

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-1 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-1 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее - СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массы и параметров сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров сырой нефти (далее - БИК), входного и выходного коллектора, узла подключения передвижной поверочной установки и системы сбора и обработки информации (СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

Блок фильтров состоит из:

- два фильтра МИГ-ФБн-200-40;
- четыре манометра показывающих для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11) (по одному на входе и выходе каждого фильтра)
- датчик давления Метран-150 модели 150CD3 (Госреестр № 32854-13).

На входном коллекторе СИКНС установлены:

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11).

БИЛ состоит из двух измерительных линий (ИЛ): одной рабочей и одной контрольно-резервной ИЛ.

На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF400 (далее - массомер) (Госреестр № 45115-10);
- датчик давления Метран-150 модели 150TG3 (Госреестр № 32854-13);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11).

БИК выполняет функции непрерывного измерения объемной доли воды в сырой нефти, плотности сырой нефти и автоматического отбора объединенной пробы для последующего определения параметров сырой нефти в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ.

В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два фильтра сетчатых, для контроля перепада давления на фильтрах на входе и выходе каждого фильтра установлены манометры показывающие для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- два центробежных насоса, на выходе каждого насоса установлен манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм2 (Госреестр № 14557-10);

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (Госреестр № 52638-13);
- датчик давления Метран-150 модели 150TG3 (Госреестр № 32854-13);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11);
- ультразвуковой расходомер UFM 3030 (Госреестр № 48218-11);
- два пробоотборника для автоматического отбора проб «Стандарт-А»;
- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт-Р»;
- узел подключения резервного влагомера;
- ручной регулятор расхода.

Узел подключения передвижной поверочной установки размещен на выходном трубопроводе БИЛ и предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки и контроля метрологических характеристик массометров.

На выходном коллекторе СИКНС установлены:

- датчик давления Метран-150 модели 150TG3 (Госреестр № 32854-13);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2 (Госреестр № 26803-11);
- термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р (Госреестр № 46078-11);
- смеситель потока «Вихрь»;
- щелевое пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят:

- два комплекса измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (основной и резервный) (Госреестр № 43239-09);
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН», оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКНС, в соответствии с МИ 3002-2006 и методиками поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение давления и температуры сырой нефти;
- автоматическое измерение перепада давления сырой нефти на фильтрах;
- автоматическое измерение объемной доли воды в сырой нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы сырой нефти;
- ручное регулирование расхода сырой нефти;
- автоматическое измерение массы сырой нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто сырой нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик (КМХ) массометров по передвижной поверочной установке;
- КМХ рабочего массометра по контрольно-резервному массометру;
- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов КМХ;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня - верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Доступ к метрологически значимой части ПО комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») для пользователей закрыт.

К ПО верхнего уровня относится ПО АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР».

ПО СИКНС защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных путем введения паролей, разграниченного уровня доступа, механическим опломбированием, ведением внутреннего журнала фиксации событий:

Уровень защиты ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «высокий».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	«ОКТОПУС-Л»	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	B6D270DB

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть сырая
Рабочий диапазон массового расхода, т/ч	от 40 до 270
Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С	от +40 до +70
Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа	от 0,5 до 4,4
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 797,4 до 918,6
Рабочий диапазон кинематической вязкости сырой нефти, мм ² /с	от 2 до 100
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	10
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	1000
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером, %:	
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 5 %	±0,35
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5 до 10 %	±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %:	
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 5 %	±0,57
в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5 до 10 %	±1,1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

- 1 Единичный экземпляр СИКНС.
- 2 Руководство по эксплуатации 207/13-03-РЭ.
- 3 Паспорт 207/13-03-ПС.
- 4 Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-1 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0084-2015 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0084-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-1 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» 30.09.2015 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- установка передвижная поверочная 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
 - устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (регистрационный № 39214-08);
 - рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614-2013;
 - калибратор температуры АТС-140В (регистрационный № 20262-07);
 - калибратор давления модульный МС2-Р (регистрационный № 28899-05).
- Знак поверки наносится на свидетельств о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-1 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», регистрационный код в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2014.17812.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ-1 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»), ИНН 6330013048
443013, г. Самара, ул. Киевская, 5А
Тел/факс: (846) 247-89-19, 247-89-29, 247-89-00
E-mail: ma@ma-samara.ru

Испытательный центр

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»

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

Тел/факс: (843) 295-30-47, 295-30-96

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации ПАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.