

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Елабужского месторождения НГДУ "Прикамнефть"

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

СИБМ представляет собой единичный экземпляр (заводской № 006) 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 «ОКТОПУС-Л» 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, другая - 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

Номер госреестра	Наименование	Назначение	Место расположения	Технические характеристики
15201-11	Расходомер массовый Promass 83F50-U4N0/0	прямое измерение массового расхода нефтяного газа	Система измерения качества попутного нефтяного газа	DN50, PN4,0 МПа. $Q_{\min}=0,9 \text{ нм}^3/\text{ч}$ $Q_{\max}=43,5 \text{ нм}^3/\text{ч}$ Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода $\pm 0,5\%$
15201-11	Расходомер массовый Promass 83F1F-5A30/0 83F1F-AD6SAA41AEAA+Z1	прямое измерение массы (массового расхода) брутто и плотности сырой нефти	Измерительная линия нефти №1	DN150, PN4,0 МПа. $Q_{\min}=30 \text{ т/ч}$ $Q_{\max}=250 \text{ т/ч}$ Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода $\pm 0,05\%$.
15201-11	Расходомер массовый Promass 83F1F-5A30/0 83F1F-AD6SAA41AEAA+Z1	прямое измерение массы (массового расхода) брутто и плотности сырой нефти	Измерительная линия нефти №2	DN150, PN4,0 МПа. $Q_{\min}=30 \text{ т/ч}$ $Q_{\max}=250 \text{ т/ч}$ Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода $\pm 0,05\%$.

Продолжение таблицы 1

Номер госреестра	Наименование	Назначение	Место располо- жения	Технические характе- ристики
24604-12	Влагомер сырой нефти ВСН-2	измерение объ- емной доли воды в нефти для вы- числения массы (массового рас- хода) нетто сы- рой нефти	Линия качест- ва БИК	DN200, PN4,0 МПа Диапазон измерения влагосодержания 0...100%. Пределы допускае- мой абсолютной по- грешности: ± 0,5 (при содержа- нии воды 0..50%); ± 1,0% (при содер- жании воды 50..100%).
41560-09	Преобразователь дав- ления измерительный Cerabar S PMP 71- 5AA1S211NAAA	Измерение избы- точного давления сырой нефти и нефтяного газа	Сепаратор НГС, измери- тельная линия нефти №1,2, СИКГ.	Диапазон измерений – (0...4)МПа, пределы основной приведен- ной погрешности не более ±0,25%, вы- ходной сигнал – 4- 20mA SIL HART, взрывозащита – ATEX II 2G Ex d IIC T6 Gb
41560-09	Преобразователь дав- ления измерительный Deltabar S PMD75- 5AA7H212CAA	Измерение пере- пада давления	Фильтры Ф101, Ф102	Диапазон измерений – (0...16) МПа, пре- дельно допускаемое статическое давление – 30 МПа, пределы допускаемой основ- ной погрешности – не более ±0,25, вы- ходной сигнал – 4- 20mA SIL HART, взрывозащита – ATEX II 2G Ex d IIC T6 Gb
43239-09	Комплекс измеритель- но-вычислительный «ОКТОПУС-Л»	Измерение элект- рических сигнала- лов от первич- ных преобразо- вателей и вычис- ление объема, массы нефти и газа	Входит в со- став СОИ	Допускаемая относи- тельная погрешность преобразования элект- рического сигнала и вычисление объема и массы нефти и газа равна ± 0,05%

Продолжение таблицы 1

Номер госреестра	Наименование	Назначение	Место распо- ложения	Технические харак- теристики
24849-10	Преобразователь рас- четно-измерительный ТЭКОН-19	Измерение элек- трических сигна- лов от первич- ных преобразо- вателей и вычис- ление объема нефтяного газа	Входит в состав СОИ	Пределы допускае- мой приведенной погрешности преоб- разования измерен- ных значений силы тока в значения фи- зических величин, измеряемых первич- ным ИП при норми- рующем значении, равном диапазону измерения ИП, $\pm 0,0001\%$; пределы допускае- мой относительной погрешности расчета расхода, объема, массы и количества газов и газовых сме- сей, приведенных к стандартным услови- ям, $\pm 0,1\%$
53902-13	Манометр МПТИ - 0...10 кгс/см ² - 0,6	Измерение избы- точного давления сырой нефти и нефтяного газа	коллекторы БТ, измери- тельная линия газа №1, изме- рительн. линии нефти №1,2, сепаратор, фильтры	Диапазон измерений от 0 до 10 кгс/см ² , класс точности 0,6, присоединением к процессу – наружная резьба М20х1,5, ра- диальный, диаметр корпуса 160 мм, тем- пература окружаю- щей среды от минус 50°С до плюс 60°С, IP53
50519-12	Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304	Измерение тем- пературы воздуха	БТ, БА	Вид взрывозащиты - 1ExdIICT5, длина монтажной части - 80 мм; абсо- лютное значение пределы допускае- мой основной приве- денной погрешности $\pm 0,25\%$; диапазон преобразуемых тем- ператур -50°С ...+200 °С; выходной сигнал 4...20 мА

Окончание таблицы 1

Номер госреестра	Наименование	Назначение	Место распо- ложения	Технические харак- теристики
42890-09	Датчик температуры Omnigrad S TR63	Измерение тем- пературы сырой нефти и нефтяно- го газа	Измерительная линия газа, вы- ходной кол- латор нефти	Вид взрывозащиты - ATEX II 2 GD Ex d ПС, пределы допус- каемой приведенной погрешности $\pm 0,15\%$; диапазон преобра- зуемых температур - 50°C ...+200 °C; 4-х проводн.жидкокри- сталлический экран, присоединение к процессу – резьба 1/2"NPT-M, 316
303-91	Термометр ртутный стеклянный лабора- торный ТЛ-4	Измерение тем- пературы сырой нефти и нефтяно- го газа	Измерительная линия газа, вы- ходной кол- латор нефти	Диапазон измерений – от 0° до плюс 55°C, пределы допускае- мой абсолютной по- грешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$, цена деления - 0,1°C, 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 программы 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) "ОКТОПУС-Л», автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора «RATE АРМ оператора УУН», в преобразователе расчетно-вычислительном «ТЭКОН-19».

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«RATE APM оператора УУН» 2.3.11 AB	T19-05M
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.6.05	2.3.1.1	58.03
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	B6D270DB	7AE3A094
Другие идентификационные данные	—	—	—

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

Метрологические и технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая, попутный нефтяной газ
Количество измерительных линий БИЛ, шт.	1 рабочая, 1 контрольная
Количество измерительных линий ГИЛ, шт.	1 рабочая
Диапазон измерений расхода отсепарированной жидкости, т/ч	от 30 до 250
Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт), не более	120
Диапазон плотности отсепарированной нефти, кг/м ³	от 880 до 920
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	от 1140 до 1180
Газовый фактор при стандартных условиях, м ³ /т	
- минимальная	0,9
- максимальная	43,5
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,41
Давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °C	от +5 до +45
Объемная доля воды, %	
- минимальная	50
- максимальная	95
Давление насыщения сырой нефти, МПа	от 2,2 до 9,9
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	20000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,2
Содержание свободного газа в жидкости после сепарации	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	± 0,25

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто сырой нефти, %: при содержании воды в сырой нефти, от 50 до 70% от 70 до 85% от 85 до 95%	 $\pm 5,0$ $\pm 15,0$ $\pm 45,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении объема попутного нефтяного газа, %:	$\pm 5,0$
Напряжение питания, 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 86 101,3

Знак утверждения типа

наносится в средней части по центру титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Елабужского месторождения НГДУ "Прикамнефть" (заводской № 006) – 1 шт.
Руководство по эксплуатации – 1 экз.
Методика поверки – 1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 61321-15 «Инструкция. ГСИ. Система измерительная блочно-модульная СИБМ Елабужского месторождения НГДУ "Прикамнефть". Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 30.12.2014 г.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный эталон единицы массового и объемного расхода жидкости ГЭТ 63-2013 диапазон измерения от 2,5 до 500 т/ч; $U_a=8 \cdot 10^{-5}$; $U_b=1.6 \cdot 10^{-4}$; $U_c=1.79 \cdot 10^{-4}$; $U_p=3.6 \cdot 10^{-4}$ при $P=0,95$;

- Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов- ГЭТ 87-2011, диапазон значений влагосодержания смеси нефть-вода, в котором воспроизводится единица объемного влагосодержания $0,01 \div 99,9$ % объемной доли воды;

- установка поверочная «ВЗЛЕТ ПУ», диапазон значений среднего массового расхода жидкости 0-5000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении среднего объемного (массового) расхода (объема, массы) $\pm 0,05\%$ (номер в госреестре 47543-11);

- миллиамперметр постоянного тока для измерения в диапазонах от 0/4 до 20 мА с погрешностью не более $\pm 0,05\%$;

- электронный счётчик импульсов амплитудой до 50 В, частотой от 0 до 10 кГц и погрешностью не более $\pm 0,01\%$.

Сведения о методиках (методах) измерений

ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерительной блочно-модульной для Елабужского месторождения НГДУ «Прикамнефть», свидетельство об аттестации № 01.00257-2008/3809-14.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерительной блочно-модульной СИБМ Елабужского месторождения НГДУ "Прикамнефть"

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

2 Техническая документация ООО «Татинтек»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»)

Юридический адрес: 423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д. 4. Тел.: +7 (8553) 314797, факс (8553) 314709.

ИНН 1644055843.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр метрологии и расходомерии» (ООО «ЦМР»)

Юридический адрес: Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Обьездная, д.5. Тел.: (8553) 377-676, факс: (8553) 300-196, e-mail: Secretar_CMR@tatintec.ru

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.

«___» _____ 2015г.