

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» марта 2021 г. №237

Регистрационный № 81026-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между АО «Транснефть – Западная Сибирь» и АО «Транснефть – Сибирь».

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 (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла регулирования давления. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов DN700, 4-х рабочих, 2-х резервных измерительных линий (ИЛ) DN250 и 1 контрольной ИЛ DN400. В каждой из рабочих и резервных ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- фильтр сетчатый с быстросъемной крышкой МИГ-ФБ 250, в комплекте с преобразователем давления измерительным EJX110 (регистрационный номер государственного реестра средств измерений (далее - регистрационный №) 28456-09);

- преобразователь расхода турбинный модели RQ-250 (регистрационный №14070-03) либо преобразователь расхода турбинный НТМ 10 (регистрационный №56812-14);

- преобразователь давления измерительный EJX530А (регистрационный №28456-09);

- преобразователь измерительный температуры 644 (регистрационный №14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 065 (регистрационный №22257-11);

- запорная арматура.

В состав БИЛ также входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

В состав контрольной ИЛ входят:

- счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели LM16-S3 (регистрационный №18307-99);

- преобразователь давления измерительный EJX530А (регистрационный №28456-09);

-преобразователь измерительный температуры 644 (регистрационный №14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 065 (регистрационный №22257-11);

-запорная арматура.

В состав контрольной ИЛ также входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров качества нефти, а также 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 средства измерений и технические средства:

-два насоса прокачки нефти через БИК (рабочий и резервный);

-пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;

-два преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (рабочий и резервный (регистрационный №52638-13);

-два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных 7829 (рабочий и резервный) (регистрационный №15642-06);

-два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рабочий и резервный) (регистрационный №14557-10);

-преобразователь давления измерительный EJX530A (регистрационный №28456-09);

-преобразователь измерительный температуры 644 (регистрационный №14683-09) в комплекте с платиновым термометром сопротивления 065 (регистрационный №22257-11);

-анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX ХТ (регистрационный №47395-11);

-преобразователь расхода жидкости ультразвуковой UFM 3030 (регистрационный №48218-11);

-две системы автоматического пробоотбора Clif Mock;

-пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт-Р»;

-термостатируемый цилиндр;

-место для подключения пикнометрической установки и устройства для определения содержания свободного газа в нефти.

В состав БИК также входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных Floboss S600 + (Зав. №№ 20029747, 20029748), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора программным комплексом «Сгорос» (далее – ПК «Сгорос») (основное и резервное) на базе персонального компьютера, оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Проведение поверки преобразователей расхода, установленных в рабочих, резервных и контрольной ИЛ, проводят с помощью стационарной установки поверочной трубопоршневой (далее – ТПУ) двунаправленной 1-го разряда с диапазоном расходов нефти от 21 до 1775 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,05 % в комплекте с преобразователями давления, температуры, манометрами и термометрами.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне расходов по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности, динамической вязкости нефти, объемной доли воды и серосодержания в нефти;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- автоматическое вычисление кинематической вязкости нефти, массовой доли воды;
- 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 контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по стационарной ТПУ;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода турбинных, установленных в рабочих и резервных ИЛ, по счетчику (преобразователю) объема жидкости эталонному лопастному Smith Meter модели LM16-S3, установленному в контрольной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы рабочей среды;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров). К ПО верхнего уровня относится ПО ПК «Cropos».

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 «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ и АРМ оператора приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	1.37
Цифровой идентификатор ПО	0x1990	DCB7D88F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 380 до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплексным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1	ИК объемного расхода нефти	1 (ИЛ1)	счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели LM16-S3	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 380 до 2000 м ³ /ч	±0,1 % (относительная)
2,3, 4, 5,6, 7	ИК объемного расхода нефти	6 (ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4, ИЛ5, ИЛ 6, ИЛ 7)	преобразователь расхода турбинный модели RQ-250, преобразователь расхода турбинный НТМ 10	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 380 до 1800 м ³ /ч от 380 до 2000 м ³ /ч	±0,15 % (относительная)
8-43	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)
44-52	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
53-64	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16·10 ⁶ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установок)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
65-71	ИК вычисления расхода, объема и массы	7 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт.	7 (4 рабочие, 2 резервные, 1 контрольная)
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – содержание свободного газа – вязкость кинематическая, мм ² /с	от 750 до 950 от 0,24 до 1,6 от минус 10 до + 25 1,0 не допустимо от 0,5 до 50,0 ¹⁾
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от минус 32 до +40
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКН	Непрерывный с периодическими остановками
¹⁾ – в процессе эксплуатации изменение значения вязкости нефти от значения вязкости нефти при проведении поверки ГПР 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 № 96 Омской ЛПДС АО «Транснефть – Западная Сибирь», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0496-20 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС. МН 456-2014». Номер в реестре ФР.1.29.2014.19151.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь»

ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Приказ Минэнерго России № 179 от 15.03.2016 г. «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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018г. №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».

