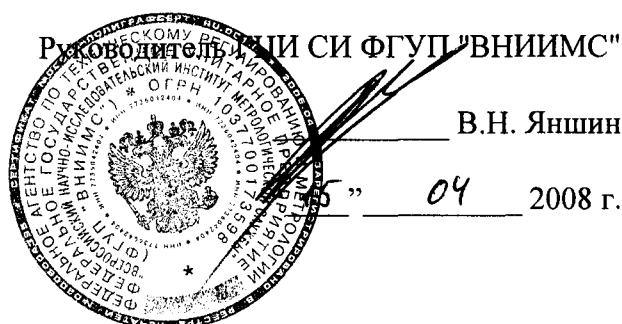


СОГЛАСОВАНО



Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-2 Сугмутского месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>37989-08</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-2 Сугмутского 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-2 Сугмутского месторождения.

ОПИСАНИЕ

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

Конструктивно система состоит из блока измерительных линий, блока измерения параметров качества, блока обработки информации, блока фильтров и трубопоршневой поверочной установки (ТПУ).

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих измерительных линий и одной резервно-контрольной измерительной линии. В каждой измерительной линии установлен турбинный преобразователь расхода, датчик давления, входные и выходные задвижки.

На входном коллекторе СИКНС установлено пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

В выходном коллекторе блока измерительных линий установлены датчики давления с токовым выходным сигналом и с местным показывающим устройством.

Блок фильтров состоит из фильтров и датчиков давления.

Блок контроля качества нефти состоит из фильтра, ручного пробоотборника «Стандарт-Р», автоматического пробоотборника «Стандарт-А», поточных плотномера и влагомера, индикатора расхода, датчиков температуры и давления с токовым выходным сигналом и с местным показывающим устройством.

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного.

На входе и выходе ТПУ установлены датчики температуры и давления с токовым выходным сигналом.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть через блок фильтров поступает в систему во входной коллектор блока измерительных линий, где проводится измерение объема нефти турбинными преобразователями расхода и давления нефти - датчиками давления, после чего поступает далее на выход из системы.

Часть нефти через пробозаборное устройство поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического пробоотборника и измерение плотности, температуры, давления нефти, содержание воды в нефти соответственно поточным плотномером, датчиками температуры и давления, поточным влагомером.

Результаты измерений объема, плотности, температуры, давления, влагосодержания нефти в виде электрических сигналов поступают в блок обработки информации. В блоке обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса брутто нефти рассчитывается как произведение объема и плотности нефти, приведенных к одинаковым условиям.

Масса нетто нефти рассчитывается как разность массы брутто нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

Контроль метрологических характеристик турбинных преобразователей расхода в рабочих измерительных линиях проводится с помощью турбинного преобразователя расхода в резервно-контрольной измерительной линии. Контроль метрологических характеристик турбинного преобразователя расхода резервно-контрольной линии проводится по ТПУ. Поверка турбинных преобразователей расхода всех измерительных линий проводится по ТПУ.

Система обеспечивает:

- измерение в автоматическом режиме объема и массы нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров нефти: плотности, температуры, давления, влагосодержания;
- контроль метрологических характеристик рабочих расходомеров по контрольному расходомеру.
- поверку расходомеров по ТПУ
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- формирование, хранение и выдачу на печать текущего, 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, м ³ /ч	70 ... 300
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	+25 ... +55
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	830 ... 870
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	3 ... 10
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	1 ... 2,0
Объемная доля воды φ _в , % объемные, не более	2
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, %	±0,35
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
Расходомеры жидкости турбинные PNF (Госреестр № 11735-06)	2
Счетчики нефти турбинные МИГ-150 (Госреестр № 26776-04)	1
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835В (Госреестр № 15644-06)	1
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (Госреестр № 14557-05)	1
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06)	4
Датчик избыточного давления Метран100-Ех-ДИ-1161-11-МП-t10-050-2,5МПа-42-С-ДП-М20 (Госреестр № 22235-01)	1
Преобразователь избыточного давления JUMO dTrans p02 (модель 404385/1-464-405-129-20-0,6-1) (Госреестр № № 19422-03)	3
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	4
Трубопоршневая поверочная установка Сапфир М-300-6,3	1
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

Поверка системы проводится в соответствии с документом "Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-2 Сугмутского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 15.04.2008 г.

Основное поверочное оборудование:

- трубопоршневая поверочная установка Сапфир М-300-6,3;
- 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 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-2 Сугмутского 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