

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО

СИ ФГУП "ВНИИМС"

В.Н. Яншин

27 11 2009 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-6 Суторминского месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>42708-09</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО "Ноябрьскнефтегаз-проект", г. Ноябрьск. Заводской номер 1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой (СИКНС) ДНС-6 Суторминского месторождения (далее - система) предназначена для измерений массы нефти при ее перекачке на ЦППН-1 Суторминского месторождения филиала «Муравленковскнефть» ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз"

Область применения: ОАО "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз" ДНС-6 Суторминского месторождения.

ОПИСАНИЕ

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

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

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих и контрольной измерительных линий. В рабочих измерительных линиях установлены фильтры с контрольными манометрами, массовые расходомеры, входные и выходные задвижки. В контрольной измерительной линии установлены массовый расходомер, входные и выходные задвижки. На выходном коллекторе СИКНС установлены датчик давления и датчик температуры с токовым выходными сигналами. На входном коллекторе СИКНС установлено пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из автоматического пробоотборника, индикатора расхода, поточного влагомера, манометра с местным отсчетным устройством, термометра, датчика давления и датчика температуры с токовыми выходными сигналами.

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 на входном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического пробоотборника и измерение содержания воды в нефти поточным влагомером. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через рабочие измерительные линии, где проводится измерение массы нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. 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 брутто нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик массовых расходомеров в рабочих измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через контрольную измерительную линию. На контрольной измерительной линии имеется возможность подключения передвижной поверочной установки. 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 массомера по контрольному массому;
- 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	от 25 до 280
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +20 до +45
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 860 до 980
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	от 4 до 12
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,4 до 4
Объемная доля воды фв, % объемные	от 70 до 74
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 3 до 900
Массовая доля механических примесей, % массовые	от 0,002 до 0,5
Свободный газ	отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти, %	±15%
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, °С	
- блок измерительных линий	-40 ... +40
- блок контроля качества	+15 ... +25
- блок обработки информации	+15 ... +25

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол. (шт.)
Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (Госреестр № 29179-05)	1
Счетчик-расходомер массовый ROTAMASS RCCS39/IR-M10D4SL/KS1/P3/BG/QR1 с преобразователем RCCF31-АН2М/КФ1 (Госреестр № 27054-09)	3
Влагомер нефти поточный ВСН-2 (Госреестр № 24604-07)	1
Преобразователь давления измерительный Метран-100-Ех-Ди (Госреестр № 22235-08)	2
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСМУ-Ех (Госреестр № 18849-05)	2
Автоматический пробоотборник "Стандарт-А" с блоком программного управления БПУ-А	1
Устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517	1
Манометр точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63)	1
Манометр показывающий МП4-У	4
Турбинный преобразователь расхода жидкости Норд-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

Поверка системы проводится в соответствии с документом "Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-6 Суторминского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 27.11.2009 г.

Основное поверочное оборудование:

- установка проливочная УПСЖ – 600/ВМ;
- 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 методам выполнения измерений".

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

Техническая документация ООО " Ноябрьскнефтегаз-проект ".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-6 Суторминского месторождения утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Автоматизация-Метрология-Эксперт»
450071, Россия, РБ, г. Уфа,
Бульвар Молодежи, 3, оф. 228

Генеральный директор
ООО «Автоматизация-Метрология-Эксперт»



Б.В. Мирончук