

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (далее - СИКНС) предназначена для автоматических измерений массы брутто и автоматизированных измерений массы нетто нефти по ГОСТ Р 51858-2002 и некондиционных нефтепродуктов при ведении приемо-сдаточных операций между ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «Пурнефтепереработка».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти и некондиционных нефтепродуктов выполняют прямым методом динамических измерений - с помощью расходомеров массовых.

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

Конструктивно СИКНС состоит из трех блоков измерительных линий (БИЛ-1, БИЛ-2, БИЛ-3) и системы обработки информации (далее - СОИ).

БИЛ-1 предназначен для измерений массы нефти по ГОСТ Р 51858-2002, направляемой на УППН ООО «Пурнефтепереработка»;

БИЛ-2 - для измерений массы возвратной нефти от ООО «Пурнефтепереработка»;

БИЛ-3 - для измерений массы некондиционных нефтепродуктов.

БИЛ-1 состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров БФ-1, двух измерительных линий ИЛ-1 (рабочая и резервно-контрольная), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК) и узла подключения передвижной поверочной установки (далее - ППУ).

БФ-1 включает в себя:

- два фильтра «SN-4», 4” ANSI300 (рабочий и резервный);
- четыре манометра технических МТК, установленные на входе и выходе каждого фильтра;
- манометр для точных измерений МТИ (регистрационный № 1844-63);
- запорная арматура.

В состав каждой измерительной линии ИЛ-1 входят:

- расходомер массовый Promass 83F DN 80 (регистрационный № 15201-11);

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

На входном коллекторе БИЛ установлено пробозаборное устройство щелевого типа.

На выходном коллекторе БИЛ-1 установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

БИК выполняет функции непрерывного измерения плотности нефти. объемной доли воды в нефти и автоматического отбора объединенной пробы нефти для последующего определения показателей качества нефти в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- плотномер жидкости промышленный 7835 (регистрационный № 13800-94) или преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-06);

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рабочий и резервный) (регистрационный №14557-05, 14557-15);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

- устройство для определения содержания свободного газа в нефти прибор УОСГ-100 СКП (регистрационный № 16776-11);

- счетчик нефти турбинный МИГ-32ш-40 для индикации расхода нефти через БИК;

- два автоматических пробоотборника «Отбор-А-Рслив»;

- узел подключения пикнометрической установки;

- два циркуляционных насоса (рабочий и резервный);

- четыре манометра технических МТК, установленные на входе и выходе каждого насоса;

- запорная арматура.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки расходомеров массовых Promass 83F DN80.

БИЛ-2 состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров БФ-2, двух измерительных линий ИЛ-2 (рабочая и резервно-контрольная) и узла подключения передвижной поверочной установки (далее - ППУ).

БФ-2 включает в себя:

- два фильтра «SN-4», 4” ANSI300 (рабочий и резервный);

- четыре манометра технических МТК, установленные на входе и выходе каждого фильтра;

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

- запорная арматура.

В состав каждой измерительной линии ИЛ-2 входят:

- расходомер массовый Promass 83F DN 80 (регистрационный № 15201-11);

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

На выходном коллекторе БИЛ-2 установлены:

- два автоматических пробоотборника «Отбор-А-Рслив»

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

- запорная арматура

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки расходомеров массовых Promass 83F DN80.

БИЛ-3 состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров БФ-3, двух измерительных линий ИЛ-3 (рабочая и резервно-контрольная) и узла подключения передвижной поверочной установки (далее - ППУ).

БФ-3 включает в себя:

- два фильтра «SN-4», 4” ANSI300 (рабочий и резервный);
- четыре манометра технических МТК, установленные на входе и выходе каждого фильтра;

- манометр для точных измерений МТИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 1844-63);

- запорная арматура.

В состав каждой измерительной линии ИЛ-3 входят:

- расходомер массовый Promass 83F DN 80 (регистрационный № 15201-11);
- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

На выходном коллекторе БИЛ-3 установлены:

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм (рабочий и резервный) (регистрационный № 14557-05, 14557-15);

- два автоматических пробоотборника «Отбор-А-Рслив»

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09);

- преобразователь измерительный iTemp TMT82 (регистрационный № 50138-12) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 (регистрационный № 49519-12);

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

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

- запорная арматура

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для подключения передвижной поверочной установки при проведении поверки расходомеров массовых Promass 83F DN80.

Система обработки информации состоит из:

- два контроллера измерительных FloBoss S600+ (рабочий и резервный) (регистрационный № 38623-11);

- два автоматизированных рабочих места оператора (рабочего и резервного) на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сропос», предназначенных для визуального отображения результатов измерений и управления технологическими режимами работы СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти и некондиционных нефтепродуктов в рабочем диапазоне (т/ч);

- автоматическое измерение массы брутто нефти и некондиционных нефтепродуктов в рабочем диапазоне расхода (т);

- автоматическое измерение температуры (°С), давления нефти и некондиционных нефтепродуктов (МПа), плотности нефти (кг/м³), объемной доли воды в нефти и некондиционных нефтепродуктах (%);

- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и КМХ преобразователей расхода по передвижной ПУ;
- КМХ рабочих преобразователей расхода по резервно-контрольным преобразователям расхода;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти и некондиционных нефтепродуктов;
- ручной отбор точечных проб нефти и некондиционных нефтепродуктов;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти и некондиционных нефтепродуктов.

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня - верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее - контроллеров), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К метрологически значимой части ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 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 «Сторос», 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 «Сторос» относится файл «metrology.dll».

В ПО СИКНС 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 СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	FloBoss S600+	ПК «Сторос»
Идентификационное наименование ПО	TARAS	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	157	1.37
Цифровой идентификатор ПО	75c5	DCB7D88F

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	БИЛ-1	БИЛ-2	БИЛ-3
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 20 до 40	от 10 до 20	от 10 до 35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто, %	±0,25		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто, %	±0,35		

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	БИЛ-1	БИЛ-2	БИЛ-3
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002	возвратная нефть	некондицион- ные нефтепро- дукты
Рабочий диапазон плотности, кг/м ³	от 750 до 950		
Вязкость кинематическая, мм ² /с, не более	25	25	15
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,8 до 2,5	от 0,4 до 1,6	от 0,4 до 1,6
Рабочий диапазон температуры, °С	от +10 до +40	от +40 до +120	от +10 до +45
Массовая доля воды, %, не более	0,5		
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900		
Содержание свободного газа	отсутствует		
Режим работы СИКНС	непрерывный		
Напряжение питания сети, В	400 ⁺⁴⁰ / ₋₄₀ / 230 ⁺²³ / ₋₂₃		
Частота питающей сети, Гц	50±0,5		
Средний срок службы, лет, не менее	10		
Средняя наработка на отказ, ч	20 000		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0151-17 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0151-17 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 18.07.2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013, диапазон измерений от 10 до 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,1%;
- средства поверки в соответствии с 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 СИКНС наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 496-2014 «Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения», ФР.1.29.2015.21070.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов на ЦПС Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

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

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.

ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости.

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

Тел/факс: +7 (347) 228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

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

Тел/факс: +7 (843) 295-30-47, 295-30-96;

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.