

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы и параметров сырой нефти и определения массы нетто сырой нефти.

### Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы сырой нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – СРМ). Принцип действия СИКНС заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработки при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от СРМ, преобразователей давления и температуры.

В состав СИКНС входят:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF 400 с преобразователем серии 3500 (Госреестр №45115-10);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-274 (Госреестр №21968-11);
- датчик давления Метран-150TG (Госреестр №32854-13);
- СОИ.

СОИ включает в себя:

- преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии  $\mu$ Z600 (Госреестр №47073-11);
- контроллер измерительный FloBoss модели S600+ (Госреестр №38623-11) (далее – FloBoss S600+);
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение массы, давления, температуры сырой нефти;
- определение массы нетто сырой нефти;
- контроль метрологических характеристик СРМ по поверочной установке;
- ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС.

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО СИКНС приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО FloBoss S600+
Идентификационное наименование ПО	NGI_FLOW.dll	LinuxBinary.app
Идентификационный номер ПО	1.0.0.0	06.09c
Цифровой идентификатор ПО	92B3B72D	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	

ПО СИКНС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО и измерительной информации – высокий по Р 50.2.077–2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики, в том числе показатели точности, СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование	Значение
Рабочая среда	Сырая нефть
Диапазон массового расхода, т/ч	От 40,91 до 200,0
Диапазон избыточного давления, МПа	От 1,0 до 3,5
Диапазон температуры, °С	От плюс 15 до плюс 45
Физико-химические свойства:	
- плотность сырой нефти при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 851 до 900
- плотность обезвоженной дегазированной нефти при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 826 до 870
- плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> , не более	1014
- объемная доля воды, %, не более	10
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	450
- объемная доля растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	1,9
- плотность растворенного газа в сырой нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup> , не более	0,9518
- кинематическая вязкость при плюс 20 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 6 до 8,6
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто сырой нефти, %:	
- при содержании объемной доли воды от 0 до 5 %	±0,35
- при содержании объемной доли воды от 5 до 10 %	±0,4

Наименование	Значение
Условия эксплуатации средств измерений СИКНС: - температура окружающей среды, °С: а) в месте установки СРМ, преобразователей давления и температуры б) в месте установки СОИ - относительная влажность, % а) в месте установки СРМ, преобразователей давления и температуры б) в месте установки СОИ - атмосферное давление, кПа	От плюс 5 до плюс 35 От плюс 15 до плюс 25  До 95, без конденсации влаги От 30 до 80 От 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение, В а) силовое оборудование б) технические средства - частота, Гц	380 (+10 %, -15 %) 220 (+10 %, -15 %) 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	33,7
Габаритные размеры блок-бокса, мм, не более	6000×3000×3500
Масса блок-бокса, кг, не более	10000
Средний срок службы, лет, не менее	10

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС представлена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения, заводской номер 355	1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения. Паспорт	1 экз.
МП 208-30151-2015. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения. Методика поверки	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 208-30151-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 20 июля 2015 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- калибратор многофункциональный МС5-R, диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения ±(0,02 % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...99999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 10 В).

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения», аттестованная ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений МНП.11.352.01.00264-2011.2015.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-7 Нивагальского месторождения**

1. ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
2. ГОСТ Р 8.615–2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
3. Техническая документация ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»

**Изготовитель**

ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»  
450027, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, 55  
ИНН 0278093583  
Тел. (347) 295-92-46, факс (347) 295-92-47  
E-mail: [ngi@ngi-ufa.ru](mailto:ngi@ngi-ufa.ru), <http://www.ngi-ufa.ru>

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»  
420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5  
Тел. (843) 214-20-98, факс (843) 227-40-10  
E-mail: [office@ooostp.ru](mailto:office@ooostp.ru), <http://www.ooostp.ru>  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 01.10.2011 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.