

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ- 1,2,5 НГДУ «Елховнефть».

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ- 1,2,5 НГДУ «Елховнефть» (далее – СИКНС) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы (массового расхода), параметров и определения массы нетто 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:

- блок измерительных линий (далее - БИЛ): измерительная линия (далее - ИЛ) от ЦДНГ-1 (Д_у 150), ИЛ от ЦДНГ-2 (Д_у 150), ИЛ от ЦДНГ-5 (Д_у 150), контрольно-резервная ИЛ (Д_у 150);
- выходной коллектор (Д_у 400);
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ) (Д_у 200);
- СОИ.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение в автоматическом режиме 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 влагосодержания нефти, перепада давления на фильтрах;
- возможность поверки рабочих и контрольно-резервного СРМ при помощи ППУ;
- выполнение контроля метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Состав СИКНС указан в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	13	26803-11
2	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	5	0303-91
Блок технологический			
БИЛ			
1	Счетчик расходомер массовый CMF 400 с измерительным преобразователем 2700	4	45115-10
2	Датчик давления Метран-150 TG	4	32854-09
3	Датчик давления Метран-150 CD	4	32854-09
4	Преобразователь температуры Метран-286	4	23410-08
5	Влагомер сырой нефти ВСН-2 ПП-150-100	3	24604-07
6	Пробозаборное устройство щелевого типа ПУ-1-150-40	3	-
Выходной коллектор			
1	Датчик давления Метран-150 TG	1	32854-09
2	Преобразователь температуры Метран-286	1	23410-08
3	Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
4	Прибор автоматический лабораторный АЛП-01 ДП	1	16774-09
5	Пробоотборник поточный ES 51	2	-
6	Пробозаборное устройство со штурвалом щелевого типа ЩПУ	1	-
СОИ			
1	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	2	43239-09
2	Контроллер программируемый логический PLC Modicon	1	18649-09
3	АРМ оператора на базе ПО «RATE АРМ оператора УУН»	1	-

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), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации: отображения на информационном дисплее «ОСТОПУС-L» структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии ПО. 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 (контроль- ная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентифика- тора ПО
ПО СИКНС	МС 200.00.03.00-09AB МС 200.00.03.00-09AB	Окт-L.3.14 Окт-L.3.14	CFF9 CFF9	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон изменения массового расхода нефти через БИЛ, т/ч - ИЛ от ЦДНГ-1 - ИЛ от ЦДНГ-2 - ИЛ от ЦДНГ-5	от 30 до 270 от 30 до 230 от 30 до 300
Диапазон изменения избыточного давления нефти, МПа	от 0,2 до 4,0
Диапазон изменения температуры нефти, °С	от 0 до 30
Физико-химические свойства нефти: – плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С и 0,101325 МПа, кг/м ³ – вязкость кинематическая при 20 °С, сСТ – объемная доля воды, % – массовая доля механических примесей, % – массовая доля парафина, % – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – массовая доля серы, % – содержание растворенного газа, м ³ /м ³ – плотность пластовой воды, кг/м ³ – плотность растворенного газа при 20 °С и 0,101325 МПа, кг/м ³ – содержание свободного газа	от 850 до 940 от 16,63 до 23,53 от 10 до 90 не более 0,3 не более 5,5 не более 23000 не более 2,5 не более 7,0 от 1010 до 1080 от 1,08 до 1,4 не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нетто нефти:	
<ul style="list-style-type: none"> при измерении содержания объемной доли воды в нефти с помощью влагомера сырой нефти ВСН-2 не превышает, %: <ul style="list-style-type: none"> – при объемной доле воды в нефти от 10 % до 20 % – при объемной доле воды в нефти от 20 % до 50 % – при объемной доле воды в нефти от 50 % до 70 % – при объемной доле воды в нефти от 70 % до 85 % – при объемной доле воды в нефти от 85 % до 90 % 	±2,0 ±3,1 ±5,2 ±16,0 ±23,0
<ul style="list-style-type: none"> при измерении содержания массовой доли воды в нефти в испытательной (аналитической) лаборатории в соответствии с нормативным документом «ГСИ. Сырая нефть. Методика измерений массовой доли воды в химико-аналитической лаборатории НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть» (аттестованная ФГУП ВНИИР, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/1106-12) не превышает, %: <ul style="list-style-type: none"> – при объемной доле воды в нефти от 10 % до 20 % – при объемной доле воды в нефти от 20 % до 50 % – при объемной доле воды в нефти от 50 % до 70 % – при объемной доле воды в нефти от 70 % до 90 % 	±1,5 ±2,5 ±5,0 ±15,0

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Условия эксплуатации средств измерений (далее - СИ) СИКНС: – температура окружающей среды, °С в месте установки СИ БИЛ в месте установки СОИ в шкафах для ВСН и автоматических пробоотборников – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от минус 40 до 50 от 10 до 35 от 15 до 25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: – напряжение, В: силовое оборудование технические средства СОИ – частота, Гц	380(+10%, -15%) 220(+10%, -15%) 50
Потребляемая мощность, Вт,	не более 10000
Габаритные размеры, мм – шкаф силового оборудования – шкаф вторичной аппаратуры – шкаф обработки информации	1000х400х1900 600х800х2300 600х800х2300
Масса, кг	не более 27000
Средний срок службы, лет	не менее 10

СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечивают взрывозащиту по ГОСТ Р 51330.10 «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ib».

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ- 1,2,5 НГДУ «Елховнефть», зав. № 503.	1 шт.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ- 1,2,5 НГДУ «Елховнефть». Паспорт	1 экз.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ- 1,2,5 НГДУ «Елховнефть». Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 50124-12 «Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ-1,2,5 НГДУ «Елховнефть». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 29 декабря 2011 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный МС5-R: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведе-

ния $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$; диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01 \text{ \%}$.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ-1,2,5 НГДУ «Елховнефть», аттестованная ГЦИ СИ ООО «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 5-361-01.00270-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной количества и параметров нефти сырой № 2048 на входе Кичуйского ТП с объектов ЦДНГ-1,2,5 НГДУ «Елховнефть»

1. ГОСТ Р 51330.10 – 99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь «i».
2. ГОСТ Р 8.596 – 2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. 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

ООО «ИМС Индастриз», Российская Федерация, 117312, г. Москва, ул. Вавилова, строение 47а, тел.(495)775-77-25, 221-10-50, факс (495)221-10-51, e-mail: ims@imsholding.ru, <http://www.imsholding.ru>.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «СТП». Регистрационный номер №30138-09. Республика Татарстан, 420029, г. Казань, ул. Декабристов, д. 81, тел.(843)214-20-98, факс (843)227-40-10, e-mail: office@ooostp.ru, <http://www.ooostp.ru>

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. «____»_____2012 г.