

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «13» августа 2024 г. № 1861

Регистрационный № 92883-24

Лист № 1  
Всего листов 5

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система измерений количества и показателей качества нефти №543  
ПСП «Ватъеган»

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти №543 ПСП «Ватъеган» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее – ПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей ПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

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

БИЛ состоит из трех измерительных линий (ИЛ): двух рабочих ИЛ и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих 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.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора на базе программного обеспечения «АРМ оператора ESPRO SIKN» (далее – АРМ оператора), формирующие отчетные данные и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Средства измерений (СИ), входящие в состав СИКН и участвующие в измерениях массы нефти, их регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №), приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Средства измерений из состава СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300)	68358-17
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Промышленные плотномеры жидкости серии 7835	13800-94
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н-01	82252-21

В состав СИКН входят стационарная ПУ, применяемая для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР, и показывающие СИ объема, давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение объемного расхода ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) и объема ( $\text{м}^3$ ) нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ), давления (МПа), плотности ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) и объемной доли воды (%) в нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды (%) в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти и плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений массового содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной ПУ;
- КМХ ПР, установленных на рабочих ИЛ, по ПР на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенных проб нефти, а также ручной отбор точечных проб нефти по ГОСТ 2517;
- 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, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер 01/22 наносится на шильд-таблички, закрепленные на рамном основании БИЛ СИКН и на шкафе ИВК СИКН.

### Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Программное обеспечение (ПО) СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2– Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Модуль КМХ МПР по МПР (cmc_mpr_mpr.exe)	Модуль поверки / КМХ МПР по ТПУ (proving_mpr_prover.exe)	Модуль КМХ ПП по ареометру (cmc_dens.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05	1.05	1.05
Цифровой идентификатор ПО	A0C82E71	DFE26368	043656B4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Модуль КМХ ПВ по лаборатории (cmc_wm_lab.exe)	Модуль КМХ ПВ по ПВ (cmc_wm_wm.exe)	Модуль формирования отчетных документов (doc.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05	1.05	1.05
Цифровой идентификатор ПО	342AC731	7B9B85FE	1E772890
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Т а б л и ц а 3 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.27/27
Цифровой идентификатор ПО	2694
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

### Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 132 до 1020
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 и соответствующая требованиям ТР ЕАЭС 045/2017
Характеристики измеряемой среды: - температура, °С - давление, МПа - плотность в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup> - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более - содержание свободного газа, %	от +14 до +40 от 0,3 до 3,6 от 770 до 890 0,5 0,05 100 не допускается
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение питания постоянного тока, В	220±22, 380±38 50±1 24
Температура окружающего воздуха: - для первичных измерительных преобразователей, °С - для ИВК и АРМ оператора, °С	от +5 до +34 от +5 до +35
Средний срок службы, лет, не менее	25
Режим работы СИКН	непрерывный

#### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

#### Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти №543 ПСП «Ватъеган»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1194 - 2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №543 ПСП «Ватъеган» ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ФР.1.29.2022.44779.

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

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

**Правообладатель**

Территориально-производственное предприятие «Повхнефтегаз» Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ИНН 8608048498

Юридический адрес: 628486, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Дружбы народов, д. 15

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Системнефтеавтоматика» (ООО «Системнефтеавтоматика»)

ИНН 5904241217

Адрес: 614002, Пермский край, г. Пермь, ул. Николая Островского, д. 65

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

