



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС"

В.Н. Яншин

“ 25 ” 12 2008 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-5 Вынгапуровского месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40069-08</u>
---	---

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-5 Вынгапуровского 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-5 Вынгапуровского 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 массомер, 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, манометр, термометр.

На входном коллекторе СИКНС установлено пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из автоматического и ручного пробоотборников, индикатора расхода, поточного влагомера, 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 массомеру;
- 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	39 ... 182
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	+10 ... +30
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	780 ... 840
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	6 ... 7,8
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	0,5 ... 1,2
Диапазон изменений объемной доли воды $\varphi_{\text{В}}$, % объемные	20 ... 70
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 $\varphi_{\text{В}}$ в % объемных, %	
20 ≤ $\varphi_{\text{В}}$ ≤ 50	±2,5
50 < $\varphi_{\text{В}}$ ≤ 70	± 5
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	+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-M08D4SL/KS1/P3/BG/QR с преобразователем RCCF31 (Госреестр № 27054-04)	3
Влагомер поточный модели F (Госреестр № 25603-03)	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
Счетчик нефти турбинный МИГ-32 с магнитоиндукционным датчиком НОРД-И2У-02	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-5 Вынгапуровского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 23.12.2008 г.

Основное поверочное оборудование:

- установка трубопоршневая поверочная 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510 и поточный плотномер с абсолютной погрешностью не более $0,3 \text{ кг/м}^3$;
- 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 "Нефтегазметрология".

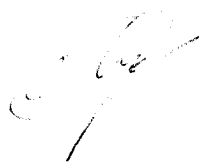
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-5 Вынгапуровского 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