

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного определения массы и параметров нефти сырой.

### Описание средства измерений

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

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.

В состав СИКНС входят:

- входной коллектор;
- блок фильтров (далее - БФ);
- блок измерительных линий (далее - БИЛ): 1 рабочая и 1 контрольно- резервная измерительные линии (далее - ИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти сырой (далее - БИК);
- выходной коллектор;
- узел подключения к передвижной поверочной установке (далее - ПУ);
- СОИ.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти сырой прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- определение массы нетто нефти сырой;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти сырой;
- измерение в автоматическом режиме объемной доли воды в нефти сырой, перепада давления на фильтрах;
- контроль метрологических характеристик (далее - КМХ) рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- КМХ рабочего и контрольно-резервного СРМ по передвижной ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Средства измерений (далее – СИ), а так же другие технические средства, входящие в состав СИКНС, указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
<b>Приборы контрольно-измерительные показывающие</b>			
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	13	26803-11
2.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	5	303-91
<b>БФ</b>			
1.	Преобразователь давления измерительный 3051CD	2	14061-10
<b>БИЛ</b>			
1.	Счетчик-расходомер массовый СМФ 400 с измерительным преобразователем 2700	2	45115-10
2.	Преобразователь давления измерительный 3051TG	3	14061-10
3.	Датчик температуры 644	2	39539-08
<b>БИК</b>			
1.	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	1	52638-13
2.	Влагомер нефти микроволновый МВН-1.2 (далее – влагомер)	1	28239-04
3.	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K	1	45410-10
4.	Преобразователь давления измерительный 3051CD	2	14061-10
5.	Преобразователь давления измерительный 3051TG	1	14061-10
6.	Датчик температуры 644	1	39539-08
<b>СОИ</b>			
1.	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее - ИВК)	2	43239-09
2.	Rate АРМ оператора СИКНС	2	-

### 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 аутентификации (введением пароля администратора) и идентификации (отображением на информационном дисплее СИКНС структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольную сумму) ПО), а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи. Аппаратная защита обеспечивается опломбированием ИВК. Уровень защиты ПО и измерительной информации – высокий по Р 50.2.077-2014.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	RateCalc.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	6.05
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	DFA87DAC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	CRC-32
Другие идентификационные данные	ПО «Rate АРМ оператора ОУУН»	ПО ИВК

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 30 до 271
Избыточное давление нефти, МПа	от 3 до 3,6
Температура нефти, °С	от 20 до 50
Физико-химические свойства нефти: – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup> – плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более – массовая доля воды, %, не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм <sup>2</sup> /с (сСт) – содержание свободного газа	866,3 1006 5 1,16 0,16 8604,8 от 8,042 до 20,72 не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти сырой, %	±0,35
Режим работы СИКНС	непрерывный
Условия эксплуатации СИ СИКН: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от 5 до 34 95 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение, В: силовое оборудование технические средства СОИ - частота, Гц	380, трехфазное 220, однофазное 50±0,5
Потребляемая мощность, В·А, не более	35796
Габаритные размеры, мм, не более - блочно-модульного здания - БФ	9000x6000x3200 5070x2740x2050
Масса, кг, не более - блочно-модульного здания - БФ	23500 5500
Средний срок службы, лет, не менее	8

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», зав. № 256	1 шт.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Паспорт	1 экз.
МП 111-30151-2013 ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»	1 экз.

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 111-30151-2014 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 29 августа 2014 г.

Перечень основных средств поверки (эталон):

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп;

- поверочная установка с диапазоном измерения объемного расхода, соответствующим рабочему диапазону массового расхода и пределами допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка не более  $\pm 0,1$  % либо поверочная установка на базе преобразователей массового расхода с пределом допускаемой относительной погрешности измерения массового расхода не более 0,11 %;

- пикнометрическая установка с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более  $\pm 0,15$  кг/м<sup>3</sup> в диапазоне от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup>;

- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон измерений от 0 до 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений.

### Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/15609-14.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

1. ГОСТ Р 8.596 – 2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
2. Техническая документация ООО «ИМС Индастриз»

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

- при осуществлении торговли;
- при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов.

**Изготовитель**

ООО «ИМС Индастриз»  
105187, г. Москва, ул. Щербаковская д. 53, корп. 15  
тел.(495)221-10-50; факс (495)221-10-51  
e-mail: [ims@imsholding.ru](mailto:ims@imsholding.ru)  
<http://www.imsholding.ru>

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»  
420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп.5  
Телефон: (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.