ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 НГДУ «Елховнефть».

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 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) ($Д_у$ 150), контрольно-резервная ИЛ ($Д_у$ 150);

– выходной коллектор ($Д_у$ 200);

– 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 рабочего и контрольно-резервного СРМ при помощи ППУ;

– выполнение контроля метрологических характеристик рабочего 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	7	26803-11
2	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	3	0303-91

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
Блок технологический			
БИЛ			
1	Счетчик расходомер массовый CMF 400 с измерительным преобразователем 2700	2	45115-10
2	Датчик давления Метран-150 TG	2	32854-09
3	Датчик давления Метран-150 CD	2	32854-09
4	Преобразователь температуры Метран-286	2	23410-08
5	Влагомер сырой нефти ВСН-2 ПП-150-100	1	24604-07
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» («OCTOPUS-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» («OCTOPUS-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 «OCTOPUS-L» структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии ПО. Аппаратная защита обеспечивается опломбированием «OCTOPUS-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 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
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон изменения массового расхода нефти через БИЛ, т/ч	от 30 до 220
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/м3 – вязкость кинематическая при 20 °С, сСТ	 от 890 до 945 от 50,1 до 83,8

Наименование характеристики	Значение
– объемная доля воды, %	от 10,1 до 70,2
– массовая доля механических примесей, %	не более 0,2
– массовая доля парафина, %	не более 3,4
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3	не более 21000
– массовая доля серы, %	не более 4,5
– плотность пластовой воды, кг/м^3	от 1010 до 1180
– плотность растворенного газа при 20 °С и 0,101325 МПа, кг/м3	от 1,08 до 1,4
– содержание растворенного газа, м^3/м^3	не более 7,0
– содержание свободного газа	не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нетто нефти:	
• при измерении содержания объемной доли воды в нефти с помощью влагомера сырой нефти ВСН-2 не превышает, %:	
– при объемной доле воды в нефти от 10 % до 20 %	±2,0
– при объемной доле воды в нефти от 20 % до 50 %	±3,0
– при объемной доле воды в нефти от 50 % до 70 %	±5,0
– при объемной доле воды в нефти от 70 % до 85 %	±15,0
• при определении 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, %:	
– при объемной доле воды в нефти от 10 % до 20 %	±1,5
– при объемной доле воды в нефти от 20 % до 50 %	±2,5
– при объемной доле воды в нефти от 50 % до 70 %	±5,0
– при объемной доле воды в нефти от 70 % до 85 %	±15,0
Условия эксплуатации средств измерений (далее - СИ) СИКНС:	
– температура окружающей среды, °С	
в месте установки СИ БИЛ	от минус 40 до 50
в месте установки СОИ	от 10 до 35
в шкафах для ВСН и автоматических пробоотборников	от 15 до 25
– относительная влажность, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Параметры электропитания:	
– напряжение, В:	
силовое оборудование	380(+10%, -15%)
технические средства СОИ	220(+10%, -15%)
– частота, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	не более 10000
Габаритные размеры, мм	
– шкаф силового оборудования	1000x400x1900
– шкаф вторичной аппаратуры	600x800x2300
– шкаф обработки информации	600x800x2300
Масса, кг	не более 23000
Средний срок службы, лет	не менее 10

СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечивают взрывозащиту по ГОСТ Р 51330.10-99 «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 № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 НГДУ «Елховнефть», зав. № 498/2011.	1 шт.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 НГДУ «Елховнефть». Паспорт	1 экз.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 НГДУ «Елховнефть». Методика поверки	1 экз.

Поверка
осуществляется по документу МП 50125-12 «Система измерительная количества и параметров нефти сырой № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 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 MC5-R: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения ±(0,02 % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения ±0,01 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 НГДУ «Елховнефть», аттестованная ГЦИ СИ ООО «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 4-361-01.00270-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной количества и параметров нефти сырой № 2049 на входе Акташской УПВСН с объектов ЦДНГ-7 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.