

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 289 на ПСП «Шешма-Калейкино»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 289 на ПСП «Шешма-Калейкино» (далее – СИКН) предназначена для измерения массы брутто нефти и вычисления массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – ПР). 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 фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

В блоке фильтров установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- два датчика давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометры для местной индикации давления.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

На входном коллекторе установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- датчик температуры AUTROL модели АТТ2100 (регистрационный № 70157-18);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion (регистрационный № 45115-16);
- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- датчик температуры AUTROL модели АТТ2100 (регистрационный № 70157-18);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКН установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- датчик температуры AUTROL модели АТТ2100 (регистрационный № 70157-18);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два преобразователя плотности и расхода CDM (регистрационный № 63515-16);
- два преобразователя плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
- анализатор серы модели ASOMA 682Т-HP-EX (регистрационный № 50181-12);
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);

- три датчика давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- четыре датчика температуры AUTROL модели АТТ2100 (регистрационный № 70157-18);
- два пробоотборника автоматических «Стандарт-А»;
- пробоотборник ручной «Стандарт-Р»;
- цилиндр термостатирующий;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР и поверки стационарной трубопоршневой поверочной установки по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: три контроллера измерительных FloBoss S600+ (регистрационный № 64224-16), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора, оснащенные монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности (кг/м³), вязкости (сСт), температуры (°С) и давления (МПа);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;
- КМХ ПР, установленного на рабочей ИЛ, по ПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- поверку стационарной ПУ по передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- ручной отбор точечной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на СИ в соответствии с их методиками поверки.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – 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 программный комплекс «CROPOS», 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, формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «CROPOS» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1 и таблице 2.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО (CRC16)	1990

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО программного комплекса «CROPOS»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	16BB1771

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 200 до 400
Относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 900 до 930
Температура измеряемой среды, °С	от +20 до +40
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 1,2
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 45 до 100
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
Параметры электропитания, В/Гц	380±38/50±1, 220±22/50±1
Количество ИЛ, шт	3 (2 рабочих ИЛ и 1 контрольно-резервная ИЛ)
Габаритные размеры СИКН (Д×Ш×В), мм	12600×9600×3600
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -47 до +38 80 от 96 до 104
Режим работы СИКН	непрерывный
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

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 № 289 на ПСП «Шешма-Калейкино», зав. № 153	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0335-19 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0335-19 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 289 на ПСП «Шешма-Калейкино». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 28.03.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-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 СИ, 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

МН 764-2018 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количеством и показателей качества нефти № 289 на ПСП «Шешма-Калейкино», ФР.1.28.2019.33324.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 289 на ПСП «Шешма-Калейкино»

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

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

Телефон: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (347) 228-80-98, 228-44-11

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: www.nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, 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

Регистрационный номер RA.RU.311366 в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2019 г.