

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод» предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ОАО «АК «Транснефть» и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис» (г. Уфа), из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 01.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных и системы обработки информации.

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 резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM DN10” (№ 16128-10);
- преобразователи давления измерительные 3051 (№ 14061-10);
- датчики температуры 644 (№ 39539-08);
- манометры и термометры 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:

- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (№ 15644-01);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827 (№ 15642-01);
- преобразователи давления измерительные 3051 (№ 14061-99);
- преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры (№ 14683-00) в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (№ 22257-01);
- автоматические пробоотборники Проба-1М;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;
- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-85.

Блок ТПУ состоит из стационарной двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкости (Госреестр № 20054-00) в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИК и обеспечивает проведение поверки и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss S600+ (Госреестр № 38623-11) основной и резервный, осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих мест оператора (далее – АРМ) основной и резервный на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сроpos», оснащенного 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 ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$) нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР 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 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 и программа обработки результатов измерений массы нефти контроллера измерительного «FloBoss S600+» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации №01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 г., ОАО «Нефтеавтоматика» ОП ГНМЦ).

В программном комплексе АРМ оператора используется система разграничения доступа к различным функциям и 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). Алгоритм вычислений и программа обработки результатов измерений АРМ программного комплекса «Сроpos» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012 г., ОАО «Нефтеавтоматика» ОП ГНМЦ).

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО):

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора	Программный комплекс «Сроpos»	1.37	DCB7D88F	CRC32
Конфигурационный файл FloBoss S600+	STAROL2+154	225	79D6	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 660 до 2500
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от 4 до 35
Диапазон измерений рабочего давления, МПа	от 0,24 до 0,85
Диапазон измерений плотности нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 839,0 до 906,0
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температур, сСт	от 8 до 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900,0
Содержание свободного газа, %	отсутствует
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	±0,30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

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 №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод». Методика поверки».

Поверка:

осуществляется по инструкции МП 49359-12 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 21.11.2011 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- 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

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 01.11.2011 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2011.11012

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ ОАО «Верхневолжскнефтепровод»

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

«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 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, номер регистрации в Государственном реестре средств измерений - № 30141 - 10 от 01.03.2010 г. 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;
E-mail: gncm@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«___»_____20 г.