

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерение массы нефти проводится косвенным методом динамических измерений, реализованным с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, преобразователя плотности жидкости и системы обработки информации.

СИКН изготовлена из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления.

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

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

БИЛ состоит из трех рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий. В каждой рабочей измерительной линии установлены: преобразователи расхода жидкости турбинные, измерительные преобразователи давления и температуры нефти, манометры и термометры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройств щелевого типа (рабочее или резервное), установленных на выходном коллекторе СИКН. В БИК установлены: два поточных влагомера (рабочий и резервный), два преобразователя плотности жидкости измерительных (рабочий и резервный), два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных (рабочий и резервный), измерительные преобразователи давления и температуры нефти, манометры и термометры, ручное и два автоматических (рабочее и резервное) устройства для отбора проб нефти из трубопровода, индикатор расхода.

Блок ТПУ состоит из стационарной ТПУ 1-го разряда и эталонной поверочной установки на базе эталонного мерника 1-го разряда, и обеспечивает поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных по ТПУ 1-го разряда. На входном и выходном коллекторах стационарной ТПУ установлены измерительные преобразователи давления и температуры нефти.

Поверка стационарной ТПУ 1-го разряда производится по эталонной поверочной установке на базе мерника 1-го разряда.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных (рабочий и резервный), которые осуществляют сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе персонального компьютера с аттестованным программным обеспечением, оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знаков поверки, в виде оттисков поверительных клейм или наклеек, на средства измерений, входящих в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме массы брутто и объемного расхода нефти;
- измерение в автоматическом режиме температуры, давления, влагосодержания и плотности нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода жидкости турбинных по стационарной ТПУ 1-го разряда;
- контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода жидкости турбинных по контрольно-резервному;
- поверку стационарной поверочной установки по эталонной установке на базе эталонного мерника 1-го разряда;
- ручной и автоматический отбор проб нефти, ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах).

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН содержит средства обнаружения, обозначения и устранения сбоев и искажений, которые нарушают целостность результатов измерений. Метрологически значимое программное обеспечение СИКН защищено от случайных или непреднамеренных изменений, имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

В контроллере измерительном Floboss S600 реализованы 10 уровней доступа: от 0 (высший) до 9 (нижний). Уровень доступа определяет, какие данные разрешается изменять. Уровень 0 зарезервирован и не может быть установлен в качестве регистрационного уровня для пользователей. Алгоритмы вычислений контроллера измерительного аттестованы (свидетельство № 1551014-06 от 12.12.2006 г., ФГУП «ВНИИР»).

В программном комплексе автоматизированного рабочего места оператора используется система разграничения доступа к различным функциям, настройкам, влияющим на целостность результатов измерений, с 6 уровнями доступа: от уровня «Гость» (самый низкий уровень доступа – просмотр, не требующий ввода пароля) до уровня «Администратор» (режим разработчика).

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО):

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора «Сропос»	1.0.2.1	41480AA1	CRC32
Floboss S600	05.42	8D830A6A	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858;
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 380 до 2520;
Диапазон измерений температуры, °С	от - 10 до +25;
Диапазон измерений давления, МПа	от 0,25 до 1,6;
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	от 750 до 950;
Диапазон измерений массовой доли воды, %	до 1,0;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3;

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти, %	±0,05;
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

Наименование (номер по Госреестру средств измерений)	Кол. (шт.)
Контроллер измерительный Floboss S 600 (№ 38623-08)	2
Преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N модели 250-2000 (№ 15427-06)	2
Счетчик (преобразователь) жидкости лопастной модели M16-S3 (№ 12749-05)	1
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (№ 14557-05)	2
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (№ 15644-06)	2
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 (№ 15642-06)	2
Преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04)	6
Датчик температуры 644 (№ 39539-08)	5
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (№ 20054-06)	1
Устройство пробозаборное щелевого типа по ГОСТ 2517	1
Автоматический пробоотборник Cliff Mock True Cut 2"	2
Ручной пробоотборник «Стандарт-Р»	1
Манометр МПТИ (№ 37047-08)	16
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (№ 303-91)	10
Автоматизированное рабочее место оператора	2
Инструкция по эксплуатации	1
Методика поверки	1
Паспорт	1

Поверка

осуществляется по документу Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 01.10.2010 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510;
- 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.

Межповерочный интервал - 1 год.

Сведения о методиках (методах) измерений

Выполнение измерений массы нефти производят в соответствии с методикой измерений регламентированной в документе МН 05С-2009 «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС», аттестованной ФГУ «Татарстанский центр сертификации, стандартизации и метрологии», ФР.1.29.2010.07126.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Нефтеавтоматика»
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
тел/факс (347) 228-81-70

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а
Тел/факс: (843) 295-30-46; 295-30-47; 295-30-96
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.П. «___» _____ 2011г.