

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –
директор ФГУП «ВНИИР»



В.П. Иванов
2008 г.

<p>Система измерения количества и показателей качества нефти сырой «Рубин-МК» ПСП «Агаровка» ОАО «Оренбургнефть»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38635-08</u></p>
--	---

Изготовлена по технической документации ООО НПП «Системнефтегаз» (г. Октябрьский, Башкортостан). Заводской номер 16.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерения количества и показателей качества нефти сырой «Рубин - МК» (далее – СИКНС «Рубин-МК») предназначена для автоматизированного измерения количества и физико-химических показателей качества нефти сырой и работы в составе информационно-вычислительного комплекса предприятия с пределами погрешности согласно требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические технические требования» и «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденной приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005г. № 69.

СИКНС «Рубин-МК» обеспечивает выполнение следующих функций:

1. Измерение в автоматическом режиме массы нефти сырой при температуре и давлении по каждой измерительной линии и в целом по СИКНС «Рубин-МК».
2. Автоматический отбор объединенной пробы, ручной отбор точечной пробы.
3. Автоматические поверки массовых расходомеров при помощи трубопоршневой установки без нарушения процесса измерений.
4. Контроль перепада давления на фильтрах.
5. Автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений параметров:
 - расхода, температуры и давления по каждой измерительной линии;
 - наличия свободного газа в продукте по данным ИФС (индикатор фазового состояния);
 - влагосодержания нефти;
 - плотности нефти.
6. Индикацию и автоматическое обновление данных измерений массы продукта, расхода по каждой измерительной линии и в целом по СИКНС «Рубин-МК», значений температуры, давления по каждой измерительной линии и в блоке измерения качества, текущего значения плотности при температуре и давлении, среднего значения плотности с выводом на монитор по требованию.
7. Определение массы нефти сырой по ГОСТ Р 8.615-2005 с использованием значений балласта, полученных в аналитической лаборатории.
8. Регистрацию результатов измерений, хранение и передачу на системы верхнего уровня.

9. Отображение на экране монитора паспортов качества нефти сырой за выбранный промежуток времени, возможность ввода показаний качества и вывод на печать заполненных паспортов.

10. Отображение на экране монитора акта приемо-сдачи продукта за выбранный промежуток времени, возможность ввода данных и вывод на печать заполненного акта.

11. Отображение на экране монитора технологической схемы СИКНС «Рубин-МК».

ОПИСАНИЕ

Принцип работы СИКНС «Рубин-МК» заключается в производстве учета массы нефти сырой массовым динамическим методом.

В состав СИКНС «Рубин-МК» входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерения параметров качества продукта (БИК);
- система обработки информации (СОИ);
- блок трубопоршневой установки «Сапфир М-300» (ТПУ)

В блок измерительных линий входят:

- счётчики-расходомеры массовые CMF-300;
- преобразователи давления измерительные EMERSON 3051 TG;
- преобразователи измерительные EMERSON 644H

В блок измерения параметров качества продукта входят:

- преобразователи давления измерительные EMERSON 3051 TG;
- преобразователи измерительные EMERSON 644H;
- преобразователь плотности Solartron 7835;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм.

Межблочная технологическая линия оснащена индикатором фазового состояния ИФС-1В-700М.

На выходе узла учёта установлен влагомер сырой нефти полнопоточный ВСН-2-ПП-150-10.

В состав ТПУ входят:

- стационарная однонаправленная ТПУ «Сапфир М-300», с электроприводом «AUMA», с полимерным покрытием калиброванного участка, с контролем протечек крана-манипулятора;
- преобразователь измерительный EMERSON 644H;
- преобразователь давления измерительный EMERSON 3051 TGP.

Система обработки информации (СОИ) - система сбора данных и управления с обменом информацией по стандартному каналу, передачи данных в вычислительный комплекс (персональный компьютер IBM с программным обеспечением).

Кроме указанных выше блоков предусмотрена арматура для подключения передвижной трубопоршневой установки для поверки стационарной ТПУ.

В таблице 1 приведены средства измерения используемые в СИКНС.

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Номер в Госреестре СИ	Значение погрешности
1	Счётчик-расходомер массовый CMF-300 с допускаемой относительной погрешностью по массе, не более	13425-01	$\pm 0,12\%$
2	Турбинные преобразователи НОРД-1П с относительной погрешностью	18569-04	$\pm 0,15\%$

Продолжение табл.1.

1	2	3	4
3	Преобразователь плотности Solartron 7835 с абсолютной погрешностью, не более	15644-01	$\pm 0,3$ кг/м ³
4	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм с основной абсолютной погрешностью, не более	14557-01	$\pm 0,1\%$
5	Влагомер сырой нефти полнопоточный ВСН-2-ПП-150-10 с абсолютной погрешностью	12394-93	$\pm 1,0\%$
6	Преобразователь давления измерительный EMERSON 3051 TG с погрешностью, не более	14061-04	$\pm 0,25\%$
7	Преобразователь измерительный EMERSON 644Н с абсолютной погрешностью, не более	14683-04	$\pm 0,2^{\circ}\text{C}$
8	Манометр МПТИ-У2 0-6,0 МПа с классом точности	ГОСТ 2405-88	0,6
9	Термометр стеклянный ТЛ-4 Б с ценой деления	303-91	$0,1^{\circ}\text{C}$

Все средства измерений и оборудование расположенное во взрывоопасной зоне выполнены во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51330.0-99, Р 51330.1-99.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

В таблице 2 приведены основные технические характеристики.

Таблица 2

Параметры	Единица измерения	Значение параметра
1	2	3
Расход нефти:	Т/ч	
- минимальный		10
- максимальный		100
Рабочее давление	МПа не более	4,0

Продолжение табл.2.

1	2	3
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости: - в рабочем режиме - в режиме поверки	МПа не более не более	0,2 0,8
Температура окружающей среды: - на межблочных технологических линиях - блоках технологических	°С	от минус 30 до плюс 50 от плюс 5 до плюс 30
Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов 10-100% от максимального при измерении: - массы брутто - массы нетто	%	± 0,25 ± 0,40
Напряжение питания	В	380±38 В, 3-х фазное, 220 ⁺²² -33
Частота напряжения питания	Гц	50±1
Режим работы СИКНС		постоянный
Режим работы ТПУ		периодический
Потребляемая мощность изделия, не более	кВА	17
Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78		ПА ТЗ
Класс взрывоопасной и пожарной опасности по ПУЭ		В-1а
Группа производственных процессов по санитарной характеристике (СНиП 2.09.04-87) - блока технологического узла учёта - блока технологического ТПУ		1В 1В
Габаритные размеры блоков, не более - блока технологического узла учёта - блока технологического ТПУ	мм	10450х3200х2850 7620х3200х2850
Масса, не более - блока технологического узла учета - блока технологического ТПУ	кг	12000 10000
Вероятность безотказной работы за 2000 ч. не менее		0,9
Средний срок службы, не менее	лет	8

По защищенности от попадания внутрь пыли, твердых частиц и воды изделия относят к группе исполнения IP54.

По устойчивости и прочности к воздействию при эксплуатации механических нагрузок изделия соответствуют исполнению обыкновенное.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на фирменную табличку изделия по технологии завода-изготовителя и на титульном листе эксплуатационных документов.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки СИКНС «Рубин-МК» приведен в таблице 3.

Таблица 3

Наименование изделия	Кол-во, шт.	Примечание
Блок технологический узла учёта	1	Зав.№16
Блок технологический ТПУ	1	Зав.№126
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03.	1	Зав.№147
Шкаф приборный	1	
Шкаф силовой	1	
Ха 1.620.072-02 РЭ	1	Руководство по эксплуатации
Ха 1.620.072-02 ПС	1	Паспорт
	1	Программа комплексного опробования
Ха 1.620.072-02 И	1	Методика поверки

ПОВЕРКА

Поверку СИКНС «Рубин-МК» осуществляют в соответствии с инструкцией «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти сырой «Рубин МК» на ПСП «Агаровка» ОАО «Оренбургнефть». Методика поверки».

Основное поверочное средство – трубопоршневая установка ТПУ «Сапфир-М» ТУ 4213-000-00229547-02, пределы относительной погрешности $\pm 0,05\%$.

Межповерочный интервал – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

ГОСТ Р8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические технические требования».

ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия».

«Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденной приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005г. №69.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти сырой «Рубин-МК» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ООО НПП «Системнефтегаз».

Адрес: Башкортостан, 452606, г. Октябрьский, ул. Садовое кольцо, 17А.

Телефон (факс): (34767) 6-72-24

Технический директор
ООО НПП «Системнефтегаз»



Б.Н.Уваров