ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ «Прикамнефть»

Назначение средства измерений

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ «Прикамнефть» предназначена для непрерывного автоматизированного измерения массы нетто сырой нефти и объема попутного нефтяного газа в потоке газожидкостной смеси, транспортируемой с Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ «Прикамнефть»

Описание средства измерений

СИБМ представляет собой единичный экземпляр (заводской № 003) и спроектирована для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия системы основан на прямом методе динамических измерений массы сырой нефти расходомером-счетчиком массовым и определении объема отсепарированного попутного свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений по результатам измерения массового расхода газа и результатам измерения плотности газа. Массу нетто сырой нефти вычисляют, как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют расчетным путем, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли воды в пробах, отобранных из измерительных линий или по результатам измерения объемной доли воды поточным влагомером. Плотность свободного нефтяного газа и показатели качества сырой нефти измеряют в аккредитованной аналитической лаборатории.

Вычисление массы нетто сырой нефти и объема попутного свободного газа выполняется системой сбора и обработки информации, которая состоит из комплекса измерительно-вычислительного «ЗОДИАК» и преобразователя расчетно-вычислительного «ТЭКОН-19».

СИБМ состоит из законченных блоков и трех измерительных линий:

- блок сепарации нефтегазовой смеси с двумя фильтрами и с газовой измерительной линией;
- технологический блок;
- блока автоматики;
- блок измерительных линий нефти: одна - рабочая, одна - резервная.

Конструктивно СИБМ спроектирован в виде блок-бокса и отдельно смонтированной рамы уличного исполнения с размещенными на ней нефтегазовым сепаратором и двумя фильтрами В технологической части блока-бокса размещены входной коллектор нефти и газа, измерительные линии нефти, линия качества, газовая линия и выходной коллектор газонефтяной смеси. В блок-боксе также размещены составные элементы блока автоматики: силовой шкаф, шкаф с вторичной аппаратурой средств измерений, контроля, управления и системы сбора, обработки информации (СОИ).

Рисунок 1 - Общий вид СИБМ

Перечень, назначение, краткие основные технические (в том числе метрологические) характеристики и номера госреестра средств измерений СИБМ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Регистрационный номер	Наименование	Назначение	Место расположения	Технические характеристики
15201-11	Расходомер массовый Promass 40E40-2513/0 40E40-AD6SACB1A4BA+	прямое измерения массового расхода нефтяного газа	Система измерения качества попутного нефтяного газа	DN40, PN4,0 МПа. Q_{min}=2,2 т/ч Q_{max}=22,5 т/ч Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода ±0,5%
15201-11	Расходомер массовый Promass 83F1H-7DU0/0 83F1H-AD6SAAC1AEAA+	прямое измерения массы (массового расхода) брутто и плотности сырой нефти	Измерительная линия нефти №1	DN100, PN4,0 МПа. Q_{min}=15 т/ч Q_{max}=200 т/ч Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода ±0,05%.
15201-11	Расходомер массовый Promass 83F1H-7DU0/0 83F1H-AD6SAAC1AEAA+	прямое измерения массы (массового расхода) брутто и плотности сырой нефти	Измерительная линия нефти №2	DN100, PN4,0 МПа. Q_{min}=15 т/ч Q_{max}=200 т/ч Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода ±0,05%.

Продолжение таблицы 1

Регистрационный номер	Наименование	Назначение	Место расположения	Технические характеристики
24604-12	Влагомер сырой нефти ВСН-2	измерение объемной доли воды в нефти для вычисления массы (массового расхода) нетто сырой нефти	Линия качества БИК	DN100, PN4,0 МПа Диапазон измерения влагосодержания от 0 до 100%. Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ±1,0 (при содержании воды от 50 до 70%); ±1,5% (при содержании воды от 70 до 100%).
41560-09	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP 71-5AA1S211NAAA	Измерение избыточного давления сырой нефти и нефтяного газа	Сепаратор НГС, измерительная линия нефти №1,2, СИКГ.	Диапазон измерений - (0...4)МПа, пределы основной приведенной погрешности не более ±0,25%, выходной сигнал от 4 до 20 мА SIL HART, взрывозащита - ATEX II 2G Ex d IIC T6 Gb
41560-09	Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75-5AA7H212CAA	Измерение перепада давления	Фильтры Ф101, Ф102	Диапазон измерений - от 0 до 300 кПа, пределы допускаемой основной погрешности - не более ±0,2, выходной сигнал от 4 до 20 мА SIL HART, взрывозащита - ATEX II 2G Ex d IIC T6 Gb
37416-08	Комплекс измерительно-вычислительный «ЗОДИАК»	Измерение электрических сигналов от первичных преобразователей и вычисление объема, массы нефти и газа	Входит в состав СОИ	Допускаемая относительная погрешность преобразования электрического сигнала и вычисление объема и массы нефти и газа равна ±0,05%

Продолжение таблицы 1

Регистрационный номер	Наименование	Назначение	Место расположения	Технические характеристики
24849-10	Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19	Измерение электрических сигналов от первичных преобразователей и вычисление объема нефтяного газа	Входит в состав СОИ	Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования измеренных значений силы тока в значения физических величин, измеряемых первичным ИП при нормирующем значении, равном диапазону измерения ИП, ±0,0001%; пределы допускаемой относительной погрешности расчета расхода, объема, массы и количества газов и газовых смесей, приведенных к стандартным условиям, ±0,1%
26803-11	Манометр МПТИ-У2 - 0…4 МПа - 0,6	Измерение избыточного давления сырой нефти и нефтяного газа	коллекторы БТ, измерительная линия газа №1, измерительн. линии нефти №1,2, сепаратор, фильтры	Диапазон измерений от 0 до 4 МПа, класс точности 0,6, присоединением к процессу - наружная резьба М20х1,5, радиальный, диаметр корпуса 160 мм, температура окружающей среды от -50 до +60 °С, IP53
29935-05	Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304 Exd/M1	Измерение температуры воздуха	БТ, БА	Вид взрывозащиты - 1ExdIICT5, длина монтажной части - 80 мм; абсолютное значение пределы допускаемой основной приведенной погрешности ±0,25%; диапазон преобразуемых температур от -50 до+200 °С; выходной сигнал от 4 до 20 мА

Окончание таблицы 1

Регистрационный номер	Наименование	Назначение	Место расположения	Технические характеристики
26239-06	Датчик температуры E-H TR63	Измерение температуры сырой нефти и нефтяного газа	Измерительная линия газа, выходной коллектор нефти	Вид взрывозащиты - ATEX II 2 GD Ex d IIC, пределы допускаемой приведенной погрешности ±0,15%; диапазон преобразуемых температур от -50 до +120 °С; 4-х проводн.жидкокристаллический экран, присоединение к процессу - резьба 1/2"NPT-M, 316
303-91	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Измерение температуры сырой нефти и нефтяного газа	Измерительная линия газа, выходной коллектор нефти	Диапазон измерений - от 0° до +55°С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,2 °С, цена деления - 0,1 °С, термометрическая жидкость - ртуть, длина термометра 530 мм, диаметр 11 мм

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто сырой нефти, массового расхода нефти и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, сырой нефти, влагосодержания и газа;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды;
- автоматизированное измерение температуры, давления, объемной доли воды;
- защита алгоритма и программного обеспечения системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранения результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИБМ - автономное. Функции программного обеспечения: управление и синхронизация измерительных каналов, расчет массового расхода нефти по измеренным данным, объема попутного свободного газа, ведение архивов данных и архива вмешательств, формирование протоколов, вывод мгновенных и средневзвешенных данных по всем каналам, формирование аварийных сигналов по пределам измеряемых величин, пределов разности показаний преобразователей, оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях (подача звукового сигнала и световая индикация аварийного параметра).

ПО реализует функции системы в комплексе измерительно-вычислительном (ИВК) "ЗОДИАК» и в преобразователе расчетно-вычислительном «ТЭКОН-19».

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Наименование ПО	ППК «ЗОДИАК» (основной)	ППК «ЗОДИАК» (резервный)	ТЭКОН-19
Идентификационное наименование ПО	ZychSIBM_427_crr.efk	ZychSIBM_427_crr.efk	T19-05M
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11022.110.0	11022.110.0	76.03
Цифровой идентификатор ПО	9D99EEEA2F35F971F40 10545EBD3D302C54C75 B5B6A343B0D5F8E6F2D 00E0DD09B38768A5199 C9942414D557F15682F9 269D3BCD6F07841A21F A538CAAE132BC	9D99EEEA2F35F971F40 10545EBD3D302C54C75 B5B6A343B0D5F8E6F2D 00E0DD09B38768A5199 C9942414D557F15682F9 269D3BCD6F07841A21F A538CAAE132BC	7AE3A094

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Программное обеспечение СИБМ защищено от преднамеренных изменений с помощью простых программных средств:

- введение соответствующих паролей;
- авторизация пользователя;
- разделение прав доступа,

а также механическое опломбирование составных компонентов СОИ.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий БИЛ, шт.	1 рабочая, 1 контрольная
Количество измерительных линий ГИЛ, шт.	1 рабочая
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 10 до 80
Кинематическая вязкость, мм^2/с (сСт), не более	180
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м3	от 1005 до 1166
Газовый фактор при температуре измеряемой среды +20 °С и избыточном давлении равном нулю, м^3/т - минимальная - максимальная	 0,9 43,5
Плотность попутного нефтяного газа при температуре измеряемой среды +20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м3	1,31

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более - при проведении измерений - при проведении поверки и контроля метрологических характеристик	 0,2 0,4
Давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, ºС	от +5 до +50
Объемная доля воды, % - минимальная - максимальная	 50 95
Давление насыщения сырой нефти, МПа	от +4,2 до +7,3
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	20000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,2
Содержание свободного газа	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто сырой нефти, %: при содержании воды в сырой нефти, от 0 до 70% включ. от св. 70 до 95% включ. от св. 95 до 98%	 ±6,0 ±15,0 ±30,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении объема попутного нефтяного газа, %:	±5,0
Напряжение переменного тока, В трехфазное двухфазное	 380 220
Частота, Гц	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа	 от -47 до +50 86 от 80 до 120

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, которая крепится снаружи блока технологического и в центре титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ «Прикамнефть» (заводской № 003) - 1 шт.

Руководство по эксплуатации - 1 экз.

Методика поверки - 1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 04-03-01-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерительная блочно-модульная СИБМ Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ "Прикамнефть". Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30.12.2015г.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный эталон единицы массового и объемного расхода жидкости ГЭТ 63-2013 по ГОСТ 8.142-2013;
- Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011 по ГОСТ 8.614-2013;
- установка поверочная «ВЗЛЕТ ПУ», диапазон значений среднего массового расхода жидкости от 0 до 5000 $м^3$/ч, пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении среднего объемного (массового) расхода (объема, массы) ±0,05% (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 47543-11) по ГОСТ 8.145-75, ГОСТ 8.374-80, ГОСТ 8.470-82.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающие определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится в свидетельстве о поверке в виде оттиска поверительного клейма.

Сведения о методиках (методах) измерений

ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с использованием системы измерительной блочно-модульной для Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть», свидетельство об аттестации № 0001.310069-2012/13-15.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерительной блочно-модульной СИБМ Зычебашского участка Зычебашского месторождения НГДУ «Прикамнефть»

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

Техническая документация ООО «Татинтек»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»)
ИНН 1644055843
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д. 4
Тел.: +7 (8553) 314797, факс(8553) 314709

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр метрологии и расходометрии» (ООО «ЦМР»)
Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Р.Фахретдина, д.62
Тел.: (8553) 377-676, факс: (8553) 300-196, E-mail: Secretar_CMR@tatintec.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)
Адрес: Россия, РТ, 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская д. 7а
Телефон: (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.