

УТВЕРЖДАЮ
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2022 г. № 2511

Лист № 1
Всего листов 5

Регистрационный № 60599-15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 370 наППСН «Субханкулово»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 370 наППСН «Субханкулово» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ПАО АНК «Башнефть» и АО «Транснефть-Урал».

Описание средства измерений

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

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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 (далее – ПУ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из четырех измерительных линий (далее – ИЛ): три рабочие ИЛ и одна резервная ИЛ. На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM DN 4" (далее – ТПР) с диапазоном измерений расхода от 30 до 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расхода $\pm 0,15$ %;
- преобразователь давления измерительный 3051 TG с диапазоном измерений от 0 до 5,516 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- датчик давления Сапфир-22МТ с диапазоном измерений от 0 до 0,4 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 2,5$ % (для контроля перепада давления на фильтрах);
- преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 с диапазоном измерений от минус 50°C до 150°C и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C;
- манометр и термометр 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 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два насоса прокачки нефти через БИК (рабочий и резервный);
- два преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (рабочий и резервный) с пределами измерений от 300 до 1100 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³;
- два преобразователя вязкости жидкости измерительных 7829 (рабочий и резервный) с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности при преобразовании динамической вязкости: $\pm 0,2$ мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с; $\pm 1,0$ % от полной шкалы диапазона в диапазоне от 10 до 100 мПа·с;
- два влагомера поточных модели L (рабочий и резервный) с диапазоном измерений объемной доли воды от 0 % до 4 % и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: $\pm 0,05$ % при измерениях объемной доли воды от 0 % до 2 %; $\pm 0,1$ % при измерениях объемной доли воды от 2 % до 4 %;
- преобразователь давления измерительный 3051 TG с диапазоном измерений от 0 до 5,516 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 с диапазоном измерений от минус 50°C до 150°C и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C;
- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 5,0$ %;
- пробоотборник автоматический «Clif Mock» (рабочий и резервный);
- пробоотборник ручной «Стандарт – Р-50»;
- два индикатора фазового состояния потока ИФС-1В-700М;
- узел подключения пикнометрической установки и УОСГ.
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Блок ТПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ТПР и состоит из:

- установки трубопоршневой поверочной двунаправленной фирмы «Smith Meter Inc.», с диапазоном измеряемых расходов от 30 до 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %;
- двух преобразователей давления измерительных 3051 TG с диапазоном измерений от 0 до 5,516 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- двух преобразователей измерительных 3144 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 с диапазоном измерений от 0°C до 100°C и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ТПУ и ТПР по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных Floboss S600+ с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы $\pm 0,01$ %, осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора программным комплексом «Сторос» (далее – ПК «Сторос») (основное и резервное) на базе персонального компьютера, оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знаков поверки или наклеек на СИ, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне расходов по ИЛ и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти и объемной доли воды в нефти;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в БИК и в испытательной лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ТПР по стационарной или передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы рабочей среды;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН нанесен на металлическую табличку ударным способом, которая прикреплена к блоку БИЛ.

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.dll».

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.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (рабочего и резервного):

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e
Цифровой идентификатор ПО	0259

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ПК «Cropos» (рабочего и резервного):

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Cropos
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 90 до 476
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +10 до +30
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,2 до 1,0
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 845 до 895
Вязкость нефти, мм ² /с, не более	40
Объемная доля воды в нефти, %, не более	0,5
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 относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Примечание: В процессе эксплуатации изменение значения вязкости нефти от значения вязкости нефти при проведении поверки ТПР не должно превышать ±15 мм ² /с.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово», заводской №46	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 174-2011 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово» от 12.12.2011 г. с изменением 1, ФР.1.29.2022.41993.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Тел/факс: (347) 228-81-70
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.