

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз» (далее - СИКН) предназначена для определения количества и показателей качества нефти при учетных операциях между АО «Самаранефтегаз» (сдающая сторона) и Бугурусланским районным нефтепроводным управлением АО «Транснефть-Приволга» (принимающая сторона) на ПСП «Похвистнево».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, давления и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее - БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее - ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее - СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти. БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ.

Блок ТПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» с функцией резервирования, осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Rate АРМ оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Перечень средств измерений и вспомогательных устройств приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Средства измерений и вспомогательные устройства в составе СИКН

Средства измерений и вспомогательные устройства в составе СИКН	Количество, шт.	Диапазон измерений	Регистрационный номер	Место установки
1	2	3	4	5
Преобразователь расхода жидкости турбинный МVТМ	3	В соответствии с результатами поверки	16128-01 16128-06 16128-10	БИЛ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Преобразователь давления измерительный 3051	3	от 0 до 6 МПа	14061-04 14061-10 14061-15	БИЛ
Датчик давления 1151DP	3	от 0 до 200 кПа	13849-04	
Преобразователь измерительный 444 к датчикам температуры	3	от 0 до +50 °С	14684-00 14684-06 63889-16	
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	3		22257-01 22257-05 22257-11	
Манометр для точных измерений МТИ 1216	3	от 0 до 1 МПа	1844-63	
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	3	от 0 до +55 °С	303-91	
Пробозаборное устройство	1	-	-	На выходном коллекторе
Преобразователь давления измерительный 3051	1	от 0 до 1 МПа	14061-10	
Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры	1	от 0 до +50 °С	14683-09	
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	1		22257-11	
Манометр для точных измерений МТИ 1216	2	от 0 до 1 МПа	1844-63	На входном и выходном коллекторах
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	1	от 0 до +55 °С	303-91	На выходном коллекторе
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	от 0,01 до 2,00 %	14557-05 14557-10	БИК
Преобразователь плотности измерительный 7835	2	от 300 до 1100 кг/ м ³	15644-96 15644-01	
Преобразователь давления измерительный 3051	1	от 0 до 6 МПа	14061-04	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	1	от 0,5 до 100,0 мПа·с	15642-06	БИК
Счетчик жидкости турбинный Invalco	1	В соответствии с результатами калибровки	-	
Преобразователь измерительный 444 к датчикам температуры	1	от 0 до +50 °С	14684-06	
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	1		22257-05	
Манометр для точных измерений МТИ 1216	2	от 0 до 1 МПа	1844-63	
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	1	от 0 до +55 °С	303-91	
Автоматический пробоотборник Cliff Mock C-22	2	-	-	
Устройство для ручного отбора точечных проб с диспергатором по ГОСТ 2517-2012	1	-	-	
Установка трубопоршневая «Сапфир-М»-500	1	В соответствии с результатами поверки	23520-02	ТПУ
Преобразователь давления измерительный 3051	2	от 0 до 1 МПа	14061-10 14061-15	
Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры	2	от 0 до +50 °С	14683-04 14683-09	
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	2		22257-05 22257-11	
Манометр для точных измерений МТИ 1216	2		от 0 до 1 МПа	
Термометр ртутный лабораторный ТЛ-4 № 2	2	от 0 до +55 °С	303-91	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	1 (два вычислителя: основной и резервный)	-	19240-05	СОИ
АРМ оператора с ПО «Rate АРМ оператора УУН»	2 (основной и резервный)	-	-	

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 объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение контролируемых параметров: температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных по стационарной поверочной установке;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Пломбировка СИКН осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. ПО системы реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора системы с ПО «Rate АРМ оператора УУН». Идентификационные данные ПО системы представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	342.01.01
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	1FEEA203
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня - верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» (далее - ИВК), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения ИВК № ПО-2550-03-2011, выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 14 января 2011 г.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27 декабря 2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР».

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, непреднамеренных и преднамеренных изменений алгоритмов и установленных параметров разграничением прав доступа пользователей с помощью системы паролей, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от изменения путем кодирования.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 64 до 600
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 0,7
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Параметры измеряемой среды:	
- измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
- температура нефти, °С	от +15 до +40
- плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	от 830 до 890
- кинематическая вязкость нефти, мм ² /с	от 7 до 37
Давление насыщенных паров нефти, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 4

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления: - запорной арматурой; - регуляторами расхода.	автоматизированный и ручной ручной
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота питающей сети, Гц	380±38 трехфазное; 220±22 однофазное 50±1
Класс взрывоопасной зоны ПУЭ/ГОСТ 30852.9: - БИК, БИЛ - ТПУ - операторная ПСП, электрощитовая СИКН	В-1а/ класс 2 В-1г/ класс 2 -
Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009: - БИК, БИЛ, - ТПУ - операторная ПСП, электрощитовая СИКН	А Ан Д
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»	У3
Температура окружающего воздуха в блок-боксе с технологической частью СИКН, °С	от +5 до +35
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз», заводской № 239	-	1 шт.
«Инструкция ОАО «Самаранефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 239 приемо-сдаточного пункта «Похвистнево»	П4-04 И-006 ЮЛ-035	1 экз.

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество
«Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки.»	М 12-052-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу М 12-052-2017 «Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 19 мая 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости»;

- средства поверки в соответствии с документами на СИ, входящие в состав системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз», утверждена ООО «Метрология и Автоматизация» в г. Самара 23 ноября 2016 г. Регистрационный номер ФР.1.29.2017.25663

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз»

МИ 3532-2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

МИ 3002-2006 Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

Телефон: 8 (846) 3330232, факс: 8 (846) 3334508

Web-сайт: <http://samng.ru>

E-mail: info@samng.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон(факс): 8 (846) 3360827

Web-сайт: <http://samaragost.ru>

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.