

Руководитель ГИИСИ ОПИИ "ВНИИМС"



Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-3а Сугмутского месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38155-08</u>
---	---

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

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-3а 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-3а 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 нефти и блока обработки информации.

Блок измерительных линий состоит из трех рабочих, одной резервной и одной контрольной измерительных линий. В каждой рабочей и резервной измерительных линиях установлены фильтр с датчиками давления, турбинный преобразователь расхода, преобразователи давления, входные и выходные задвижки. В контрольной измерительной линии установлен турбинный преобразователь расхода, датчик давления, входная и выходная задвижки

На входном коллекторе СИКНС установлено пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

В выходном коллекторе блока измерительных линий установлены датчики температуры и давления с токовым выходным сигналом.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из ручного пробоотборника «Стандарт-Р», автоматического пробоотборника «Стандарт-А», поточных плотномера и влагомера, индикатора расхода, датчиков температуры и давления.

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть 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 и ручного пробоотборника, а также измерение плотности, температуры, давления нефти, содержание воды в нефти соответственно 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 и резервных измерительных линиях проводится с помощью турбинного преобразователя расхода в контрольной измерительной линии. Поверка турбинных преобразователей расхода проводится по передвижной 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.
- 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 <sup>3</sup> /ч	120 ... 1000
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	+40 ... +55

Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	830 ... 870
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	4 ... 10
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	1,2 ... 2,5
Объемная доля воды $\varphi_B$ , % объемные, не более	10
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	10 ... 60
Массовая доля механических примесей, % массовые	0,004 ... 0,01
Свободный газ	отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти $\varphi_B$ 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 ... +40
- блок контроля качества	+5 ... +20
- блок обработки информации	+15 ... +25

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол. (шт.)
Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л1 (Госреестр № 29179-05)	1
Счетчики нефти турбинные МИГ-150 (Госреестр № 26776-04)	5
Преобразователь плотности жидкости измерительный Solartron 7835В (Госреестр № 15644-06)	1
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (Госреестр № 14557-05)	1
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06)	2
Датчик избыточного давления Метран 100-Ех-ДИ-1161-11-МП-t10-025-4,0МПа-42-С-ДП-М20 (Госреестр № 22235-01)	6
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	9
Манометр точных измерений МТИ	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

Поверка системы проводится в соответствии с документом "Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-3а Сугмутского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 15.04.2008 г.

Основное поверочное оборудование:

- передвижная трубопоршневая поверочная установка 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510;
- 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 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-3а 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