

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ –
Заместитель директора по научной
работе ФГУП «ВНИИР»



И. Реут

2010 г.

Система измерений количества и параметров нефти сырой УПН с ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 45204-10
--	--

Изготовлена по проектной документации ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) в одном экземпляре.

Заводской номер: 99.

Назначение и область применения

Система измерений количества и параметров нефти сырой установки переработки нефти с прямо-сдаточным пунктом «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы и параметров нефти сырой при учетных операциях между ННП-1 Александровского месторождения и ООО «Татнефть-Самара».

Описание

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой, реализованного с помощью измерительного преобразователя массового расхода жидкости – массового счетчика-расходомера (далее – МР).

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

СИКНС состоит из следующих средств измерений (номер по Госреестру):

- расходомеры массовые Promass 83F (№ 15201-07);
- преобразователи давления измерительные модели Serabar PMP (№ 41560-09);
- манометры МПТИ ОАО «Манотомь» (№ 26803-06);
- манометры МПЗ-УУ2 ОАО «Манотомь» (№ 10135-05);
- преобразователи температуры TR-10 (№26239-06)
- термометры стеклянные типа ТЛ-4 исп. 1 (№ 303-91);
- контроллер измерительный FloBoss модели S600 (№14661-08);

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);

- автоматическое вычисление массы нефти сырой в рабочем диапазоне (т);
- автоматическое измерение температуры (°С) и давления (МПа) нефти;
- автоматическое измерение объемного содержания воды в нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик МР по передвижной поверочной установке;
- контроль метрологических характеристик рабочего МР по контрольному МР или по передвижной поверочной установке (далее – ПУ);
- поверку рабочего и контрольного МР по передвижной ПУ.
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Метрологически значимое ПО системы и измеренные данные защищены от случайных или непреднамеренных изменений.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 8,0 до 60,0
Диапазон измерений температуры, °С	от 5 до 38
Диапазон измерений давления, МПа	от 0,25 до 4,0
Диапазон измерений массовой доли воды, %	не более 10,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении объемной доли воды, %	±0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях массы сырой нефти, % - на рабочей линии - на резервно-контрольной линии	±0,25 ±0,20
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервно-контрольная).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность

1. Единичный экземпляр системы в составе согласно инструкции по эксплуатации.
2. Инструкция по эксплуатации системы.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой УПН с ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара». Методика поверки».

4. МИ 3140-2008 Рекомендация «ГСИ Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой УПН с ПСП ЗАО «Татнефть-Самара».

Поверка

Поверку системы проводят в соответствии с инструкцией «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой УПН с ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в 2010 г.

Основное поверочное оборудование (рабочие эталоны):

Установка эталонная мобильная «МЭУ-1» с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкости: $\pm 0,11\%$.

Межповерочный интервал системы: один год.

Нормативные документы

МИ 2693-2001 «ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения».

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

МИ 3140-2008 «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений системой измерения количества и параметров нефти сырой установки подготовки нефти с приемо-сдаточным пунктом ООО «Татнефть-Самара».

Рекомендация «ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые «Promass» фирмы «Endress Hauser». Методика поверки эталонной передвижной массомерной установкой», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 14.07.2006 г.

Заключение

Тип единичного экземпляра системы измерений количества и параметров нефти сырой УПН с ПСП «Калиновый Ключ» ООО «Татнефть-Самара» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель

Изготовитель и заявитель: ОАО «Нефтеавтоматика».

Адрес: 450005, республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24, телефон (3472) 28 44 36, факс (3472) 28 80 98.

Генеральный директор
ОАО «Нефтеавтоматика»



А.П. Иванов