

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 407 ЛПДС
«Лопатино» АО «Траснефть - Дружба»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества № 407 ЛПДС «Лопатино» АО «Траснефть – Дружба» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между АО «Траснефть – Дружба» и ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» (ОАО «КНПЗ»).

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью счетчиков нефти турбинных или преобразователя объема жидкости лопастного, поточных преобразователей плотности и системы обработки информации.

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

БИЛ состоит из четырех измерительных линий (ИЛ): трех рабочих и одной контрольной ИЛ.

На каждой из рабочих ИЛ установлены следующие средства измерений:

- счетчик нефти турбинный МИГ-250 DN 250 с диапазоном измеряемых расходов от 285 до 1900 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расхода не более $\pm 0,15$ %;

- преобразователь давления измерительный EJX 430A с диапазоном измерений от 0 до 3,5 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;

- термопреобразователь сопротивления серии TR модификации TR200 с диапазоном измерений от минус 50 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,2$ °С;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На контрольной ИЛ установлены следующие средства измерений:

- преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter модели M16 DN 400 с диапазоном измеряемых расходов от 200 до 2000 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ %;

- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным на рабочих ИЛ.

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

В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительных модели 7835 (основной и резервный) с диапазоном измерений от 300 до 1100 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3$ кг/м³;

- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7827 (основной и резервный) в комплекте с устройствами измерения параметров жидкости и газа

модели 7951, с диапазоном измерений от 1 до 100 мПа·с и пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 1 %;

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (основной и резервный) с диапазоном измерения объемной доли воды от 0,01 % до 2,0 % и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения $\pm 0,05$ %;

- преобразователь давления измерительный EJA 530A с диапазоном измерений от 0,1 до 0,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;

- два термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (основной и резервный) с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С;

- расходомер UFM 3030K DN 25 с диапазоном измеряемых расходов от 0,9 до 20 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 5 %;

- два автоматических пробоотборника модели Clif Mock True Cut C-22;

- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт – Р», выполненный по ГОСТ 2517-2012;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

В состав блока ПУ входят:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB 2-го разряда с диапазоном измерений от 200 до 2000 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %;

- два преобразователя давления измерительных 3051 с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;

- два преобразователя измерительных 644 в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, с диапазоном измерений от минус 50 °С до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С;

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

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

- два контроллера измерительно-вычислительных OMNI-6000 с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения объема при стандартных условиях $\pm 0,025$ %;

- автоматизированное рабочее место оператора «ОЗНА-Flow» (основное) и автоматизированное рабочее место оператора «Rate. АРМ оператора УУН» (резервное) на базе персональных компьютеров, оснащенных 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 и методиками поверки для СИ входящих в состав СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объема нефти в БИЛ;

- автоматическое измерение давления и температуры нефти в БИК и БИЛ;

- автоматическое измерение объемного влагосодержания в нефти в БИК;

- автоматическое измерение плотности нефти в БИК;

- автоматическое измерение вязкости нефти в БИК;

- автоматическое измерение расхода нефти в БИК;

- автоматический и ручной отбор пробы нефти в БИК;

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;

- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;

- поверку и контроль метрологических характеристик лопастного и турбинных преобразователей расхода жидкости по стационарной двунаправленной трубопоршневой поверочной установке;

- поверку стационарной поверочной трубопоршневой двунаправленной установки по передвижной ПУ 1-го разряда;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов (часового, двухчасового, оперативного, сменного, суточного, журнала регистрации показаний СИКН), протоколов контроля метрологических характеристик и поверки, 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 контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций согласно заложенным алгоритмам, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигураций, обработку и передачу данных согласно текущей конфигурации контроллера.

К ПО верхнего уровня относятся ПО автоматизированного рабочего места оператора «ОЗНА-Flow» (основное), свидетельство об аттестации программного обеспечения № 40014-11 от 31.03.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР», и ПО автоматизированного рабочего места оператора «Rate. АРМ оператора УУН» (резервное), свидетельство об аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР».

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;

- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

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

Идентификационные данные ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.XX.XX
Цифровой идентификатор ПО	-
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Идентификационные данные ПО ПК «ОЗНА-Flow»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.1
Цифровой идентификатор ПО	64C56178
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Идентификационные данные ПО ПК «Rate. АРМ оператора УУН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 285 до 1900;
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 3 до 35;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,2 до 0,6;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 800 до 900;
Рабочий диапазон вязкости нефти, мм ² /с	от 6 до 35;
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С, не более	± 0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %, не более	± 0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³ , не более	± 0,3;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, не более	± 0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, не более	± 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 № 407 ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0062-2014 МП.

Поверка

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0062-14 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 407 ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 25.12.2014 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- рабочий эталон вязкости жидкостей 2-го разряда по ГОСТ 8.025-96, либо преобразователь вязкости жидкости 7829 Master с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 0,5%;
- 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

Рекомендация «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 407, расположенной на ЛПДС «Лопатино» Куйбышевского РУ ОАО «МН «Дружба», регистрационный код в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2010.07655.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 407 ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба»

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», утверждены приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69.

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
тел/факс (347) 228-81-70
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть – Дружба» (АО «Транснефть – Дружба»)
241020, Россия, Брянская обл., г. Брянск, ул. Уральская, 113
Телефон: +7 (4832) 74-76-52, факс: +7 (4832) 67-62-30
E-mail: office@brn.transneft.ru

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

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2015 г.