

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 294 от 20.02.2019 г.)

Система измерений количества и показателей качества нефти №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (далее - СИКН) №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод» предназначена для определения массы нефти при проведении учетных операций между ООО «Транснефть-Балтика» и ООО «КИНЕФ».

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ООО «УралСофтПроект» (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.

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, 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 допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из трех рабочих и одной резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный №)):

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N DN 250 (регистрационный №15427-01);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный №14061-99 или №14061-04) или преобразователь давления измерительный 3051S (регистрационный №24116-02 или №24116-08);

- преобразователь измерительный 644, 3144 (регистрационный № 14683-00, 14683-04 или 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный №22257-01, №22257-05 или №22257-11) или серии 68 (регистрационный №22256-01);

- манометр МТИ (регистрационный №1844-63), МТИф (регистрационный №34911-07 или №34911-11) или ТМ (регистрационный №25913-08) для местной индикации давления;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (регистрационный №303-91) или термометр стеклянный лабораторный ТЛ-4м серии «Labtex» (регистрационный №28208-04) для местной индикации 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 2517-2012, установленное на входном коллекторе СИКН. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (регистрационный № 15644-01);

- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829 (регистрационный №15642-01, №15642-06);
- анализатор серы модели ASOMA 682T-HP-EX (регистрационный №50181-12);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный №14557-01);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (регистрационный №48218-11);
- система смешивания и отбора проб Clif Mock;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;
- ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-2012.

Блок ТПУ состоит из стационарной двунаправленной трубопоршневой поверочной установки Daniel 1-го разряда (регистрационный №20054-00) в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИЛ и обеспечивает проведение поверки и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительных FloBoss S600+ (регистрационный №38623-11), со встроенным программным обеспечением (далее – ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных,
- автоматизированные рабочие места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Cropos» (далее – ПК «Cropos»), 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 ($\text{кг}/\text{м}^3$), 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 ПР по стационарной 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

ПО СИКН разделено на два структурных уровня - верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее - контроллеров). К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера - файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО ПК «Cropos», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. К метрологически значимой части ПО ПК «Cropos» относится файл «metrology.dlb».

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 программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Cropos»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	A1C753F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО основного и резервного контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KIRISHI_DEV
Номер версии (идентификационный номер) ПО	212
Цифровой идентификатор ПО	fb8f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Диапазон измерений массового расхода, м ³ /ч	от 350* до 4800
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 абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при измерении влагомером, %	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

* – при вязкости нефти от 43 до 65 мм²/с минимальное значение расхода составляет 400 м³/ч, при вязкости от 66 до 70 сСт – 500 м³/ч.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Вязкость кинематическая, мм ² /с	от 15 до 70
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от 5 до 40
Диапазон измерений рабочего давления, МПа	от 0,11 до 0,80
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	от 850 до 890

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	МП 49321-12 с изменением №1	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 49321-12 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод». Методика поверки» с изменением №1, утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 20.11.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. №256;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод», утвержденном ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 20.10.2011 г., зарегистрированном в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2011.11011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод»

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

МИ 3532-2015 ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Телефон (факс): +7 (347) 228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон (факс): +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

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

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.