

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГУИСИ ФГУП "ВНИИМС"

В.Н. Яншин

17 " 11 2008 г.



Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС
Чатылькинского месторождения

Внесена в Государственный реестр
средств измерений
Регистрационный № 39585-08

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 Чатылькинского 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 "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз" ДНС Чатылькинского месторождения.

ОПИСАНИЕ

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

Конструктивно система состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерения параметров качества нефти (БИК) и блока обработки информации (БОИ).

Блок фильтров состоит из фильтров и средств измерений разности давлений на них.

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих и резервно-контрольной измерительных линий. В измерительных линиях установлены массометр, датчики температуры и давления с токовым выходным сигналом, манометр, термометр, входная и выходная задвижки. На выходном коллекторе блока измерительных линий установлены датчики температуры и давления с токовым выходным сигналом.

На входном коллекторе СИКНС установлено пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из автоматического и ручного пробоотборников, индикатора расхода, поточного влагометра, датчиков температуры и давления с токовым выходным сигналом, манометра, термометра.

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть поступает в систему через блок фильтров и проходит во входной коллектор блока измерительных линий. Часть нефти через щелевое 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 измерения содержание воды в нефти. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через измерительные линии, где проводится измерение массы нефти массомерами, после чего поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. В выходном коллекторе и в измерительных линиях 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 нетто нефти рассчитывается как разность массы и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик массомеров, установленных в рабочих измерительных линиях, 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 рабочих массомеров по контрольному массометру;
- 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	13,6 ... 272
Рабочий диапазон температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$	+10 ... +30
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	780 ... 825
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	3,0 ... 5,0
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	0,5 ... 3
Объемная доля воды $\phi_{\text{в}}$, % объемные, не более	10
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	100 ... 300
Массовая доля механических примесей, % массовые	0,003 ... 0,05
Свободный газ	отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти $\phi_{\text{в}}$ в % объемных, %	
$0 \leq \phi_{\text{в}} \leq 5$	$\pm 0,35$
$5 < \phi_{\text{в}} \leq 10$	$\pm 0,4$
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220 $\pm 10\%$
- частота питающей сети, Гц	50 ± 1
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	
- 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
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF 300 (Госреестр № 13425-06)	3
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (Госреестр № 14557-05)	1
Преобразователи давления измерительные 40, мод. 4385 (Госреестр № 19422-03)	5
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06)	5
Автоматический пробоотборник "Стандарт-А" с блоком программного управления БПУ-А	1
Ручной пробоотборник "Стандарт-Р"	1
Устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517	1
Манометр точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63)	4
Манометр показывающий МП4-У	5
Турбинный преобразователь расхода жидкости НОРД-М-40	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

Проверка системы проводится в соответствии с документом "Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС Чатылькинского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 17.11.2008 г.

Основное поверочное оборудование:

- установка трубопоршневая поверочная 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510 и поточный плотномер с абсолютной погрешностью не более 0,3 кг/м³;
- 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 извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

Техническая документация ООО "Нефтегазметрология".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС Чатылькинского 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

