

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «12» октября 2022 г. № 2557

Регистрационный № 65376-16

Лист № 1  
Всего листов 5

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507  
ПСП Пякяхинского месторождения

### **Назначение средства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения (далее - СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при ведении прямо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и АО «Транснефть-Сибирь».

### **Описание средства измерений**

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых.

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 фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Блок фильтров состоит из входного и выходного коллекторов и двух фильтрующих линий (основной и резервной), в состав каждой фильтрующей линии входят следующие технические средства и средства измерений:

- фильтр грубой очистки с быстросъемной крышкой DN 250;
- преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- два манометра для местной индикации давления (до и после фильтра).

На входном коллекторе блока фильтров установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ). На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- расходомер массовый Promass 83F (регистрационный № 15201-11);
- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (регистрационный № 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 49519-12) или термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 68002-17);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлено пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (регистрационный № 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 49519-12) или термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 68002-17);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13) или преобразователь плотности и расхода CDM (регистрационный № 63515-16);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (регистрационный № 15642-06) и/или преобразователи плотности и вязкости модели FVM (регистрационный № 62129-15);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-10 и/или регистрационный № 14557-15);
- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (регистрационный № 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 49519-12) и/или термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 68002-17);
- расходомеры ультразвуковые UFM 3030 (регистрационный № 48218-11) или расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);
- пробоотборники нефти «Стандарт-А» или пробоотборники «ВИРА-1-50-63», предназначенные для автоматического отбора проб;
- пробоотборники нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых Promass 83F проводят с помощью блока ТПУ, расположенного на одной площадке с СИКН и включающая в себя следующие средства измерений:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный № 20054-12);
- преобразователь давления измерительный 3051S (регистрационный № 24116-13) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный Rosemount 3144P (регистрационный № 56381-14);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный № 22257-11);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss S600+ (регистрационный № 83904-21), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сторос», оснащенных монитором и клавиатурой.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ), давления (МПа), плотности ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ), вязкости ( $\text{мм}^2/\text{с}$ ) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по стационарной поверочной установке, контроль метрологических характеристик расходомеров массовых, установленных на рабочих линиях, по расходомеру массовому, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-бокса СИКН.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – 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 программный комплекс «Сторос», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «Сторос» относится файл «metrology.dll».

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 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21/21
Цифровой идентификатор ПО	0×6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО программного комплекса «Сторос»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО CRC32	DCB7D88F

### Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон измерений расхода, т/ч	от 60 до 500
Рабочий диапазон температуры, °С	от +20 до +40
Рабочий диапазон давления на входе СИКН, МПа	от 0,6 до 3,2
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 743,8 до 890,0
Диапазон кинематической вязкости, мм <sup>2</sup> /с, не более	25
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности к диапазону измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	±0,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Электропитание	трехфазное 400 В/ 50 Гц; 230 В/ 50 Гц

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

## Комплектность средства измерения

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения, зав.№ 128		1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 645-2016 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения», ФР.1.29.2016.25228.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.587–2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»;

ГОСТ 8.024-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности»;

ГОСТ 8.025-96 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей»;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 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 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов».

### Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»  
(ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 7723107453

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

### Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»  
(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 7723107453

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

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