

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –

главный инженер ФГУП "ВНИИР"



Г.И. Реут

2009 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти № 707

Внесена в Государственный реестр
средств измерений
Регистрационный № 43514-09

Изготовлена по технической документации ОАО "Черномортранснефть", г. Новороссийск. Заводской номер 32.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 707 (далее - система) предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций ОАО "Черномортранснефть".

ОПИСАНИЕ

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, избыточного давления и измерительных контроллеров.

Выходные сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти как произведение объема и плотности, приведенных к стандартным условиям.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, блока подключения стационарной трубопоршневой поверочной установки, блока подключения эталонных средств измерений и технологического оборудования для поверки стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы сбора и обработки информации, системы дренажа.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система состоит из измерительных каналов объема нефти, температуры, избыточного давления, разности давления на фильтрах, плотности, массового и объемного расходов в блоке измерений показателей качества нефти, кинематической вязкости, основными компонентами которых являются:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N модели 400-4000 (далее - ПР) (Госреестр № 15427-06), счетчик жидкости турбинный (далее - счетчик) (Госреестр № 13616-93);

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (Госреестр № 22257-05) с измерительными преобразователями 644Н (Госреестр № 39539-08);
 - преобразователи избыточного давления измерительные 3051 TG (Госреестр № 14061-04);
 - преобразователи разности давления 3051 CD (Госреестр № 14061-04);
 - преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП) (Госреестр № 15644-06);
 - счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели R50 (Госреестр № 13425-06);
 - преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (Госреестр № 15642-06);
 - контроллеры измерительные FloBoss S600 (Госреестр № 38623-08).

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
 - манометры для точных измерений МТИ модели 1216 (Госреестр № 1844-63);
 - манометры Duragauge 1279 (Госреестр № 19380-00).

Для поверки и контроля метрологических характеристик (МХ) ПР применяют установку трубопоршневую поверочную двунаправленную (далее - ТПУ) (Госреестр № 12888-99).

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, избыточного давления, плотности и вязкости нефти;
- автоматическое измерение объема, температуры, избыточного давления, плотности, кинематической вязкости, массового и объемного расходов в блоке измерений показателей качества нефти, разности давления на фильтрах;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, полученных в испытательной лаборатории;
- проведение поверки и контроля МХ ПР и счетчика с помощью ТПУ;
- поверку ПП с применением пикнометрической установки;
- автоматизированное и ручное управление измерительными линиями;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб;
- автоматическое управление пробоотбором;
- контроль состояния и работоспособности оборудования, средств измерений и автоматики системы сбора и обработки информации;
- сбор продуктов дренажа из оборудования и трубопроводов;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;

- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

| | |
|--|--|
| Рабочий диапазон расхода, м ³ /ч | от 400 до 12000 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | ± 0,25 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды, °С | ± 0,2 |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления рабочей среды, % | ± 0,5 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности рабочей среды, кг/м ³ | ± 0,3 |
| Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений динамической вязкости, % | ± 1,0 |
| Рабочая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия" |
| Рабочий диапазон температуры рабочей среды, °С | от 6 до 30 |
| Рабочий диапазон избыточного давления рабочей среды, МПа | от 0,21 до 1,6 |
| Рабочий диапазон плотности рабочей среды, кг/м ³ | от 808 до 880 |
| Рабочий диапазон кинематической вязкости рабочей среды, сСт | от 2,2 до 27 |
| Массовая доля воды, %, не более | 0,5 |
| Содержание свободного газа | не допускается |
| Количество измерительных линий, шт. | 5 (3 рабочих, 1 резервная, 1 контрольная) |
| Режим работы | периодический автоматизированный |

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 показателей качества нефти № 707 ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки".

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят по инструкции "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 707 ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки", утвержденной ФГУП "ВНИИР".

Межповерочный интервал системы - 1 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 учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти", утвержденные приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 № 69.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти № 707 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ОАО "Черномортранснефть", 353911, г. Новороссийск, Шесхарис-11, тел. (8617) 64-57-40, тел./факс (8617) 64-55-81.

Заявитель: ОАО "Черномортранснефть", 353911, г. Новороссийск, Шесхарис-11, тел. (8617) 64-57-40, тел./факс (8617) 64-55-81.

Генеральный директор

ОАО "Черномортранснефть"

С.Б. Николаев

