

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» ОАО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» ОАО «Самаранефтегаз» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и массы нетто нефти и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ОАО «Самаранефтегаз» и Бугурусланским РНУ ОАО «Приволжскнефтеровод».

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ООО «Метрология и Автоматизация» (г. Самара) по проектной документации ООО «Метрология и Автоматизация» (г. Самара), из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 902.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих.

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью счетчиков (преобразователей) жидкости лопастных, поточных преобразователей плотности и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускают неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик (преобразователь) жидкости лопастной Ду 8” (№ 12749-05);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);
- преобразователь измерительный 3144Р (№ 14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (№ 22257-05);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85, установленное на входном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительных модели 7835 (№ 15644-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (№ 14557-05);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (№ 15642-06);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);
- преобразователь измерительный 3144Р (№ 14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (№ 22257-05);
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97 (№ 22214-01)
- две системы смешивания и отбора проб Clif Mock True Cut C-22;
- устройство для ручного отбора точечных проб с диспергатором по ГОСТ 2517-85;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Блок ТПУ состоит из установки трубопоршневой «Сапфир М»-500 заводской № 63 (Госреестр № 23520-07) с диапазоном измерений от 40 до 500 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,10\%$ в комплекте с преобразователями давления и температуры, аналогичными установленным в БИК, и обеспечивает проведение оверки и контроля метрологических характеристик счетчиков (преобразователей) жидкости лопастных.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» с функцией резервирования (Госреестр № 19240-05), осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Rate АРМ оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне (м³/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик счетчиков (преобразователей) жидкости лопастных по стационарной поверочной установке;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» (далее – ИВК), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения ИВК № ПО-2550-03-2011, выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 14.01.2011 г.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР».

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, непреднамеренных и преднамеренных изменений алгоритмов и установленных параметров разграничением прав доступа пользователей с помощью системы паролей, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от изменения путем кодирования.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО, входящего в состав СИКН:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Rate АРМ оператора УУН»	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32
PX.342.01.01.00 АВ. Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода	342.01.01	1FEEA203	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Рабочий диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 141 до 480;
Рабочий диапазон температур нефти, °С	от 5 до 40;
Рабочий диапазон давлений нефти, МПа	0,5 до 4,14;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 850 до 950;
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с	от 34 до 100;
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефти, %	±0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0045-13 МП.

Поверка

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0045-13 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» ОАО «Самаранефтегаз». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 19.12.2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- установка поверочная трубопоршневая с диапазоном измерений от 40 до 500 м³/ч «Сапфир М»-500 (Госреестр № 23520-07).
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);

- плотномер МД-02 (Госреестр № 28944-08);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» ОАО «Самаранефтегаз», утверждена ООО «Метрология и Автоматизация» 06.12.2013 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» ОАО «Самаранефтегаз»

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

2. «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»).

Адрес: 443013, г. Самара, ул. Киевская, 5А

Тел.: +7 (846) 247-89-19

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2014 г.