



СОГЛАСОВАНО

**Первый заместитель директора
ФГУП "ВНИИМС"**

К.В. Кулик

" 23 " 07 2007 г.

Система измерений количества и показателей качества сырой нефти ДНС-2 Пограничного месторождения	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35510-07</u> Взамен № _____
--	---

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

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества сырой нефти (СИКНС) ДНС-2 Пограничного 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-2 Пограничного месторождения.

ОПИСАНИЕ

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

Конструктивно система состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока контроля качества и блока обработки информации.

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих измерительных линий (основная и резервная) и контрольной измерительной линии. В каждой измерительной линии установлены массовый расходомер, датчик давления, входная и выходная задвижки. На выходном коллекторе блока измерительных линий установлен датчик температуры.

Блок контроля качества нефти состоит из автоматического и ручного проботборников с пробозаборным устройством по ГОСТ 2517, индикатора расхода, поточного влагомера и датчика температуры.

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

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть по входному трубопроводу поступает в систему, проходит через блок фильтров и поступает в блок измерительных линий. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное на входном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок контроля качества, 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 основную или резервную измерительные линии, где проводится измерение массы нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. В выходном коллекторе датчик температуры измеряет температуру 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 массовых расходомеров, установленных в основной и резервной измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через 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 рабочих расходомеров 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	7,6 ... 43,3
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	+15 ... +35
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	840 ... 865
Рабочий диапазон вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	6,2 ... 11,2
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	0,5 ... 1,6
Объемная доля воды ф _в , % 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, %

$0 \leq \varphi_B \leq 5$

$\pm 0,35$

$5 < \varphi_B \leq 10$

$\pm 0,4$

Электропитание:

- напряжение питающей сети, В

380/220 \pm 10%

- частота питающей сети, Гц

50 \pm 1

Температура окружающей среды, °С

- блок измерительных линий

-40 ... +36

- блок контроля качества

+5 ... +20

- блок обработки информации

+15 ... +25

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол. (шт.)
Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л	1
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый ROTAMASS RCCS38 M04A2SL/KS1 с преобразователем RCCF31 -АН2 МКФ1	3
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2	1
Датчик избыточного давления Метран100-Ех-ДИ-1151-11-МП-t10-050-1,6 МПа-42-С-ДП-М20	3
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	2
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 технический МПЗ-УУ2-1,5	6
Манометр технический МПЗ-УУ2-0,6	4
Индикатор расхода МИГ-32ш-1,6 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 сырой нефти ДНС-2 Пограничного месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 12.07.2007 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 измерений количества и показателей качества сырой нефти ДНС-2 Пограничного 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