

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-2 Вынгаяхинского месторождения

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ДНС-2 Вынгаяхинского месторождения (далее - система) предназначена для измерений массы нефти при ее перекачке на ЦППН-2 Вынгаяхинского месторождения Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

#### Описание средства измерений

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).

На входном коллекторе системы установлено устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517.

Блок измерительных линий состоит из рабочей, резервной и контрольной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены:

- счетчик-расходомер массовый кориолисовый ROTAMASS RCCS39/IR с преобразователем RCCF31 (Госреестр № 27054-09);

- входная и выходная задвижки.

В рабочей и резервной измерительных линиях установлены фильтры с манометрами показывающими МП4-У.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- датчик давления Метран100-Ex (Госреестр № 22235-08);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06);

- манометр точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63).

В блоке измерения параметров качества нефти установлены:

- влагомер сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-07);

- датчик давления Метран100- Ex (Госреестр № 22235-08);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06).

- автоматический пробоотборник «Стандарт-А» с блоком программного управления БПУ-А;

- ручной пробоотборник «Стандарт-Р»;

- счетчик турбинный Норд-40 (Госреестр № 5638-02);

- манометр точных измерений МТИ (Госреестр № 1844-63).

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» (Госреестр № 43239-09).

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, а также измерения температуры и давления. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через рабочую 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 проводятся измерения температуры и давления нефти. Результаты измерений массы, температуры, давления, влагосодержания нефти в

виде электрических сигналов поступают в блок обработки информации. В блоке обработки 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 рабочей 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 метрологических характеристик рабочего счетчика-расходомера массового по контрольному счетчику-расходомеру массовому;
- отбор пробы нефти.

## Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л».

ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» предназначено для:

- обработки сигналов, поступающих от первичных преобразователей;
- преобразования результатов измерений входных сигналов в значения физических величин;
- аппроксимация характеристик измерительных преобразователей;
- контроля значений величин, звуковой сигнализации и печати сообщений о выходе измеренных и вычисленных значений за установленные пределы;
- вывода на печать оперативных, сменных, суточных отчетов, результатов измерений при поверке (контроле метрологических характеристик);
- определения и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода;
- вычисление средних значений температуры, давления и содержания воды;
- выдача информации в ПО верхнего уровня СИКН по протоколу Modbus ASCII через RS-232 интерфейс.

ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» вычисляет:

- суммарный массовый расход по системе;
- массу брутто и массу нефти прошедшие через систему.

ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» является встроенным программным обеспечением.

ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» имеет защиты информации системой паролей.

ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» имеет свидетельство № 26801-09 о метрологической аттестации программного обеспечения, выданное ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР».

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО системы

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л»	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л»	3.14	-	-

## Метрологические и технические характеристики

Измеряемая среда	нефть
Рабочий диапазон расхода нефти, т/ч	от 100 до 250
Рабочий диапазон температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$	от +15 до +30
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/ $\text{м}^3$	от 855 до 980
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт)	от 4 до 12
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 2,0
Объемная доля воды фв, % объемные	от 70 до 74
Концентрация хлористых солей, мг/ $\text{дм}^3$	от 3 до 900
Массовая доля механических примесей, % массовые	от 0,002 до 0,05
Свободный газ	отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти, %	$\pm 15\%$
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220 $\pm 10\%$
- частота питающей сети, Гц	50 $\pm 1$
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	
- блок измерительных линий	от -45 до +40
- блок контроля качества	от +15 до +25
- блок обработки информации	от +15 до +25

## Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Наименование	Кол. (шт.)
Система	1
Методика поверки	1
Паспорт	1
Комплект эксплуатационных документов на составные части	1

## Проверка

осуществляется в соответствии с документом МП 48778-11 «Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-2 Вынгаяхинского месторождения. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 25.11.2010 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная передвижная на базе массомеров УППМ, 2 разряд по ГОСТ 8.510;
- установка для поверки влагомеров нефти УПВ ТУ 4318-021-25567981-2002;
- эталонный платиновый термометр сопротивления 2-го разряда;
- манометр грузопоршневой МП-60 II-разряда по ГОСТ 8291-83;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА.

**Сведения и методиках (методах) измерений:** Методика измерений «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-2 Вынгаяхинского месторождения».

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-2 Вынгаяхинского месторождения:**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

2. ГОСТ 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
3. ГОСТ Р 8.615-2005 Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
4. ГОСТ Р 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости
5. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-За Сугмутского месторождения. Методика поверки

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Автоматизация-Метрология-Эксперт»  
450059, Россия, РБ,  
г.Уфа, Р. Зорге, 12/2.

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений  
ФГУП «ВНИИМС». Регистрационный номер 30004-08.  
Россия, 119361, Москва,  
ул. Озерная, 46.  
тел. (495) 437-56-66,  
факс. (495) 437-55-77.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому ре-  
гулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

« \_\_\_\_ » 2011 г.