



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.29.157.А № 73873

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на УКПН
"Шешма"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Научно-Производственное
Предприятие ОЗНА-Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг"),
Республика Башкортостан, г. Уфа

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75018-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

НА.ГНМЦ.0331-18 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 08 мая 2019 г. № 1067

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035999

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на УКПН «Шешма»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на УКПН «Шешма» (далее – СИКН) предназначена для автоматического коммерческого учета товарной нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – МПР). 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 входного и выходного коллекторов, 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) и места подключения установки трубопоршневой поверочной стационарной «ОЗНА-Прувер С-0,05» модели 280. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

На входном коллекторе СИКН установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- датчик давления «Метран-150» (регистрационный № 32854-09);
- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из двух рабочих измерительных линии (далее – ИЛ).

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion (регистрационный № 13425-06 или 45115-16);
- датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08);
- датчика давления «Метран-150» (регистрационный № 32854-09);
- датчик давления «Метран-150» (регистрационный № 32854-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32852-13) для идентификации разности давления на фильтре;
- фильтр;
- манометры 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:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 15644-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-10);
- расходомер UFM 3030 (регистрационный № 32562-09);
- датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08);
- два датчика давления «Метран-150» (регистрационный № 32854-09);
- два пробоотборника автоматических Стандарт-А;
- пробоотборник ручной;
- места для подключения пикнометрической установки и УОСГ-100;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

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

На входе и выходе узла подключения передвижной ПУ установлены следующие СИ и технические средства:

- два датчика температуры 644 (регистрационный номер 39539-08);
- два датчика давления «Метран-150» (регистрационный № 32854-09);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКН установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08);
- два датчика давления «Метран-150» (регистрационный № 32854-09);
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительно-вычислительных OMNI 6000 (регистрационный № 15066-09), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора, оснащенное монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

Поверку и КМХ МПР проводят с помощью рабочего эталона 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.

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), 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 МПР по стационарной или передвижной ПУ;
- 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 ПО нижнего уровня относится ПО контроллера измерительно-вычислительных OMNI 6000 (далее – OMNI 6000), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система OMNI 6000.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс АРМ оператора «Кристалл» (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов, вычисления массы нетто сырой нефти.

ПО СИКН защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений измеренных (вычисленных) данных и метрологически значимой части ПО с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	АРМ оператора		OMNI 6000 (основной)	OMNI 6000 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	CalcOil.dll	CalcPov.dll	–	–
Номер версии ПО (идентификационный номер)	1.1.0	1.1.2	24.75.01	24.75.01
Цифровой идентификатор ПО	F2E70BD3	6E7CE08D	0942	0942
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	CRC-32	CRC-16	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 58 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 880 до 950
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +25 до +45
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 2,0
Параметры электропитания (напряжение/частота), В/Гц	380/50, 220/50
Габаритные размеры СИКН (ДхШхВ), мм	9 000х6 050х3 800
Масса, кг, не более	20 000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -47 до +38 65 99,72
Режим работы СИКН	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

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 на УКПН «Шешма», зав. № 1	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на УКПН «Шешма». Методика поверки	НА.ГНМЦ.0331-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0331-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на УКПН «Шешма». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 09.08.2018 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

представлены в документе МН 896-2018 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на УКПН «Шешма», аттестованном ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» (свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-105/01-2018 от 08.10.2018г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на УКПН «Шешма»

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

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»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН: 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205, корпус А

Телефон: +7 (347) 292-77-52

Факс: +7 (347) 292-77-53

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ППН-Сервис» (ООО «ППН-Сервис»)
ИНН: 1644047634
Адрес: 423452, Республика Татарстан, Альметьевский р-н, г. Альметьевск,
ул. Белоглазова, д. 26А, офис 314
Телефон: +7 (8553) 30-57-32
Факс: +7 (8553) 30-57-32
E-mail: ppnservis@mail.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
Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.