

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

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

### Описание средства измерений

СИБМ представляет собой единичный экземпляр (заводской № 002) 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 регистрационные номера средств измерений СИБМ представлены в таблице 1.

Таблица 1

| Регистрационный номер | Наименование   | Назначение  | Место расположения                                  | Технические характеристики   |
|-----------------------|--|---|---|--|
| 15201-11              | Расходомер массовый Promass 40E50-2430/0 40E50-AD6SACB1A4BA+Z1 | прямое измерение массового расхода нефтяного газа                         | Система измерения качества попутного нефтяного газа | DN40, PN4,0 МПа.<br>$Q_{\min}=2,2$ т/ч<br>$Q_{\max}=22,5$ т/ч<br>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                        | DN100, PN4,0 МПа.<br>$Q_{\min}=6,0$ т/ч<br>$Q_{\max}=90,0$ т/ч<br>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                        | DN100, PN4,0 МПа.<br>$Q_{\min}=6,0$ т/ч<br>$Q_{\max}=90,0$ т/ч<br>Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода $\pm 0,05\%$ . |

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<br>Диапазон измерения влагосодержания от 0 до 100 %.<br>Пределы допускаемой абсолютной погрешности:<br>±1,0 (при содержании воды от 50 до 70%);<br>±1,5 % (при содержании воды от 70 до 100%) |
| 41560-09              | Преобразователь давления Cerabar M PMP 41-GE24SBJ11111         | Измерение избыточного давления сырой нефти и нефтяного газа  | Сепаратор НГС, измерительная линия нефти №1,2, СИКГ. | Диапазон измерений - от 0 до 4 МПа, пределы основной приведенной погрешности не более ±0,2%, выходной сигнал - от 4 до 20 мА SIL HART, взрывозащита - АТЕХ II 2G Ex d IIC T6 Gb                                |
| 41560-09              | Преобразователь разности давлений 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 - АТЕХ 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, $\pm 0,0001\%$ ; пределы допускаемой относительной погрешности расчета расхода, объема, массы и количества газов и газовых смесей, приведенных к стандартным условиям, $\pm 0,1\%$ |
| 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 - 1ExdПСТ5, длина монтажной части - 80 мм; абсолютное значение пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,25\%$ ; 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 Е-Н TR63                    | Измерение температуры сырой нефти и нефтяного газа | Измерительная линия газа, выходной коллектор нефти | Вид взрывозащиты - АТЕХ II 2 GD Ex d IIC, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,15\%$ ; диапазон преобразуемых температур - от 50 до +200 °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 $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ , 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).

Метрологически значимые функции системы ПО реализует в комплексе измерительно-вычислительном «ЗОДИАК», 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»<br>(основной)   | ППК «ЗОДИАК»<br>(резервный) |
| 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                 | 9D99EEEEA2F35F971F40<br>10545EBD3D302C54C75<br>B5B6A343B0D5F8E6F2<br>D00E0DD09B38768A519<br>9C9942414D557F15682F<br>9269D3BCD6F07841A21<br>FA538CAAЕ132BC | 9D99EEEEA2F35F971F40<br>10545EBD3D302C54C75<br>B5B6A343B0D5F8E6F2<br>00E0DD09B38768A5199<br>C9942414D557F15682F9<br>269D3BCD6F07841A21F<br>A538CAAЕ132BC | 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,<br>1 контрольная |
| Количество измерительных линий ГИЛ, шт.  | 1 рабочая                   |
| Диапазон измерений расхода, т/ч  | от 5 до 50                  |
| Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более  | 180                         |
| Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>   | от 1005 до 1166             |
| Газовый фактор при температуре измеряемой среды +20 °С и избыточном давлении равном нулю, м <sup>3</sup> /т                    |                             |
| - минимальная  | 0,9                         |
| - максимальная   | 43,5                        |
| Плотность попутного нефтяного газа при температуре измеряемой среды 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м <sup>3</sup> | 1,31                        |
| Суммарные потери давления в системе при максимальной вязкости, МПа, не более   |                             |
| - при проведении измерений   | 0,2                         |
| - при проведении поверки и контроля метрологических характеристик  | 0,4                         |
| Давление измеряемой среды, МПа, не более   | 4,0                         |
| Диапазон температуры измеряемой среды, °С  | от +5 до +50                |

Окончание таблицы 3

| Наименование характеристики   | Значение                            |
|---|-------------------------------------|
| Объемная доля воды, %<br>- минимальная<br>- максимальная  | 50<br>95                            |
| Давление насыщения сырой нефти, МПа   | от +4,2 до +7,3                     |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , 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, %:<br>при содержании воды в сырой нефти,<br>0 до 70% включ.<br>св. 70 до 95% включ.<br>св. 95 до 98% | ±6,0<br>±15,0<br>±30,0              |
| Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении объема попутного нефтяного газа, %:   | ±5,0                                |
| Параметры электрического питания:<br>Напряжение переменного тока, В<br>трехфазное<br>двухфазное   | 380<br>220                          |
| Частота, Гц   | 50                                  |
| Условия эксплуатации:<br>- температура окружающего воздуха, °С<br>- относительная влажность окружающего воздуха, %<br>- атмосферное давление, кПа   | от -47 до +50<br>86<br>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 Бурдинского участка Зычевашского месторождения НГДУ «Прикамнефть» (заводской № 002) - 1 шт.  
Руководство по эксплуатации - 1 экз.  
Методика поверки МП 04-03-02-2015 - 1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 04-03-02-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерительная блочно-модульная СИБМ Бурдинского участка Зычевашского месторождения НГДУ «Прикамнефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30.12.2015 г.

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<sup>3</sup>/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 Бурдинского участка Зычевашского месторождения НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть», свидетельство об аттестации № 0001.310069-2012/12-15.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерительной блочно-модульной СИБМ Бурдинского участка Зычевашского 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 расходомерии» (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](mailto:Secretar_CMR@tatintec.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (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](mailto: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.