

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное Чайво

### Назначение средства измерений

Система измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора месторождения NC-MBD62210 Северное Чайво. (далее - система) предназначена для автоматического измерения дебита нефтегазодобывающих скважин по массе сырой нефти, по массе нетто сырой нефти и по объему попутного нефтяного газа посредством трехфазной сепарации нефтегазоводяной смеси на нефть, пластовую воду и попутный нефтяной газ, и последующего измерения расхода и параметров сепарированных сред.

### Описание средства измерений

Система является средством измерений единичного экземпляра.

Принцип действия узла заключается в разделении нефтегазоводяной смеси на скважинную жидкость (сырую нефть), пластовую воду и попутный нефтяной газ в сепарационной емкости и последующем измерении расхода попутного нефтяного газа, расхода пластовой воды и расхода сырой нефти. Отделенная в сепараторе частично обезвоженная и частично дегазированная сырая нефть поступает в измерительную линию сырой нефти, отделенная пластовая вода с остаточным содержанием сырой нефти поступает в измерительную линию пластовой воды, отделенный попутный нефтяной газ с унесенной им сырой нефтью поступает в измерительную линию попутного нефтяного газа.

Массовый расход и масса сырой нефти измеряется прямым методом динамических измерений с применением счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модификации CMF 350M), рабочий и контрольный.

Массовый расход и масса отделенной пластовой воды измеряется прямым методом динамических измерений с применением счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации CMF 300M).

Объемный расход и объем попутного нефтяного газа в рабочих условиях (при давлении и температуре сепарации) измеряется прямым методом динамических измерений с применением ультразвукового расходомера Daniel модели 3414. Приведение измеренного объема попутного нефтяного газа к стандартным условиям осуществляется по алгоритму AGA-8 (ГОСТ Р 8.662-2009/ИСО 20765-1:2005 «ГСИ. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения на основе фундаментального уравнения состояния AGA8.»), реализованному в системе сбора и обработки информации (СОИ) узла.

Остаточное содержание воды в сырой нефти и остаточное содержание сырой нефти в отделенной пластовой воде измеряются в химико-аналитической лаборатории по отобранном пробам, и соответствующие значения вводятся в СОИ узла в качестве условно-постоянных величин.

Для целей индикации содержания воды в сырой нефти применяется влагомер поточный L фирмы "Phase Dynamics Inc". Для целей индикации остаточного содержания сырой нефти в отделенной пластовой воде применяется влагомер поточный F фирмы "Phase Dynamics Inc".

Количество остаточного растворенного газа в сырой нефти и количество сырой нефти, уносимой сепарируемым попутным нефтяным газом, определяются в аккредитованной лаборатории путем проведения термодинамических исследований измеряемой среды и вводятся в СОИ в качестве условно-постоянных величин.

Содержание массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей измеряются в химико-аналитической лаборатории по отобранном пробам измеряемой среды и вводятся в СОИ в качестве условно-постоянных величин.

Массовый расход и масса нетто сырой нефти измеряются косвенным методом динамических измерений на основе измеренных значений массового расход и массы сырой нефти, содержания воды в сырой нефти и остаточного содержания сырой нефти в отделенной пластовой воде, а так же содержания растворенного в сырой нефти газа, количества унесенной попутным нефтяным газом нефти и содержания хлористых солей и механических примесей.

Давление измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме прямым методом динамических измерений с применением преобразователей давления 3051S.

Температура измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме с применением преобразователей измерительных 3144 с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0078.

СОИ узла реализована на основе комплекса DanPack, имеющего в своем составе систему измерительно-управляющую и противоаварийной автоматической защиты Delta V и четыре контроллера измерительных FloBoss S600+ (один для измерительной линии сырой нефти, один для измерительной линии отделенной пластовой воды, один для измерительной линии попутного нефтяного газа, один - резервный).

Пломбирование узла не предусмотрено.

### Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее - ПО) реализован в компонентах СОИ и обеспечивает обработку входных сигналов, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

| Идентификационные данные (признаки)                             | Значение       |                           |
|---|----------------|---------------------------|
|   | Delta V        | FloBoss S600+             |
| Идентификационное наименование ПО                               | Delta V        | FloBoss S600+             |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО                       | 0001-0004-3436 | App sw 06.23/23<br>161014 |
| Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Не применяется | Не применяется            |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО                 | Не применяется | Не применяется            |

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики системы.

| Наименование характеристики   | Значение характеристики  |
|---|--|
| Изменяемая среда  | Нефть, попутный газ, пластовая вода                            |
| Диапазон измерений расхода измеряемых сред<br>- попутного газа в стандартных условиях, м <sup>3</sup> /ч<br>- нефти, т/ч<br>- пластовой воды, т/ч | от 7079 до 144534<br>от 6,372 до 110,340<br>от 0,569 до 66,730 |
| Основная относительная погрешность измерений узла, %  |  |
| - при измерении массы сырой нефти   | ±2,5   |
| - при измерении объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям  | ±5,0   |
| - при измерении массы нетто сырой нефти   | Не нормируется   |

Таблица 3 - Основные технические характеристики системы

| Наименование характеристики   | Значение характеристики   |
|---|---|
| Измеряемая среда  | Нефть, попутный газ, пластовая вода                                   |
| Диапазон температуры измеряемых сред, °С  | от +18 до +85   |
| Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа   | от 4,0 до 6,5   |
| Диапазон плотности измеряемых сред при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> :<br>- попутный газ<br>- нефть<br>- вода | от 0,75 до 0,85<br>от 750,0 до 850,0<br>от 980,0 до 1050,0            |
| Диапазон содержания объемной доли воды, %   | от 0 до 100   |
| Содержание свободного газа в измерительных линиях нефти и пластовой воды, % объемной доли, не более                     | 0,1   |
| Содержание растворенного газа в нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более  | 180   |
| Режим работы узла   | Непрерывный   |
| Параметры электропитания  |   |
| - частота переменного тока, Гц  | 50±0,4  |
| - напряжение переменного тока, В  | 380 <sup>+10</sup> <sub>-15</sub> / 220 <sup>+10</sup> <sub>-15</sub> |
| - потребляемая мощность, кВт·А, не более  | 20  |

#### Знак утверждения типа

наносится иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

#### Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки\*

| Наименование   | Обозначение     | Количество |
|--|-----------------|------------|
| Система  | NC-MBD62210     | 1 шт.      |
| Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей | -               | 1 шт.      |
| Руководство по эксплуатации                              | 15039-09-0945   | 1 экз.     |
| Методика поверки   | МП 0459-09-2016 | 1 экз.     |

\*Комплект поставки установки может дополняться по условиям контракта.

#### Поверка

осуществляется по документу МП 0459-09-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное Чайво. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 8 ноября 2016 г.

Основные средства поверки:

Государственный первичный эталон единиц массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2013

Рабочие эталоны 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости;

Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2013;

Эталоны по ГОСТ Р 8.618-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Рекомендация. Количество нефти и нефтяного газа. Узел раздельного учета попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора месторождения Северное Чайво. Методика измерений» (Свидетельство об аттестации 01.00257-2013/309-16 от 03 февраля 2016 г. выдано ФГУП «ВНИИР»)

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений попутного нефтяного газа, нефти и воды на базе трехфазного тестового сепаратора NC-MBD62210 месторождения Северное Чайво**

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;

ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости;

ГОСТ Р 8.618-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа.

#### **Изготовитель**

Emerson Process Management/Daniel Measurement and Control Inc., США

Адрес: 11100, Brittmoore Park Drive, Houston, TX 77041

E-mail: [DanielCST.Support@Emerson.com](mailto:DanielCST.Support@Emerson.com)

#### **Заявитель**

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

Юридический адрес: РФ, 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.10 стр. 2, 5 этаж

Почтовый адрес: РФ, 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Амурская, д. 88, этаж 7

Тел.: (495) 9 819 811

Факс: (495) 9 819 810

E-mail: [info.ru@emerson.com](mailto:info.ru@emerson.com)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.(843)272-70-62, факс 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.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.