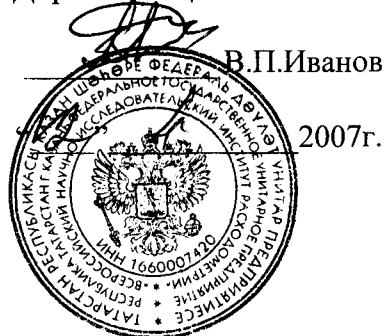


# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

“СОГЛАСОВАНО”

Директор ГЦИ СИ ВНИИР



<b>Установки измерительные КТС – ИУ</b>	Внесен в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35473-07</u> Взамен № _____
---	--

Выпускаются по технической документации, разработанной ООО ПО «Нефтегазовые системы» (г. Москва), МАОА «Нефтеавтоматика» филиалом «Бугульминским опытным заводом нефтеавтоматики БОЗНА» (РТ, г. Бугульма) по ТУ 4213-020-0013793-2006.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные КТС-ИУ (далее КТС-ИУ), предназначены для измерения массы сырой нефти (водонефтяной смеси), массы нефти в смеси, объема нефтяного газа и суточных расходов по нефти и газу при контроле продукции извлекаемой из отдельной скважины и применяются для модернизации действующих автоматизированных групповых замерных установок АГЗУ различных типов и вновь создаваемых в качестве функционально объединенного набора средств измерений и автоматизации таких установок с целью обеспечения требований ГОСТ Р 8.615-2005.

Область применения – нефтедобывающая промышленность.

## ОПИСАНИЕ

Конструктивно КТС-ИУ представляет собой измерительную установку, которая состоит из внесенных в Государственный реестр средств измерений массы жидкости и газа, плотности, температуры и объемного содержания нефти в водонефтяной смеси; набора регулирующей и запорной арматуры, необходимой для автоматизации процесса измерений, а так же блока управления и обработки информации.

КТС-ИУ используется для измерения продукции скважин при условии ее предварительной сепарации с целью разделения жидкой (водонефтяная смесь) и газовой (нефтяной газ) фаз.

КТС-ИУ обеспечивает выполнение прямых измерений:

- массы, плотности и температуры сырой нефти (водонефтяной смеси);
  - массы нефтяного газа;
  - объемной доли нефти в водонефтяной смеси;
  - времени исследования скважины и времени работы ее за отчетный период;
- а так же косвенных измерений:
- объема нефтяного газа;

- массы нефти в водонефтяной смеси и расходов скважины по нефти и газу.

КТС-ИУ проводит измерения перечисленных физических величин в автоматическом режиме в соответствии с «Методикой выполнения измерений количества сырой нефти и нефтяного газа на отдельной скважине с помощью измерительных установок КТС-ИУ» при условии введенных в программу значений плотности воды и нефтяного газа, измеренных стандартизованными методами в лабораторных условиях.

В состав измерительных установок КТС-ИУ входят следующие средства измерений, определяющие его метрологические характеристики и приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование измеряемой физической величины	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Пределы допускаемых погрешностей измерения (их вид)	Тип КТС-ИУ и количество СИ в них							
				КТС-ИУ-400-1	КТС-ИУ-400-2	КТС-ИУ-400-3	КТС-ИУ-400-4	КТС-ИУ-1500-1	КТС-ИУ-1500-2	КТС-ИУ-1500-3	КТС-ИУ-1500-4
Масса и расход сырой нефти	Счетчик жидкости массовый (№ Гос. реестра СИ 12182-04) МАСК-20	2...6 т/ч 6...40 т/ч	$\pm 1\%$ отн. $\pm 0,5\%$ отн.	1	1	1	1				
	МАСК-50	5...15 т/ч 15...100 т/ч	$\pm 1\%$ отн. $\pm 0,5\%$ отн.					1	1	1	1
Плотность сырой нефти	Счетчик-расходомер массовый MicroMotion (№ гос. реестра СИ 13425-06)	700...1200 кг/м <sup>3</sup>	$\pm 2$ кг/м <sup>3</sup> абс.								
Масса и расход нефтяного газа	МАСК-5	100...500 кг/ч	$\pm 3\%$ отн.	1	1						
		500...2000 кг/ч	$\pm 1\%$ отн.								
	МАСК-20	400...2000 кг/ч	$\pm 3\%$ отн.		1	1		1	1		
		2000...7000 кг/ч	$\pm 1\%$ отн.								
	МАСК-50	1000...5000 кг/ч	$\pm 3\%$ отн.						1	1	
		5000...7000 кг/ч	$\pm 1\%$ отн.								
	Счетчик-расходомер массовый MicroMotion (№ гос. реестра СИ 13425-06)						1				
	F100S	100...1300 кг/ч	$\pm (3...0,7)\%$ отн.								
		1300...2000 кг/ч	$\pm 0,7\%$ отн.								
	F200S	250...3500 кг/ч	$\pm (3...0,7)\%$ отн.								1
		3500...7000 кг/ч	$\pm 0,7\%$ отн.								

Продолжение таблицы 1

Объемная доля нефти в водонефтя- ной смеси	Влагомер сырой неф- ти ВОЕЧН (№ гос.ре- естра СИ 32180-06)	100...30 %	±4 % отн.	1	1	1	1	1	1	1	1
Объемная доля воды в водонефтя- ной смеси		30...5 % 5...2 %	±10 % отн. ±18 % отн.								
Темпера- тура сырой нефти	Преобразо- ватель тем- пературы ТСМУ (№ гос. реестра СИ 15200-01)	0...100 °C	±1 °C абс.	1	1	1	1	1	1	1	1
Обработка результатов прямых измерений, передача и хранение получен- ной инфор- мации	Блок обработ- ки информа- ции- промыш- ленный кон- троллер типа SCADApack (№ гос. реестра СИ 16856-03, или БОД ВОЕЧН (№ гос. реестра СИ 32180-06), или Fastwel CPU188-5, или Direct Logic, или Octagon 2050.	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Время ис- следования и работы скважины		0...24 ч 1...31 сут	±0,5 мин ±5 мин								

Все вновь применяемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр.

Типы установок КТС-ИУ-400 и КТС-ИУ-1500 применяются в комплекте с АГЗУ, имеющими объем сепаратора от 0,5 до 2,0 м<sup>3</sup> и свыше 2 м<sup>3</sup>, соответственно, в различной комплектации в зависимости от диапазонов расходов скважин по сырой нефти и нефтяному газу.

Диапазоны расходов скважин и расходов на выходе АГЗУ по сырой нефти и нефтяному газу в зависимости от типа измерительной установки приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Тип КТС-ИУ	Диапазоны расходов			
	По сырой нефти		По нефтяному газу	
	скважины т/сут	на выходе АГЗУ т/ч	скважины нм <sup>3</sup> /сут	на выходе АГЗУ кг/ч
КТС-ИУ-400-1	3...400	2...40	500...15000хР <sub>к</sub>	100...2000
КТС-ИУ-400-2	3...400	2...40	500...Q <sub>1</sub> , где 15000хР <sub>к</sub> ≤ Q <sub>1</sub> ≤ 60000	100...2000
КТС-ИУ-400-3	3...400	2...40	Q <sub>1</sub> ...60000	400...2000
КТС-ИУ-400-4	3...400	2...40	3500...60000	100...2000
КТС-ИУ-1500-1	12...1500	5...100	500...60000хР <sub>к</sub>	400...2000
КТС-ИУ-1500-2	12...1500	5...100	500...Q <sub>2</sub> , где 60000хР <sub>к</sub> ≤ Q <sub>2</sub> ≤ 225000	400...7000
КТС-ИУ-1500-3	12...1500	5...100	Q <sub>2</sub> ...225000	1000...7000
КТС-ИУ-1500-4	12...1500	5...100	8500...225000	250...7000

Обозначения: Р<sub>к</sub> – избыточное давление сбора сырой нефти в коллекторе, в МПа;  
Q<sub>1,2</sub> – допускаемые значения расходов, при которых обеспечиваются  
нормированные погрешности измерений.

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3.

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочее избыточное давление, МПа	0,5...4,0
Объемная доля воды в водонефтяной смеси, %	0...98
Температура рабочей среды, °С	+5...+85
Плотность водонефтяной смеси, кг/м <sup>3</sup>	800...1100
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup>	0,7...1,2
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1000...1100
Температура окружающей среды для первичных преобразователей, °С	-50...+50
для остальных блоков, °С	+5...+50
Объемная доля свободного газа в нефти после сепаратора, %	не более 2
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерений	
- массы сырой нефти (водонефтяной смеси) и ее расхода, %	±2,5
- массы нефти и ее расхода при объемной доле нефти в смеси от 100 до 30 %,	±6,0
от 30 до 5 %,	±15,0
от 5 до 2 %,	±30,0
- объема нефтяного газа, %	±5,0
Напряжение питания, В	220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub>
Частота питания, Гц	50±1
Потребляемая мощность, Вт	50
Масса комплекта КТС-ИУ, не более, кг	110
Срок службы, лет	10

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта установки и на шильдик установки КТС-ИУ.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

1. Измерительная установка КТС-ИУ в составе: согласно инструкции по эксплуатации.
2. Инструкция по эксплуатации КТС-ИУ.
3. Инструкция «ГСИ. Установки измерительные КТС-ИУ. Методика поверки М.П.4213-020-0013793-2006».

## ПОВЕРКА

Поверку КТС-ИУ проводят в соответствии с инструкцией «ГСИ. Установки измерительные КТС-ИУ. Методика поверки. М.П.4213-020-0013793-2006», утверждённой ГНМЦ ВНИИР.

Основное поверочное оборудование:

1. Стационарная установка поверочная СР-М с диапазоном расхода от 0,794 до 794 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой основной относительной погрешности:  $\pm 0,09\%$ .
  2. Установка поверочная счетчиков массовых УПВ-100. (Госреестр № 32918-06).
  3. Преобразователь плотности поточный "Solartron" модели 7835, диапазон измерений 700-1000 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,30$  кг/м<sup>3</sup>.
  4. Весы лабораторные электронные, с наибольшим пределом взвешивания 5 кг, с погрешностью измерения  $\pm 0,1$  г по ГОСТ 24104;
- Межповерочный интервал – 2 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 12997-84 «Изделия ГСП. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

ТУ 4213-020-0013793-2006 «Измерительные установки КТС-ИУ. Технические условия».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип измерительной установки КТС-ИУ утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: МОАО «Нефтеавтоматика»

Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика»

Адрес: 423230, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Воровского, 41.  
тел./факс (817) 51-15; 4-51-13.

Заявитель: ООО «Нефтегазовые системы»

Адрес: 115184, Москва, Кожевниковский проезд, д. 4  
тел./факс (495) 411-7777

Генеральный директор

И.В. Ворсобин

