

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 566  
ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного определения количества и показателей качества нефти при ведении учетных операций приема-сдачи нефти между АО «ВЧНГ» и ООО «Транснефть - Восток».

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением счетчиков-расходомеров массовых. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как общую массу воды, солей и механических примесей в товарной нефти. Для этого определяют массовые доли воды, механических примесей и хлористых солей в нефти и рассчитывают их массу.

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

В состав БФ входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)) и технические средства:

- три фильтра МИГ-ФБ-200-4,0;

- преобразователь давления измерительный 3051 TG (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

- манометры для местной индикации давления.

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

В состав каждой ИЛ входят следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели DS600 (далее по тексту – СРМ) (регистрационный № 13425-06);

- преобразователь давления измерительный 3051 TG (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

- преобразователь измерительный 644 Н (регистрационный № 14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-05 или № 22257-11) или датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08);

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь давления измерительный 3051 TG (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

- два индикатора фазового состояния ИФС-1В-700М;

- пробозаборное устройство щелевого типа;

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь давления измерительный 3051 TG (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

- преобразователь измерительный 644 Н (регистрационный № 14683-04 или № 39539-08) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-05 или № 22257-11);

– манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

– преобразователь измерительный 644 Н (регистрационный № 14683-04 или № 39539-08) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-05 или № 22257-11);

– преобразователь давления измерительный 3051 TG (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

– преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 15644-06);

– два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-05);

– прибор УОСГ-100СКП (регистрационный № 16776-06);

– два расходомера UFM 3030 (регистрационный № 32562-06 и/или № 48218-11);

– два автоматических пробоотборника (рабочий и резервный) «Стандарт-А»;

– пробоотборник для ручного отбора КТС «Стандарт-Р» с диспергатором;

– термостатирующий цилиндр;

– узел подключения пикнометрической установки или эталонного плотномера;

– манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

В состав ПУ входят следующие СИ и технические средства:

– установка поверочная СР (регистрационный № 27778-04);

– преобразователь измерительный 3144 Р (регистрационный № 14683-04 или № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-05 или № 22257-11);

– преобразователь давления измерительный 3051 TG (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

– преобразователь расхода жидкости Daniel модели S0257307-730ME, применяемый в качестве компаратора;

– манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

В СОИ системы входят следующие СИ и технические средства:

– два контроллера измерительных FloBoss S600+ (регистрационный № 64224-16);

– комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix D (регистрационный № 64136-16);

– преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н (регистрационный № 42693-09 или № 42693-15);

– два автоматизированных рабочих места (АРМ) оператора (основное и резервное). Каждое АРМ оператора имеет в своем составе персональный компьютер с программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы и массового расхода нефти, проходящей через БИЛ, прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;

- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;

- автоматический контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;

- автоматический контроль метрологических характеристик рабочих СРМ и контрольно-резервного СРМ по компакт-пруверу;

- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;

- отбор пробы в БИК;

- измерение плотности и влагосодержания нефти;

- определение наличия свободного газа в нефти;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;

- защита системной информации от несанкционированного доступа.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН состоит из ПО АРМ оператора и ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – измерительных контроллеров).

ПО измерительных контроллеров относится к нижнему уровню ПО СИКН. К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл каждого измерительного контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется измерительный контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Сторос», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется СИКН, приема и обработки управляющих команд оператора, отображения отчетных документов, формирования трендов и журнала событий.

Конструкция СИКН исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИКН и измерительную информацию. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- Ограничением физического доступа к оборудованию СОИ СИКН. Измерительные контроллеры и системные блоки АРМ оператора расположены в запираемых шкафах, которые установлены в помещении ограниченного доступа.
- Разграничением прав доступа к СОИ СИКН для различных групп пользователей с помощью механизма ролевого доступа.
- Ведением на АРМ оператора и измерительных контроллерах журналов фиксации событий и действий пользователей.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 16

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 100 до 1244
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup> – диапазон давления, МПа – диапазон температуры, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – вязкость в рабочем диапазоне температур, сСт, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) – содержание свободного газа	от 830 до 870 от 0,2 до 1,13 от +5,0 до +30,0 0,5 0,05 100 25 от 35,3(265) до 66,7 (500) отсутствует
Режим работы СИКН	постоянный
Параметры электропитания – напряжение питания сети, В – частота питающей сети, Гц	<b>380 ± 38/220 ± 22</b> 50±0,4
Средний срок службы с момента ввода в промышленную эксплуатацию, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ», заводской №01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0323-19 МП	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0323-19 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 31.05.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (компакт-прувер) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 с пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,1\%$ ;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе МН 885-2019 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №566 ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ», ФР.1.28.2019.34428.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» АО «ВЧНГ»**

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 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

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

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 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

**Изготовитель**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

Телефон: +7 (347) 292-79-10, +7 (347) 292-79-11, +7 (347) 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (347) 228-80-98, +7 (347) 228-44-11

Web: [www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

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

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.