

СОГЛАСОВАНО



ГЦИ СИ –

Л. И. Метрострог ФГУП "ВНИИР"

Г.И. Реут

2009 г.

Система измерений количества и параметров нефти сырой РФК КанБайкал Резорсез Инк.

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 42528-09

Изготовлена по технической документации ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг" (г. Уфа). Заводской номер 77.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и параметров нефти сырой РФК КанБайкал Резорсез Инк. (далее - система) предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учетных операциях между РФК КанБайкал Резорсез Инк. и ООО "РН-Юганскнефтегаз".

ОПИСАНИЕ

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых и измерительно-вычислительного комплекса. Импульсный выходной сигнал со счетчиков-расходомеров массовых поступает в измерительный контроллер, который вычисляет значение массы сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

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 параметров сырой нефти, блока фильтров, узла подключения передвижной поверочной установки для поверки стационарной трубопоршневой 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 массы сырой нефти, температуры, избыточного давления, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, объемной доли воды, плотности сырой нефти, основными компонентами которых являются:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 с измерительными преобразователями 2700 (далее - СРМ) (Госреестр № 13425 -06);

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (Госреестр № 22257-05) в комплекте с преобразователями измерительными 644Н (Госреестр № 14683-04);
- преобразователи избыточного давления измерительные 3051 TG (Госреестр № 14061-04);
- датчики избыточного давления "Метран-100" (Госреестр № 22235-08);
- счетчик нефти турбинный МИГ-32 Ш (Госреестр № 26776-04);
- влагомеры поточные модели L (Госреестр № 25603-03);
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП) (Госреестр № 15644-06);
- контроллеры измерительные FloBoss S600 (Госреестр № 38623-08) с аттестованным программным обеспечением (свидетельство о метрологической аттестации № 1551014-06 от 12 декабря 2006 г., утвержденное ГНМЦ ФГУП "ВНИИР") и защитой от несанкционированного доступа системой паролей и нанесением поверительного клейма на конверт с паролем "Поверитель";
- компьютер автоматизированного рабочего места оператора системы с аттестованным программным комплексом "OZNA-Flow v.2.0".

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (Госреестр № 303-91);
- манометры для точных измерений МТИ модели 1246 (Госреестр № 1844-63);
- прибор УОСГ-100 СКП (Госреестр № 16776-06);
- прибор автоматический лабораторный АЛП-01 ДП (Госреестр № 16774-06).

Для поверки и контроля метрологических характеристик (МХ) СРМ применяют трубопоршневую установку "Сапфир" (далее – ТПУ) (Госреестр № 15355-01) в комплекте с ПП.

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности сырой нефти;
- автоматическое измерение температуры и избыточного давления сырой нефти, плотности, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, объемной доли воды в сырой нефти, разности давления на фильтрах;
- вычисление массы нетто сырой нефти с использованием результатов измерений массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, полученных в испытательной лаборатории, объемной доли воды - с помощью поточного влагомера или массовой доли воды - в испытательной лаборатории, объемной доли свободного газа, объемной доли растворенного газа - в соответствии с МИ 2575-2000 "ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений";
- проведение поверки и контроля МХ СРМ комплектом ТПУ и ПП. Поверку и контроль МХ проводят при отсутствии свободного газа в сырой нефти и объемном содержании воды не более 10 %;
- поверку ПП с применением переносной пикнометрической установки;
- автоматическое и ручное управление измерительными линиями;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти;
- 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, т/ч	от 17,2 до 90,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды, °C	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления рабочей среды, %	$\pm 0,6$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности рабочей среды, кг/м ³	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, %	
- в диапазоне от 0 % до 10 %	$\pm 0,05$
- в диапазоне от 10 % до 20 %	$\pm 0,2$
Рабочая среда	нефть сырая
Рабочий диапазон температуры рабочей среды, °C	от 5 °C до 20 °C
Рабочий диапазон избыточного давления рабочей среды, МПа	от 1,5 до 4,0
Рабочий диапазон плотности рабочей среды, кг/м ³	от 860 до 902
Массовая доля воды, %, не более	20
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Режим работы	непрерывный/периодический

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 РФК КанБайкал Резорсез Инк. Методика поверки".

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят по инструкции "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой РФК КанБайкал Резорсез Инк. Методика поверки", утвержденной ФГУП "ВНИИР".

Межповерочный интервал системы – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

МИ 2693-2001 "ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения".

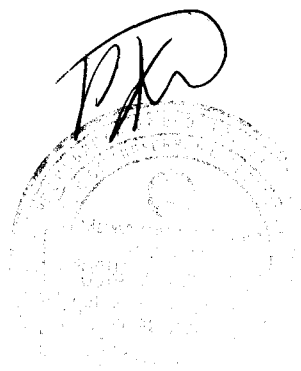
ГОСТ Р 8.615-2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и параметров нефти сырой РФК КанБайкал Резорсез Инк. утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг", 450097, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заводская, д. 20, тел. (347) 292-79-10, 292-79-11, 292-79-13, 252-68-01, факс (347) 292-79-15.

Управляющий директор
ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг"



Р.А. Хисматуллин