ и БИК;
- автоматическое измерение разности давления на фильтрах;

- автоматическое измерение объемной доли воды в сырой нефти, объемного расхода сырой нефти в БИК;
- измерение давления и температуры с применением показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- возможность технологического подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ);
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного СРМ;
- поверка и КМХ СРМ с применением передвижной ПУ в автоматизированном режиме (при поверке и КМХ СРМ с применением передвижной ПУ наличие свободного газа в нефти не допускается);
- вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей и хлористых солен в аккредитованной испытательной лаборатории, массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или объемной доли воды с применением влагомера;
- ручное управление запорной и регулирующей арматурой; фильтрация нефти от механических включений в сырой нефти;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- ручное регулирование расхода сырой нефти в системе;
- защита алгоритма и программы ИВК и АРМ оператора системы от несанкционированного доступа системой паролей;
- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти;
- дренаж сырой нефти из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- дренаж сырой нефти из передвижной ПУ в систему дренажа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (вычислители УВП-280, автоматизированное рабочее место оператора системы с программным обеспечением «OZNA-Flow») 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		
	ПО вычислителя УВП-280 (основное)	ПО вычислителя УВП-280 (резервное)	ПО АРМ оператора СИКН «ОЗНА- Flow »
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17	2.17	v 2.1
Цифровой идентификатор ПО	46E612D8	46E612D8	64C56178

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 программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует среднему уровню 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 приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %:	
- при измерении массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории:	
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти 10%	± 1,0
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 10% до 20%	± 1,0
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 20% до 50%	± 4,0
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 50% до 65%	± 7,0
- при вычислении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли с применением влагомера сырой нефти ВСН-2:	
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти 10%	± 3,0
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 10% до 20%	± 3,5
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 20% до 50%	± 5,5
- при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 50% до 65%	± 7,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 13 до 79
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон плотности, кг/м ³	От 860 до 880
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	От 10 до 26,1
Диапазон давления, МПа	От 0,25 до 0,6
Диапазон температуры, °С	От плюс 10 до плюс 40
Диапазон массовой доли воды, %, не более	От 10 до 65
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	5441,7
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,04
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	0,48
Массовая доля серы, %, не более	3,5

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовая доля парафина, %, не более	4,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	39,8
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
– при проведении измерений	0,2
– при проведении поверки и КМХ	0,4
Содержание свободного газа, %, не более	1,0
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электропитания:	
Напряжение переменного тока, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От плюс 5 до плюс 39
Климатическое исполнение	У1

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 МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз») заводской номер 1;
 - «СИКНС МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз»). Пояснительная записка. ОИ 141.00.00.00.000 ПЗ;
 - «СИКНС МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз»). Техническое задание. ОИ 141.00.00.00.000 ТЗ;
 - «СИКНС МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз»). Схема технологическая принципиальная. ОИ 141.00.00.00.000 ТК;
- МП 0119-9-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-Банновское». Методика поверки»

Поверка

осуществляется по документу МП 0119-9-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-Банновское». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30 апреля 2015 г.

Основные средства поверки:

- передвижная поверочная установка с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки СРМ в их рабочем диапазоне измерений, с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-

Банновское» (свидетельство об аттестации 01.00257-2008/7014-13 от 29 января 2013 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14302).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз»)

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 извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
3. ОИ 141.11.00.00.000 ПЗ Система измерений количества и параметров нефти сырой МНС СУ-26 «Винно-Банновское» (ОАО «Самаранефтегаз»).

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Юридический адрес: 450071, г. Уфа, пр-т Салавата Юлаева, 89
Почтовый адрес: 450071, г. Уфа, пр-т Салавата Юлаева, 89
Тел.: (347) 292-79-10; факс: (347) 292-79-15

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)
Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А
Тел.: (843)272-70-62, факс: 272-00-32
E-mail: vniiirpr@bk.ru
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.