

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –

Контролер ФГУП «ВНИИР»



Г.И. Реут

2009 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 42833-09

Изготовлена по проектной документации ООО «Научно-инженерный центр «Нефтегаз-1» (г. Нижневартовск).

Заводской № 07.

Назначение и область применения

Система измерений количества и показателей качества нефти № 586 (далее – система) предназначена для измерений массы брутто нефти и показателей качества нефти при учётных операциях между ОАО «Мохтикнефть» ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие».

Описание

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счётчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей счётчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и её компоненты.

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

Система состоит из двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, объёмной доли воды в нефти и объёмного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти.

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

- счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с преобразователями RFT 9739 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;
- преобразователи давления измерительные ЕJA, Госреестр № 14495-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, (Госреестр № 22257-05), в комплекте с преобразователями измерительными 644, (Госреестр № 14683-04);

* 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.

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, (Госреестр № 22257-05), в комплекте с преобразователями измерительными 244, (Госреестр № 14684-06);
- манометры для точных измерений типа МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, Госреестр № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, Госреестр № 14557-05;
- расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР», Госреестр № 28363-04;
- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», Госреестр № 19240-05;
- установка трубопоршневая «Сапфир М»-100, Госреестр № 23520-07 (далее – ТПУ), предназначенная для проведения поверки и контроля метрологических характеристик СРМ;
- узел подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки 1-го разряда (далее – передвижная ТПУ), предназначенной для проведения поверки стационарной ТПУ.

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- автоматическое измерение плотности, температуры, давления, объёмного расхода нефти и объёмной доли воды в нефти в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- измерение температуры и давления нефти с помощью показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного СРМ;
- поверка и КМХ СРМ с применением ТПУ и ПП в автоматизированном режиме;
- поверка ТПУ с применением передвижной ТПУ в автоматизированном режиме;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- ручное управление измерительными линиями;
- вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта (воды, механических примесей, хлористых солей);
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита алгоритма и программы комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчётов.

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 по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия» |
| Рабочий диапазон расхода нефти, т/ч: – в режиме работы одной измерительной линии – в режиме работы двух измерительных линий | от 14 до 89 от 14 до 178 |

Окончание таблицы 1

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|---|---|
| Рабочий диапазон температуры нефти, °С | От 10 до 35 |
| Рабочий диапазон давления нефти, МПа | От 0,3 до 0,6 |
| Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³ | От 830 до 890 |
| Кинематическая вязкость нефти при температуре нефти 20 °С, мм ² /с (сСт), не более | 10 |
| Режим работы системы | Непрерывный |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | ± 0,25 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов плотности, кг/м ³ , не более | ± 0,3 |
| Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерительного канала вязкости, %, не более | ± 1,0 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов температуры, °С, не более | ± 0,2 |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений измерительных каналов давления, %, не более | ± 0,5 |
| Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительных каналов объемной доли воды, %, не более | ± 0,05 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, %, не более | ± 5,0 |
| Условия эксплуатации системы: | |
| – температура в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, не менее | 5 |
| – относительная влажность воздуха, % | От 50 до 80 |
| Параметры электропитания: | |
| – напряжение переменного тока, В | 380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц |

Знак утверждения типа

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

Комплектность

В комплект поставки входят:

- единичный экземпляр системы в составе согласно инструкции по эксплуатации;
- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 586. Методика поверки».

Поверка

Поверку системы проводят в соответствии с инструкцией «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 586. Методика поверки», утверждённой ФГУП «ВНИИР».

Межповерочный интервал системы составляет один год.

Нормативные документы

ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Рекомендации по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

Заключение

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти № 586 утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ЗАО «ИПФ Вектор» (Российская Федерация, г. Тюмень)

Адрес: Россия, 625018, г. Тюмень, ул. Республики, д. 209, оф. 401
тел.: (3452) 59-27-26, 59-27-20

Заявитель: ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» (г. Нижневартовск)

Адрес: 628617, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Нижневартовск, ул. Чапаева, 26
тел./ф (3466) 49-52-03, 49-52-19

Генеральный директор
ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»



В. О. Малеев