

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –
Директор ФГУП "ВНИИР"



В. П. Иванов

" 4 2009 г.

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 Средне-Угутского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз"

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 40602-09

Изготовлена по технической документации ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг" (г. Уфа). Заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 Средне-Угутского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз" (далее - система) предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учетных операциях, осуществляемых ООО "РН-Юганскнефтегаз".

ОПИСАНИЕ

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых.

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, 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, температуры и избыточного давления сырой нефти, разности давления на фильтре и 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 400 с измерительными преобразователями 2700 (далее - СРМ) (Гр. номер 13425-06);

- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644 (рег. номер 27129-04);
- преобразователи избыточного давления измерительные 3051 TG (рег. номер 14061-04);
- преобразователь разности давления измерительный 3051 CD (рег. номер 14061-04);
- счетчик нефти турбинный МИГ-32 (рег. номер 26776-04);
- влагомер сырой нефти ВСН-2-50 (рег. номер 24604-07);
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее - ПП) (рег. номер 15644-06);
- комплекс измерительно-вычислительный "МикроТЭК" (рег. номер 24063-06) с аттестованным программным обеспечением (свидетельство о метрологической аттестации № 1737014-07 от 01. 10. 2007 г., утвержденное ГНМЦ ФГУП "ВНИИР") и защитой от несанкционированного доступа системой паролей и нанесением поверительного клейма на пломбировочную мастику одного из винтов крепления задней панели прибора и на конверт с паролем "Поверитель".

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (рег. номер 303-91);
- манометры для точных измерений МТИ модели 1246 (рег. номер 1844-63).

Для поверки и контроля метрологических характеристик (МХ) СРМ применяют передвижную поверочную установку "ПУМА" на базе СРМ серии ELITE® (далее - ПУ) (рег. номер 28124-04).

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, избыточного давления, плотности сырой нефти, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, разности давления на фильтре, объемной доли воды в сырой нефти;
- вычисление массы нетто сырой нефти с использованием результатов измерений массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей и объемной доли растворенного газа, полученных в испытательной лаборатории, объемной доли воды - с помощью влагомера сырой нефти ВСН-2-50 или массовой доли воды - в испытательной лаборатории, объемной доли свободного газа - с помощью прибора УОСГ-100 СКП;
- поверку и контроль МХ СРМ с помощью ПУ;
- контроль МХ рабочих СРМ с помощью контрольного СРМ;
- поверку ПП с помощью переносной пикнометрической установки или эталонного преобразователя плотности;
- автоматическое 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, т/ч	от 50 до 240;
- рабочий диапазон температуры рабочей среды, °С	от 10 до 65;
- рабочий диапазон избыточного давления рабочей среды, МПа	от 2,0 до 4,0;
- рабочий диапазон плотности рабочей среды, кг/м ³	от 864 до 980;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды, °С	± 0,2;
- пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления рабочей среды, %	± 0,6;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности рабочей среды, %	± 0,03;
- рабочая среда	нефть сырая;
- количество измерительных линий, шт. 1 контрольно-резервная).	3 (1 рабочая, 1 резервная,

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 параметров нефти сырой на ДНС-2 Средне-Угутского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз". Методика поверки".

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят по инструкции "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 Средне-Угутского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз". 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".

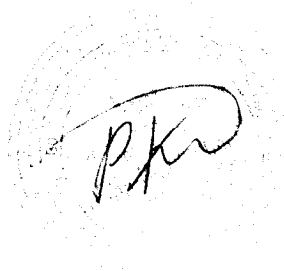
ГОСТ Р 8.615-2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 Средне-Угутского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз" 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