

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «22» января 2025 г. № 120

Регистрационный № 76989-19

Лист № 1  
Всего листов 5

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 224  
ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 224  
ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета (далее – система) предназначена  
для автоматического измерения массы брутто нефти, определения показателей качества  
нефти и автоматизированного измерения массы нетто нефти при учетных операциях между  
ПАО «Татнефть» и Альметьевским районным нефтепроводным управлением  
АО «Траснефть-Прикамье».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода  
динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением расходомеров  
массовых.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и изготовленной для конкретного объекта из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее составляющих.

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

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной резервной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля 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.

Узел подключения передвижной ПУ предназначенный для подключения ПУ 1-го разряда к стационарной ТПУ 2-го разряда при проведении поверки ТПУ и при проведении контроля метрологических характеристик расходомеров массовых (РМ) по передвижной ПУ.

В СОИ системы входят: два контроллера измерительных FloBoss S600+ (основной и резервный) (регистрационный № 57563-14); преобразователи сигналов серии НПСИ (регистрационный № 43742-15); автоматизированное рабочее место оператора, с установленным на нем ПО «ГКС Расход НТ», оборудованное персональным компьютером со специализированным программным обеспечением и средствами отображения и печати.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Расходомеры массовые Promass X 83	50365-12
Датчики давления серии I/A	15863-02
Датчики давления I/A	15863-07, 15863-08
Датчики давления типа KM35	56680-14
Преобразователи давления измерительные KM35	71088-18
Преобразователи измерительные RTT20	20248-00
Датчики температуры модели RTT20	54693-13
Датчики температуры TMT142R	63821-16, 67337-17
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-01, 52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01, 15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05, 14557-15
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-04 или 26776-08
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	57563-14
Преобразователи сигналов серии НПСИ	43742-15

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

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– измерение массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

– вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного;

– измерение в БИК объемной доли воды в нефти, плотности и вязкости нефти;

– измерение давления и температуры нефти;

– проведение контроля метрологических характеристик и поверки РМ с применением стационарной ТПУ и ПП;

– отбор проб (автоматический и ручной) согласно ГОСТ 2517-2012;

– контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность

пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа или МИ 3002-2006 (в случае отсутствия требований в описании типа СИ).

Заводской номер 662 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильдик рамы БИЛ СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных Floboss S600+ (далее – контроллеров). К метрологически значимой части ПО 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 программного комплекса АРМ оператора «ГКС Расход НТ» (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов, вычисления массы нетто нефти. К метрологически значимой части программного комплекса АРМ-оператора «ГКС Расход НТ» относится файл metrological\_chat.jar».

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21
Цифровой идентификатор ПО	6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 16

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГКС Расход НТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0
Цифровой идентификатор ПО	70796488
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 32

## Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 161 до 2308
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 характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды:	
– диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup>	от 870 до 910
– давление, МПа:	
- минимальное	1,0
- максимальное	2,5
- расчетное	3,6
– диапазон температуры, °C	от +8,0 до +40,0
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
– вязкость кинематическая при +20 °C, сСт, не более	100
– содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электропитания	
– напряжение питания сети, В	380 трехфазное 220±22 однофазное
– частота питающей сети, Гц	50
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °C	от -40,0 до +40,0

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы с момента ввода в промышленную эксплуатацию, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, час	20 000

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

## Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 711 - 2018 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета», ФР.1.28.2019.33348.

## 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» (перечень, пункт 6.1.1);

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».

## Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Телефон(факс): +7(843) 221-70-00; 221-70-01

Web-сайт: [www.nppgks.com](http://www.nppgks.com)

E-mail: [mail@nppgks.com](mailto:mail@nppgks.com)

## Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

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

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