

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2057
ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть» (далее – СИКНС) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы (массового расхода) и параметров нефти сырой (далее – нефть) и вычисления массы нетто нефти при учетных 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, средств измерений давления, температуры и 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:

- узел измерительных линий (далее – УИЛ);
- узел фильтров (далее – УФ);
- узел измерений параметров нефти (далее – УИК);
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- СОИ.

УИЛ включает одну рабочую и одну контрольно-резервную измерительные линии с диаметром условного прохода (Ду) 100 мм.

Состав СОИ:

- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (далее – ИВК);
- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора СИКНС.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение массы (массового расхода) нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- измерение объемной доли воды в нефти, перепада давления на фильтрах;
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочего СРМ по контрольно - резервному СРМ;
- поверка и КМХ СРМ по ППУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и вычислений, формирование отчетов;

– защита системной информации от несанкционированного доступа.
Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКНС, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
УФ			
1	Датчик давления Метран-150 CD	1	32854-13
2	Манометр для точных измерений МТИ-1216	4	1844-63
УИЛ			
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300 с измерительным преобразователем 2700	2	45115-10
2	Датчик давления Метран-150 TG	2	32854-13
3	Манометр для точных измерений МТИ-1216	2	1844-63
УИК			
1	Влагомер поточный модели F	1	46359-11
Выходной коллектор			
1	Датчик температуры 644	1	39539-08
2	Датчик давления Метран-150 TG	1	32854-13
3	Манометр для точных измерений МТИ-1216	1	1844-63
4	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	1	303-91
СОИ			
1	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000	2	15066-09
2	Rate АРМ оператора СИКНС	1	-

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) и идентификации, а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи. Аппаратная защита обеспечивается опломбированием ИВК. Уровень защиты ПО и измерительной информации по Р 50.2.077-2014 – высокий.

Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	RateCalc.dll	ИВК OMNI 6000 основной	ИВК OMNI 6000 резервный
Идентификационное наименование ПО	RateCalc.dll	ИВК OMNI 6000 основной	ИВК OMNI 6000 резервный
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	24.75.04	24.75.04
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	9111	9111
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	–	–

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКНС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть сырая
Массовый расход нефти, т/ч	от 10 до 38
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,6 до 2,5
Температура нефти, °С	от 5 до 40
Физико-химические свойства нефти: – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³ , не более – объемная доля воды, % – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая при рабочих условиях, мм ² /с (сСт) – содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более – содержание свободного газа, %, не более – плотность растворенного газа при 20 °С и 101,325 кПа, кг/м ³ – плотность свободного газа при 20 °С и 101,325 кПа, кг/м ³	от 900 до 930 1150 от 0 до 100 0,05 100000 от 130 до 190 0,1 0,1 от 1,1 до 1,6 от 1,1 до 1,6
Пределы относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефти, %	±0,25
Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при применении поточного влагомера и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в испытательной лаборатории в обезвоженной дегазированной нефти: – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 0 % до 5 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 5 % до 10 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 10 % до 20 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 20 % до 50 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 50 % до 70 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 70 % до 85 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 85 % до 92 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 92 % до 96 % Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477-65, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти: – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 0,1 % до 5 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 5 % до 10 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 10 % до 20 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 20 % до 50 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 50 % до 70 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 70 % до 85 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 85 % до 92 %	±1,2 % ±1,2 % ±1,2 % ±3,1 % ±5,0 % ±14,3 % ±26,8 % ±53,3 % ±1,3 % ±1,6 % ±1,7 % ±5,0 % ±11,4 % ±27,4 % ±55,6 %

Наименование характеристики	Значение характеристики
<p>Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти по документу «Массовая доля отделенной воды и воды с хлористыми солями, содержащейся во взвешенном состоянии в нефти. Методика измерений в химико-аналитической лаборатории ЦППН НГДУ «Нурлатнефть». (Свидетельство об аттестации методики измерений №01.00284-2010-110/02-2010 от 27.12.2010 г.), массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 10 % до 20 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 20 % до 50 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 50 % до 70 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 70 % до 85 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 85 % до 92 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 92 % до 96 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 96 % до 98 % 	<p>±1,6 %</p> <p>±2,1 %</p> <p>±3,3 %</p> <p>±6,6 %</p> <p>±12,3 %</p> <p>±24,8 %</p> <p>±49,7 %</p>
Режим работы СИКНС	Периодический, постоянный
<p>Условия эксплуатации СИ СИКНС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа 	<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"> - напряжение, В: силовое оборудование технические средства СОИ - частота, Гц 	<p>380, трехфазное</p> <p>220, однофазное</p> <p>50±1</p>
Потребляемая мощность, В·А, не более	600
<p>Габаритные размеры, мм, не более</p> <ul style="list-style-type: none"> - блок-бокса СИКНС - шкафа СОИ 	<p>10000×3200×3000</p> <p>600×1900×800</p>
<p>Масса, кг, не более</p> <ul style="list-style-type: none"> - блок-бокса СИКНС - шкафа СОИ 	<p>10000</p> <p>380</p>
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть», заводской номер 584/2014	1 экз.

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть». Паспорт	1 экз.
МП 198-30151-2015. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть».	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 198-30151-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 30 июня 2015 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- 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 $\pm 0,11$ %;

- калибратор многофункциональный MC5-R, диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...9999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 10 В), погрешность $\pm(0,2$ В + 5 % от установленного значения).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти сырой. Методика (метод) измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть», аттестованная ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №171-81-01.00328-2015 от 08.06.2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2057 ООО «Татнефть-Самара» при УПСВ-6 «Чегодайка» НГДУ «Нурлатнефть»

1. ГОСТ Р 8.596 – 2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

2. Техническая документация ООО «ИМС Индастриз»

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»
105187, г. Москва, ул. Щербаковская д. 53, корп. 15
ИНН 7736545870
Тел.(495)221-10-50; факс (495)221-10-51
e-mail: ims@imsholding.ru
<http://www.imsholding.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
<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.