

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ –

главный метролог ФГУП "ВНИИР"



Г.И. Реут

2009 г.

<p>Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>43412-09</u></p>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО "Корпорация ИМС" (г. Москва).

Заводской номер 01.

Назначение и область применения

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» (далее - система) предназначена для измерений массы сырой нефти при учётных операциях проводимых ОАО "Булгарнефть".

Описание

Принцип действия системы основан на использовании динамических измерений массы сырой нефти с помощью счетчика расходомера Micro Motion модели CMF 300, счетчиков нефти турбинных МИГ, преобразователей плотности, температуры, давления и объемной доли воды в сырой нефти. Выходные сигналы измерительных преобразователей величин по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной 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.

Средства измерений величин, линии связи* и измерительно-вычислительный комплекс в составе системы объединены в измерительные каналы.

Система состоит из одного измерительного канала массы сырой нефти, двух измерительных каналов объема сырой нефти и измерительных каналов плотности (при установке преобразователя плотности в блоке измерения параметров качества), температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти, объемного расхода сырой нефти, разности давления на фильтрах.

В состав измерительных каналов системы и системы в целом входят следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF-300 (Госреестр № 13425-06);

- счётчик нефти турбинный МИГ (Госреестр № 26776-08);

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (Госреестр № 15644-06) (при установке в блоке измерения параметров качества нефти сырой);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276 (Госреестр № 21968-06);

- датчик давления Метран-22-Ех (Госреестр № 17896-05);

- преобразователь давления измерительный Cerabar (Госреестр № 17713-07);

- влагомер нефти поточный УДВН-1 пм3 (Госреестр № 14557-05);

- счётчик турбинный Норд-М-40-63 (Госреестр № 5638-02);

- комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов "ОСТОПУС" (ОКТОПУС) (Госреестр № 22753-02), свидетельство ФГУП "ВНИИР" о метрологической аттестации алгоритмов обработки результатов измерений объема, массы нефти и нефтепродуктов, результатов поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода от 29.12.2005 г.;

- манометры для точных измерений типа МТИ (Госреестр № 1844-63);

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (Госреестр № 303-91).

Технологическая схема и состав системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматические измерения массы, объема сырой нефти;

- автоматические измерения температуры, давления, объемного расхода в БИК, объемной доли воды в сырой нефти, разности давления на фильтрах;

- автоматическое измерение плотности при установке преобразователя плотности;

- поверка метрологических характеристик счетчика расходомера массового Micro Motion модели CMF-300, счётчиков нефти турбинных МИГ применением передвижной трубопоршневой поверочной установки и преобразователя плотности;

- контроль метрологических характеристик счетчика расходомера массового, счетчика нефти турбинного МИГ по контрольному счетчику нефти турбинному МИГ и преобразователю плотности;

- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти;

- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в химико-аналитической лаборатории;

- измерения температуры и давления с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;

* Типы и характеристики линий связи соответствуют требованиям технической документации фирм-изготовителей средств измерений величин и обеспечивают пренебрежимо малое значение составляющих погрешности измерительных каналов величин, вносимых связующими компонентами.

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита алгоритма и программы комплекса измерительно-вычислительного сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов "ОСТОПУС" (ОКТОПУС) от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	Нефть сырая
Рабочий диапазон расхода, т/ч	От 15 до 45
Рабочий диапазон плотности, кг/м ³	От 850 до 950
Рабочий диапазон давления, МПа	От 0,3 до 2,0
Рабочий диапазон температуры, °С	От 5 до 50
Рабочий диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	От 13 до 100
Массовая доля воды, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,08
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	26000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема сырой нефти, %	± 0,15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м ³ , не более (при установке преобразователя плотности)	± 0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С, не более	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %, не более	± 0,6

Окончание таблицы 1.

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %, не более (в диапазоне 0,1-20%)	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода в БИК, %, не более	$\pm 5,0$

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность

1. Единичный экземпляр системы в составе согласно инструкции по эксплуатации.
2. Инструкция по эксплуатации системы.
3. «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в октябре 2009г.

Поверка

Поверку системы проводят в соответствии с инструкцией "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» Методика поверки", утвержденной ФГУП "ВНИИР" в октябре 2009 г.

Межповерочный интервал – один год.

Нормативные документы

ГОСТ Р 8.615–2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

Техническая документация ООО «Корпорация ИМС».

Заключение

Тип системы измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель
ООО "Корпорация ИМС",
Юридический адрес: 123001, г. Москва, Благовещенский пер.,
д.12 строение 2
тел.: (495) 775-77-25, 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Заявитель: ОАО "Булгарнефть"
Адрес: 423450, г. Альметьевск, ул. Белоглазова, д. 26
тел.: (8553)37-74-27 факс: (8553)30-00-16

Заместитель генерального директора
по производству ОАО "Булгарнефть"



Хайртдинов К.М.