

## 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 «ТЭЖОН-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.<br>$Q_{\min}=0,9 \text{ нм}^3/\text{ч}$<br>$Q_{\max}=43,5 \text{ нм}^3/\text{ч}$<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                        | DN150, PN4,0 МПа.<br>$Q_{\min}=30\text{т/ч}$<br>$Q_{\max}=250 \text{ т/ч}$<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                        | DN150, PN4,0 МПа.<br>$Q_{\min}=30\text{т/ч}$<br>$Q_{\max}=250 \text{ т/ч}$<br>Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода $\pm 0,05\%$ .                     |

Продолжение таблицы 1

| Номер госреестра | 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                                   | DN200, PN4,0 МПа<br>Диапазон измерения влагосодержания 0...100%.<br>Пределы допускаемой абсолютной погрешности:<br>± 0,5 (при содержании воды 0..50%);<br>± 1,0% (при содержании воды 50..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 – 4-20mA SIL HART, взрывозащита – АTEX II 2G Ex d IIC T6 Gb   |
| 41560-09         | Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75-5AA7H212CAA  | Измерение перепада давления  | Фильтры Ф101, Ф102                                   | Диапазон измерений – (0...16) МПа, предельно допускаемое статическое давление – 30 МПа, пределы допускаемой основной погрешности – не более ±0,25, выходной сигнал – 4-20mA SIL HART, взрывозащита – АTEX II 2G Ex d IIC T6 Gb |
| 43239-09         | Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л»                     | 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

| Номер госреестра | 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, $\pm 0,1\%$ |
| 53902-13         | Манометр МПТИ - 0...10 кгс/см <sup>2</sup> - 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 10 кгс/см <sup>2</sup> , класс точности 0,6, присоединением к процессу – наружная резьба М20х1,5, радиальный, диаметр корпуса 160 мм, температура окружающей среды от минус 50°С до плюс 60°С, IP53  |
| 50519-12         | Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304      | 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 -50°С ...+200°С; выходной сигнал 4...20 мА  |

Окончание таблицы 1

| Номер госреестра | Наименование                                   | Назначение   | Место расположения                                 | Технические характеристики   |
|------------------|--|--|--|--|
| 42890-09         | Датчик температуры Omnigrad S TR63             | Измерение температуры сырой нефти и нефтяного газа | Измерительная линия газа, выходной коллектор нефти | Вид взрывозащиты - АТЕХ II 2 GD Ex d ПС, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,15\%$ ; диапазон преобразуемых температур - $50^{\circ}\text{C} \dots +200^{\circ}\text{C}$ ; 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 $0^{\circ}$ до плюс $55^{\circ}\text{C}$ , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ , цена деления - $0,1^{\circ}\text{C}$ , 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»<br>2.3.11 АВ |
| 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,<br>1 контрольная        |
| Количество измерительных линий ГИЛ, шт.  | 1 рабочая                          |
| Диапазон измерений расхода отсепарированной жидкости, т/ч                                | от 30 до 250                       |
| Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более                              | 120                                |
| Диапазон плотности отсепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>                             | от 880 до 920                      |
| Диапазон плотности пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>                                     | от 1140 до 1180                    |
| Газовый фактор при стандартных условиях, м <sup>3</sup> /т                               |                                    |
| - минимальная  | 0,9                                |
| - максимальная   | 43,5                               |
| Плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>                               | 1,41                               |
| Давление измеряемой среды, МПа, не более   | 4,0                                |
| Диапазон температуры измеряемой среды, °С  | 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 <sup>3</sup> , 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, %:<br>при содержании воды в сырой нефти,<br>от 50 до 70%<br>от 70 до 85%<br>от 85 до 95% | $\pm 5,0$<br>$\pm 15,0$<br>$\pm 45,0$ |
| Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении объема попутного нефтяного газа, %:   | $\pm 5,0$                             |
| Напряжение питания, 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>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 ÷ 99,9 % объемной доли воды;

- установка поверочная «ВЗЛЕТ ПУ», диапазон значений среднего массового расхода жидкости 0-5000 м<sup>3</sup>/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 расходометрии» (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](mailto:Secretar_CMR@tatintec.ru)

### **Испытательный центр**

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