

Регистрационный № 70236-18

Лист № 1  
Всего листов 8

## 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 ООО «ННК-Самаранефтегаз» (сдающая сторона) и Бугурусланским районным нефтепроводным управлением АО «Транснефть-Приволга» (принимаящая сторона) на ПСП «Похвистнево».

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН 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 вспомогательного 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 MVTM	3	В соответствии с результатами поверки	16128-01 16128-06 16128-10	БИЛ
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	-	-	
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

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
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 <sup>3</sup>	15644-96 15644-01	
Преобразователь давления измерительный 3051	1	от 0 до 6 МПа	14061-04	БИК
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	1	от 0,5 до 100,0 мПа·с	15642-06	
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 лабора- торный 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	
Преобразователь давления измерительный 3051	2	от 0 до 1 МПа	14061-10 14061-15	

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры	2	от 0 до +50 °С	14683-04 14683-09	ТПУ
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	2		22257-05 22257-11	
Манометр для точных измерений МТИ 1216	2	от 0 до 1 МПа	1844-63	
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	2	от 0 до +55 °С	303-91	
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 ( $\text{т}$ );
- 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 ( $\text{т}$ ) 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.

Заводской номер СИКН в виде цифрового обозначения нанесен на информационную табличку типографским способом.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

### 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 программно 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 <sup>3</sup> /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 +5 до +40
– плотность нефти в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 890
– кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /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 <sup>3</sup> , 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»	УЗ
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 по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 239 приемо-сдаточного пункта «Похвистнево»	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе МИ 49.50.11.110/82-037-6311012306-2025 «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз», свидетельство об аттестации методики измерений № 604 /RA.RU.311290-2015/2025.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.1.1

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

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

### **Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «ННК-Самаранефтегаз»

(ООО «ННК-Самаранефтегаз»)

ИНН 6316271946

Юридический адрес: 443068, Самарская обл., г. Самара, ул. Николая Панова, д.6Б

### **Изготовитель**

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

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

Web-сайт: <http://samng.ru>

E-mail: [info@samng.ru](mailto:info@samng.ru)

### **Испытательный центр**

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

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

E-mail: [info@samaragost.ru](mailto:info@samaragost.ru)

Web-сайт: <http://samaragost.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311281