

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного определения массы (массового расхода) и параметров нефти сырой (далее – нефти) при учетно-расчетных операциях.

### Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефти 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.

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;
- узел фильтров (далее - УФ);
- узел измерительных линий (далее - УИЛ): 3 рабочих и 1 контрольно- резервная измерительные линии (далее - ИЛ);
- узел измерений показателей качества нефти (далее - УИК);
- выходной коллектор;
- узел подключения к передвижной поверочной установке (далее - ПУ);
- СОИ.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы (массового расхода) нефти прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- определение массы нетто нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- измерение в автоматическом режиме объемной доли воды в нефти, 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 деформационный с трубчатой пружиной серии 2	12	15142-08
2.	Манометр деформационный с трубчатой пружиной серии 3	3	17159-08
3.	Термометр биметаллический ТМ серии 54	3	15151-08
4.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	1	303-91
<b>УФ</b>			
1.	Датчик давления 2051CD	2	39531-08
2.	Датчик давления 2051TG	1	39530-08
<b>УИЛ</b>			
1.	Счетчик-расходомер массовый CMF 300 с измерительным преобразователем 2700	2	45115-10
2.	Датчик давления 2051TG	2	39530-08
3.	Датчик температуры 644	2	39539-08
<b>УИК</b>			
1.	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм4 (далее – влагомер)	1	14557-10
2.	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K	1	45410-10
3.	Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
4.	Пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-85	1	-
5.	Ручной пробоотборник	1	-
6.	Автоматический пробоотборник Cliff Mock True Cut 2	1	-
7.	Датчик давления 2051TG	1	39530-08
8.	Датчик температуры 644	1	39539-08
<b>Входной и выходной коллекторы</b>			
1.	Датчик давления 2051TG	1	39530-08
<b>СОИ</b>			
1.	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	2	43239-09
2.	Rate APM оператора СИКНС	1	-

СИ, входящие в состав СИКНС, имеют взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51330.0-99.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС (комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)) 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 «ОСТОПУС-L» 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 «ОСТОПУС-L». ПО СИКНС имеет уровень защиты С по МИ 3286-2010.

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Rate APM оператора ОУУН»	RateCalc.dll	2.3.1.1	B6D270DB	CRC-32
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» (основной и резервный)	Formula.o	6.05	DFA87DAC	CRC-32

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон массового расхода нефти, т/ч	от 27 до 303
Максимальное избыточное давление нефти, МПа	4
Рабочее избыточное давление нефти, МПа	1,53
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +35 до +50
Физико-химические свойства нефти:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>– плотность обезвоженной дегазированной нефти при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup></li> <li>– объемная доля воды, %, не более</li> <li>– плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup></li> <li>– массовая доля механических примесей, %, не более</li> <li>– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, не более</li> <li>– массовая доля серы, %</li> <li>– массовая доля парафина, %</li> <li>– массовая доля асфальтенов, %, не более</li> <li>– вязкость кинематическая при 20 °С, сСт</li> <li>– вязкость кинематическая при 30 °С, сСт</li> <li>– давление насыщенных паров, кПа, не более</li> <li>– содержание свободного газа</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>от 919,7</li> <li>30,0</li> <li>от 1050 до 1300</li> <li>0,16</li> <li>63,4</li> <li>от 1,61 до 3,44</li> <li>от 7,42 до 12,2</li> <li>от 4,08 до 15,66</li> <li>177,3</li> <li>108,3</li> <li>67</li> <li>не допускается</li> </ul>
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нетто нефти: <ul style="list-style-type: none"> <li>– при измерении объемной доли воды в нефти с помощью влагомера не превышает, %:</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 0,1 % до 5 %</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 5 % до 10 %</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 10 % до 20 %</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 20 % до 30 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>±0,36</li> <li>±0,44</li> <li>±0,69</li> <li>±1,1</li> </ul>

Окончание таблицы 3

<ul style="list-style-type: none"> <li>– при определении массовой доли воды в нефти в испытательной (аналитической) лаборатории в соответствии с ГОСТ 2477-65 не превышает, %:</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 0 % до 5 %</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 5 % до 10 %</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 10 % до 20 %</li> <li>– при объемной доле воды в нефти от 20 % до 30 %</li> </ul>	<p>±0,53</p> <p>±1,0</p> <p>±1,1</p> <p>±1,9</p>
<p>Условия эксплуатации СИ СИКН:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– температура окружающей среды, °С:</li> <li>в месте установки СИ УИЛ, УФ</li> <li>в месте установки СОИ</li> <li>в месте установки УДВН-1пм4</li> <li>– относительная влажность, %, не более</li> <li>– атмосферное давление, кПа</li> </ul>	<p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от +5 до +35</p> <p>95</p> <p>от 84 до 106,7</p>
<p>Параметры электропитания:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, В:</li> <li>силовое оборудование</li> <li>технические средства СОИ</li> <li>– частота, Гц</li> </ul>	<p>380, трехфазное</p> <p>220, однофазное</p> <p>50±0,5</p>
Потребляемая мощность, В·А, не более	24000
Габаритные размеры блочно-модульного здания, мм, не более	11000х6000х3200
Масса, кг, не более	30000
Средний срок службы, лет, не менее	20

### 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 Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», зав. № 519	1 шт.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Паспорт	1 экз.
МП 36-30151-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Методика поверки»	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 36-30151-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 13 июня 2013 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

– СИ в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных измерительных преобразователей;

– калибратор: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$ ; диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...99999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 10 В, погрешность  $\pm(0,2 \text{ В} + 5\% \text{ от установленного значения})$ ).

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

«ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», регистрационный номер ФР.1.29.2012.12740 в Федеральном реестре методик измерений.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»**

1. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
2. ГОСТ Р 51330.0 – 99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».
3. ГОСТ Р 8.596 – 2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ Р 8.615 – 2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

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

\_\_\_\_\_

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.