

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при учетно-расчетных операциях между ООО «БайТекс» и ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью кориолисовых преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с кориолисовых преобразователей массового расхода 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 целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров (далее - БФ), блока измерительных линий (далее - БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), выходного коллектора СИКН, стационарной трубопоршневой установки, блока подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки (далее – передвижной ТПУ), блока подключения передвижной поверочной установки на базе эталонных преобразователей массового расхода (далее – передвижная ПУ), 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 резервного) измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объёмной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 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) № 13425-06 и № 13425-01;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-01 и № 14557-10;
- счетчик нефти турбинный МИГ (далее – ТПР), регистрационный № 26776-08;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-99, № 14061-04 и № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01, в комплекте с преобразователями измерительными 244, регистрационный № 14684-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05, в комплекте с преобразователями измерительными 644, регистрационный № 14683-04;

- преобразователи давления измерительные FCX-АП и FCX-СП модели FКС, регистрационный № 53147-13;
- установка трубопоршневая «Сапфир-100» (далее – ТПУ), регистрационный №15355-01.

В составе системы используются следующие вспомогательные средства измерений и оборудование:

- прибор УОСГ-100СКП, регистрационный № 16776-03;
- сигнализатор СТМ-10, регистрационный № 11597-88;
- индикатор фазового состояния потока ИФС-1В-700М;
- сигнализатор уровня СУР-7 в комплекте с датчиками положения уровня ДПУ7 и преобразователем вторичным ПВС7;
- автоматические пробоотборники Стандарт-А;
- ручной пробоотборник Стандарт-Р;
- устройство пробозаборное щелевого типа ЩПУ-1-100 по ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- фильтры сетчатые МИГ-ФБ-100-4,0;
- насосы центробежные НС-40-25-125;
- термостатирующий цилиндр;
- регуляторы расхода ручного исполнения.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, регистрационный № 15066-04, свидетельство № 2301-05м-2009 об аттестации алгоритмов и программного обеспечения от 15 октября 2009 г.;
- автоматизированные рабочие места оператора системы на базе комплекса программного Flow Sys, свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 622014-06 от 19.07.2008 г.;
- контроллер программируемый логический PLC Modicon, регистрационный № 18649-07.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИф, регистрационный № 34911-11;
- манометры для точных измерений типа МПТИ, регистрационный № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочего и резервного СРМ с применением ТПУ и ПП;
- проведение поверки СРМ с применением ТПУ и ПП или с применением передвижной ТПУ и ПП, или с применением передвижной ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

ПО системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, комплекс программный Flow Sys автоматизированного рабочего места оператора) 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 измерительно-вычислительного контроллера OMNI-6000 (основной) SE-2 EthV. 1.55.0	ПО измерительно-вычислительного контроллера OMNI-6000 (резервный) SE-2 EthV. 1.55.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.74.30	24.74.30	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	DCF6	DCF6	3D9EDC31
Другие идентификационные данные (если имеются)	CRC 16	CRC 16	CRC 32

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станции 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 системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует среднему уровню защиты.

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 по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»

Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 15 до 80
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	От 879 до 910
Диапазон измерений вязкости, мм ² /с	От 20 до 40
Диапазон измерений давления, МПа	От 0,3 до 1,0
Диапазон измерений температуры, °С	от 5 до 40
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
Содержание свободного газа	Не допускается
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 резервная)

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс», 1 шт., заводской № 0095-08;
- инструкция по эксплуатации системы;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс». Методика поверки. МП 0220-14-2014».

Поверка

осуществляется по документу МП 0220-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 12 декабря 2014 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая «Сапфир-100», диапазон измерений объемного расхода от 10 до 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, диапазон измерений плотности от 300 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 кг/м³;
- 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 4,0 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ %, в диапазоне от 1,0 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего

предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00257-2013/293014-14 «28» ноября 2014 г).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»

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».

Изготовитель

ООО «РосНефтеКомплект». ИНН 1649005331
Юридический адрес: 423256, РТ, г. Лениногорск, ул. Вокзальная, дом 15.
Почтовый адрес: 423256, РТ, г. Лениногорск, ул. Вокзальная, дом 15.
Тел./факс: (85515) 527-68, 508-37 (85573) 902-35

Заявитель

ООО «Технологические системы и оборудование»
Юридический адрес: 125057, г. Москва, ул. Новопесчаная, дом 8, корп. 1.
Почтовый адрес: 125057, г. Москва, ул. Новопесчаная, дом 8, корп. 1.
Тел./факс: (495) 363-48-19, e-mail: info@tso-msk.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)
Юридический 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: 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. «___» _____ 2015 г.