

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ»

Назначение средства измерений

Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ» (далее – СКУ РП) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы брутто и нетто товарной нефти по ГОСТ Р 51858 (далее – нефть) при ведении учетных операций ОАО «ВЧНГ».

Описание средства измерений

СКУ РП реализует косвенный метод гидростатического измерения массы нефти по ГОСТ 8.595 в вертикальных стальных резервуарах при помощи уровнемера, преобразователей давления и температуры. Принцип действия СКУ РП заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке информации посредством системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам уровня, давления и температуры.

Объем нефти определяется по градуировочной таблице резервуара на основании измерений уровней и температур нефти и подтоварной воды. Плотность нефти определяется двумя методами: лабораторным, по результатам физико-химического анализа и расчетным, основанном на гидростатическом принципе. Масса нефти определяется косвенным методом по измеренным значениям гидростатического давления столба и уровня нефти. Показатели качества нефти определяются в химико-аналитической лаборатории.

В состав СКУ РП входят:

- Резервуары РВС-5000 (заводские номера 21 и 22);
- СОИ.

Каждый из резервуаров оснащен измерительно-управляющей системой Tank Gauging (Госреестр № 25576-07), включающей в себя измерительные каналы (далее – ИК) уровня, гидростатического давления и температуры. В состав измерительно-управляющей системы Tank Gauging входят: уровнемер микроволновый Micropilot S FMR 533 (Госреестр № 17672-08), преобразователь давления Serabar S PMP71 (Госреестр № 41560-09), преобразователь температуры Prothermo NMT539 (Госреестр № 44788-10) и преобразователь Tank Side Monitor NRF590 (Госреестр № 25576-07). Все средства в составе измерительно-управляющей системы Tank Gauging помещены в обогреваемые термобоксы.

СОИ СКУ-РП состоит из комплекса измерительно-вычислительного (далее – ИВК) CENTUM CS3000 (Госреестр № 21532-08) и операторских станций.

Состав и технологическая схема СКУ РП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение уровня, усредненной температуры, гидростатического давления нефти и уровня подтоварной воды;
- расчет массы брутто и нетто нефти в начале и в конце учетной операции, объема и плотности нефти при температуре в резервуаре и приведенные к 15 °С и 20 °С;
- отображение информации о технологическом процессе;
- ведение журнала событий, архивирование данных, автоматическое формирование отчетов об учетно-расчетных операциях;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

СКУ РП представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного импортного изготовления. Монтаж и наладка СКУ РП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СКУ РП и эксплуатационными документами ее компонентов.

Программное обеспечение (ПО) охватывает вычислительные средства, входящие в состав СКУ РП, и реализовывает полный объем функций. ПО СКУ РП разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений количества (массы, объема) и показателей качества нефти, а также защиту и идентификацию ПО СКУ РП. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями массы (массового расхода) и показателей качества нефти).

Защита ПО СКУ РП от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Таблица 1 – Параметры ПО СКУ РП

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО CENTUM CS3000	051-D15-021.edf	1.0	69B39F64	CRC32
	051-D15-022.edf		3B51E5C8	
	051-D20-021.edf		440C2944	
	051-D20-022.edf		96A9ADD1	
	051-DENS-021_C1.edf		C7497459	
	051-DENS-021_C2.edf		CE22ABE6	
	051-DENS-022_C1.edf		89F8F9CB	
	051-DENS-022_C2.edf		21A43205	
	051-FLOW-021_C1.edf		F88227AF	
	051-FLOW-021_C2.edf		157B13A9	
	051-FLOW-022_C1.edf		5F961126	
	051-FLOW-022_C2.edf		BFF2DF30	
	051-FM-021.edf		D7A8C275	
	051-FM-022.edf		3C88CADD	
	051-FV-021.edf		BB30E988	
	051-FV-022.edf		8485D21A	
	051-VOL-021_C1.edf		B2E64FD0	
	051-VOL-021_C2.edf		984F7711	
	051-VOL-022_C1.edf		4E6983CB	
	051-VOL-022_C2.edf		FDAAF9A4	
	051-VOLUME-021.edf		C5FF5555	
	051-VOLUME-022.edf		5ED40D45	
	051-W-021.edf		0A616A6B	
051-W-022.edf	68234E46			
051-WEI-021_C2.edf	60BA9C46			
051-WEI-022_C2.edf	3AC1A303			

Примечание – Для подсчета контрольной суммы была использована программа WIN-RAR версии 4.0.

Идентификация ПО СКУ РП осуществляется путем отображения на дисплее операторской станции управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СКУ РП, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО СКУ РП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем регистрации производственного персонала по личному коду и паролю, проверкой регистрации персонала перед выдачей информации и выполнением команд управления. Доступ к метрологически значимой части ПО СКУ РП для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СКУ РП обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реали-

зуемых алгоритмов. При этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО СКУ РП имеет уровень защиты С.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СКУ описаны в таблицах 2-5.

Таблица 2 – Параметры резервуаров РВС-5000

Обозначение резервуара	Верхний допустимый уровень налива, мм	Нижний допустимый уровень слива, мм	Разность гидростатического давления столба нефти до и после операций слива или налива, кПа, не менее
РВС-21	10800	600	50
РВС-22	10800	600	50

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики СКУ РП

Наименование	Значение
Рабочая среда	Товарная нефть
Диапазоны измерения входных параметров: – уровень нефти в резервуаре, мм – гидростатическое давление столба нефти, кПа – усредненная температура нефти, °С	от 0 до 12000 от 0 до 200 от минус 10 до 40
Физико-химические свойства нефти: – плотность при 20 °С, кг/м ³ – массовая доля воды, не более % массовых – массовая доля механических примесей, не более % массовых – концентрация хлористых солей, не более мг/дм ³ – давление насыщенных паров, кПа – свободный газ	от 820 до 870 0,5 0,05 300 66,7 Отсутствует
Пределы относительной погрешности СКУ РП при измерении массы (массового расхода) брутто нефти: – при массе нефти до 120 т. %; – при массе нефти от 120 т. %.	±0,65 ±0,50
Пределы относительной погрешности СКУ РП при измерении массы (массового расхода) нетто нефти: – при массе нефти до 120 т. % – при массе нефти от 120 т. %	±0,75 ±0,60
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С для уровнемера микроволнового Micropilot S FMR 533 для преобразователя давления Cerabar S PMP71 для преобразователя температуры Prothermo NMT539 для преобразователя Tank Side Monitor NRF590	от минус 40 до 80 от минус 40 до 85 от минус 40 до 85 от минус 40 до 60
для ИБК CENTUM CS3000 – относительная влажность, % для уровнемера микроволнового Micropilot S FMR 533 для преобразователя давления Cerabar S PMP71 для преобразователя температуры Prothermo NMT539 для преобразователя Tank Side Monitor NRF590 для ИБК CENTUM 3000	от 15 до 25 до 80 % без конденсации от 4 до 100 % до 80 % без конденсации до 80 % без конденсации от 20 до 80 % без конденсации
Параметры электропитания: – напряжение, В: – частота, Гц	220 (+10 %, -10 %) 50 ± 1
Потребляемая мощность, Вт, не более	310

Наименование	Значение
Габаритные размеры, мм, длина × ширина × высота, не более: – уровнемера микроволнового Micropilot S FMR 533; – преобразователя давления Cerabar S PMP71; – преобразователя температуры Prothermo NMT539 – преобразователя Tank Side Monitor NRF590 – шкафа СОИ	627x454x454 189x111x152 21929,5x104x120 355x194x242 800x800x2100
Масса, кг, не более	235
Срок службы, лет, не менее	12

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК СКУ РП

№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	
			Основной	В рабочих условиях
1	ИК уровня	от 0 до 12000 мм	1 мм	1 мм
2	ИК давления	от 0 до 200 кПа	0,075 % от диап.	0,075 % от диап.
3	ИК температуры	от минус 10 до 40 °С	0,2 °С	0,2 °С

Таблица 5 – Метрологические характеристики компонентов СКУ РП

№ ИК	Измерительные и связующие компоненты СКУ РП				Комплексный компонент СКУ РП (ИБК CENTUM CS3000)		
	Тип СИ	Тип выходного сигнала	Пределы допускаемой погрешности		Тип входного сигнала	Пределы допускаемой погрешности	
			Основной	Дополнительной		Основной	Дополнительной
1	Micropilot S FMR 533	Цифровой HART	1 мм	отсутс.	Цифровой ModBus по RS-485	отсутс.	отсутс.
	Tank Side Monitor NRF590	Цифровой ModBus по RS-485	отсутств.	отсутств.			
2	Cerabar S PMP71	Цифровой HART	0,075 % от диап.	отсутс.	Цифровой ModBus по RS-485	отсутс.	отсутс.
	Tank Side Monitor NRF590	Цифровой ModBus по RS-485	отсутс.	отсутс.			
3	Prothermo NMT 539	Цифровой HART	0,2 °С	отсутс.	Цифровой ModBus по RS-485	отсутс.	отсутс.
	Tank Side Monitor NRF590	Цифровой ModBus по RS-485	отсутс.	отсутс.			

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафу КИПиА, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Количество
Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ», зав. №01.	1 экз.
Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ». Паспорт.	1 экз.
Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ». Методика поверки.	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 51435-12 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 1 июня 2012 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный модели МС5-R.

Сведения о методиках (методах измерений)

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика (метод) измерений массы нефти в вертикальных резервуарах системой измерительной коммерческого учета резервуарного парка «Талаканское» ОАО «ВЧНГ», регистрационный номер ФР.1.29.2009.05713 в Федеральном реестре методик измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной коммерческого учета резервуарного парка ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ»

ГОСТ Р 51858 -2002 «Нефть. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.595-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- Осуществление государственных учетных операций;
- Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ», Россия, 420029, Республика Татарстан г. Казань, ул. Пионерская, 17

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «СТП», Регистрационный номер №30138-09. Республика Татарстан, 420029, г. Казань, ул. Сибирский тракт 34, корп. 013, офис 306, 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

Ф.В. Булыгин

М.П. «___» _____ 2012 г.