

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей нефти № 380 на ПСП «Чернушка» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при ведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и АО «Транснефть-Урал» в качестве основной схемы учета на ПСП «Чернушка».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

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

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

БФ состоит из двух фильтров МИГ-ФБ-200-4,0, укомплектованных следующими средствами измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фоне по обеспечению единства измерений):

- преобразователи давления измерительные 3051 моделей 3051TG и 3051CD (регистрационный № 14061-04);

- манометры показывающие для точных измерений МТИф (регистрационный №34911-11), манометры показывающие для точных измерений МПТИ (регистрационный №26803-11) или манометры для точных измерений МТИ (регистрационный №1844-63);

БИЛ состоит из двух блоков БИЛ1 и БИЛ2, входного и выходного коллекторов. В состав БИЛ1 входят две рабочие измерительные линии (ИЛ) – ИЛ1 и ИЛ2. В состав БИЛ2 входят одна рабочая и одна контрольно-резервная ИЛ – ИЛ3 и ИЛ4 соответственно. На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- счетчик расходомер массовый Micro Motion CMF 400 в комплекте с электронным преобразователем модели 2700 (регистрационный № 13425-01, № 45115-16);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04) или преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- термопреобразователь сопротивления платиновый 65 (регистрационный № 22257-01) в комплекте с преобразователем измерительным 644 (регистрационный № 14683-04) или термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 50138-12, № 57947-14);

- манометр показывающий для точных измерений МТИф (регистрационный №34911-11) или манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный №26803-11);

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный №303-91).

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012 с лубрикатором;

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04);

- манометр для точных измерений МТИ (регистрационный №1844-63);

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 50138-12, № 57947-14);
- манометр показывающий для точных измерений МТИф (регистрационный № 34911-11) или манометр показывающий для точных измерений МПТИ (рег. № 26803-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

БИК выполняет функции измерений, 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 БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13);
- преобразователь плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- влагомеры поточные L (регистрационный № 25603-03, 56767-14);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR88 (регистрационный № 49519-12) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 50138-12, № 57947-14);
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion R 100 в комплекте с электронным преобразователем модели 1700 (регистрационный № 13425-01, № 45115-10) для индикации расхода нефти через БИК;
- два пробоотборника нефти в системе автоматического отбора проб серии «С» Clif Mosk с диспергатором для автоматического отбора проб;
- пробоотборник нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- прибор УОСГ-100 СКП (регистрационный № 16776-03, № 16776-11) для определения содержания свободного газа в нефти;
- узел для подключения пикнометрической установки или эталонного плотномера;
- манометр показывающий для точных измерений МТИф (регистрационный № 34911-11) или манометр показывающий для точных измерений МПТИ (рег. № 26803-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

Блок подключения передвижной ПУ преданзначен для подключения передвижной ПУ - рабочего эталона 1-го или 2-го разряда (часть 2) в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256. На входе и выходе блока подключения передвижной ПУ установлены:

- манометр показывающий для точных измерений МТИф (регистрационный № 34911-11) или манометр показывающий для точных измерений МПТИ (рег. № 26803-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

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

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный № 57563-14);
- барьеры искрозащиты серии Z (регистрационный № 22152-07);
- комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC (регистрационный № 15652-04, № 15652-09) или комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix PAC (регистрационный № 51228-12);
- два автоматизированных рабочих места (АРМ) оператора (основной и резервный) на базе персонального компьютера с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором и клавиатурой, принтера.

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 массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик массометров установленных на ИЛ по стационарной поверочной установке СР-М или по передвижной поверочной установке;
- контроль метрологических характеристик рабочих массометров установленных на рабочих ИЛ по контрольно-резервному массометру установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- контроль метрологических характеристик поточного плотномера по эталонному плотномеру или пикнометрической установке;
- контроль метрологических характеристик поточного плотномера с использованием результатов измерений плотности нефти ареометром в лаборатории или в БИК;
- контроль метрологических характеристик рабочего поточного влагомера по резервному или обоим поточным влагомерам с использованием показаний лаборатории;
- 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 (далее – ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе PLC. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится конфигурационный файл контроллеров измерительных FloBoss S600+ – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса. ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе PLC не относится к метрологически значимой части ПО системы и предназначено для контроля и управления технологическими процессами.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Сtopos», выполняющий 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, вычисление массы нетто и формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «Сtopos» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	FloBoss S600+	Программный комплекс «Сtopos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e/09e	1.37
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0259	DCB7D88F

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 155,7 до 855,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности контроллера при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока в значение температуры, %	±0,04
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности контроллера при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока в значение давления, %	±0,04
Пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при преобразовании входных электрических сигналов в значение плотности нефти, %	±0,01

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 865 до 900
Вязкость нефти кинематическая, мм ² /с, не более	35
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,5 до 1,4
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +15 до +30
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Давление насыщенных паров нефти, кПа, не более	66,7
Содержание свободного газа	не допускается
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Напряжение питания сети, В	400 ⁺⁴⁰ ₋₄₀ / 230 ⁺²³ ₋₂₃
Частота питающей сети, Гц	50±0,4
Средний срок службы, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, час	20000

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 № 380 на ПСП «Чернушка»	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0189-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0189-18 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 18.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (часть 2) в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 796-2018 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка», аттестована ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 09.01.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 380 на ПСП «Чернушка»

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

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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»

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

Телефон (факс): (347) 228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: <http://www.nefteavtomatika.ru>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон (факс): (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.