СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС"

_____ В.Н. Яншин

"15" 02 2008 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС Романовского месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 37266-08

Изготовлена по технической документации ООО "Нефтегазметрология", г. Уфа. Заводской номер 1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой (СИКНС) ДНС Романовского месторождения (далее - система) предназначена для измерений массы нефти подготовленной на установке предварительного сброса воды (УПСВ) при ее перекачке на центральный пункт сдачи нефти.

Область применения: ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз" ДНС Романовского месторождения.

ОПИСАНИЕ

Измерение массы нефти проводится прямым методом динамических измерений по ГОСТ Р 8.595.

Конструктивно система состоит из блока измерительных линий, блока измерения параметров качества нефти и блока обработки информации.

Блок измерительных линий состоит из рабочей измерительной линии и резервно-контрольной измерительной линии. В каждой измерительной линии установлены фильтр с датчиками давления, массовый расходомер, датчик давления с местным отсчетным устройством, входные и выходные задвижки. На выходном коллекторе блока измерительных линий установлены датчики температуры и давления с токовым выходным сигналом.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из ручного и автоматического пробоотборников, индикатора расхода, поточного влагомера, датчиков давления с местным отсчетным устройством.

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть поступает в систему во входной коллектор блока измерительных линий. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное во входном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического или ручного пробоотборника и измерение содержание воды в нефти поточным влагомером. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через рабочую или резервно-контрольную измерительные линии, где проводится измерение массы нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. В выходном коллекторе датчики температуры и давления измеряют температуру и давление нефти. Результаты измерений массы, температуры, давления, влагосодержания нефти в виде электрических сигналов поступают в блок обработки информации. В блоке обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса нефти рассчитывается как разность массы сырой нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик массового расходомера, установленного в рабочей измерительной линии, нефть дополнительно проходит через резервно-контрольную измерительную линию. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях.

Система обеспечивает:

- измерение в автоматическом режиме массы нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров нефти: температуры, давления, влагосодержания;
- контроль метрологических характеристик рабочего расходомера по контрольному расходомеру.
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- формирование, хранение и выдачу на печать оперативного, суточного, месячного отчетов и отчетов за выбранный интервал времени (2 часа, 12 часов, сутки);
- формирование паспорта качества;
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах);
- ввод результатов лабораторных анализов.

Система проводит вычисление и сохранение в архиве средних значений температуры, давления и содержания воды.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Измеряемая среда	нефть
Рабочий диапазон расхода нефти, т/ч	21,2 ... 212,5
Рабочий диапазон температуры нефти, ^{0}C	+25 … +45
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м^3	810 … 850
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм^2/с (сСт)	4 … 10
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	0,5 … 2,5
Объемная доля воды φ_B, % объемные, не более	10
Концентрация хлористых солей, мг/дм^3	10…60
Массовая доля механических примесей, % массовые	0,002 … 0,005
Свободный газ	отсутствует

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти φ_B в % объемных, %	
$0 \le \varphi_B \le 5$	±0,35
$5 < \varphi_B \le 10$	±0,4
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, ^{0}C	
- блок измерительных линий	-40 … +40
- блок контроля качества	+5 … +20
- блок обработки информации	+15 … +25

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол. (шт.)
Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (Госреестр № 29179-05)	1
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый ROTAMASS RCCS39/IR-M10D4SL/KS1/P3/BG/QR1 с преобразователем RCCF31 -AH2 M/KF1 (Госреестр № 27054-04)	2
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (Госреестр № 14557-05)	1
Датчик избыточного давления Метран100-Ex-ДИ-1161-11-МП-t10-050-4,0МПа-42-С-ДП-М20 (Госреестр № 22235-01)	1
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06)	1
Автоматический пробоотборник "Стандарт-А" в комплекте с блоком программного управления БПУ-А	1
Ручной пробоотборник "Стандарт-Р"	1
Устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517	1
Манометр показывающий МП4-У	5
Манометр точных измерений МТИ	2
Индикатор расхода НОРД-М-40 с НОРД-И2у	1
Источник питания	2
Источник бесперебойного питания с батареей	1 комплект
Методика поверки	1
Паспорт	1

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта.

ПОВЕРКА

Поверка системы проводится в соответствии с документом "Система измерений количества и показателей качества нефти сырой (СИКНС) ДНС Романовского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 20.12.2007 г.

Основное поверочное оборудование:

- установка проливочная УПСЖ – 600/ВМ;
- ареометры первого разряда;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА.

Межповерочный интервал – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.595-2004 "Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

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

Техническая документация ООО "Нефтегазметрология".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерения количества и показателей качества нефти сырой ДНС Романовского месторождения утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Нефтегазметрология"
450005, Россия, РБ,
г. Уфа, ул. Мингажева,156
Тел./факс: (347) 228-90-60

Заместитель генерального директора
ООО "Нефтегазметрология" Б.В. Мирончук