

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «28» ноября 2023 г. № 2531

Регистрационный № 66726-17

Лист № 1  
Всего листов 6

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский» (далее – СИКН) предназначена для измерения объемного расхода (массы) нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает и обрабатывает информацию с последующим вычислением массы нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы. Конструктивно СИКН состоит из функционально объединенных блоков:

а) блока измерительных линий (БИЛ), который предназначен для непрерывного измерения объемного расхода нефти. На каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений:

- преобразователь расхода жидкости турбинный МВТМ, номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 16128-01 или преобразователь расхода турбинный НТМ, регистрационный номер 56812-14;
- датчик температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 14061-99 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-13 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-09;

б) блока измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенного для непрерывного автоматического измерения показателей качества нефти. В состав БИК входят:

- влагомеры нефти поточные LC (рабочий и резервный), регистрационный номер 16308-97 или влагомер поточный L, регистрационный № 56767-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835В (рабочий и резервный), регистрационный номер 15644-06;
- датчик температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 14061-99 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-13 или датчик давления Метран-150, регистрационный номер 32854-09;

в) системы обработки информации (СОИ), предназначеннной для сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, вычислений показателей и параметров нефти по реализованному в ней алгоритму, а также индикации и регистрации результатов измерений и вычислений. В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (основной и резервный), регистрационный номер 57563-14;
- АРМ оператора (основное и резервное).

В состав СИКН входят показывающие средства измерений температуры и давления.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме:
  - 1) объемного расхода нефти по каждой измерительной линии и в целом по СИКН;
  - 2) объемной доли воды в нефти;
  - 3) давления в БИЛ, БИК и ТПУ;
  - 4) температуры в БИЛ, БИК и ТПУ;
  - 5) плотности нефти;
- расчет в автоматическом режиме:
  - 1) объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в т.ч. по каждой измерительной линии;
  - 2) текущего значения плотности нефти с учетом температуры и давления в БИК;
  - 3) текущего значения плотности нефти к условиям измерения объема нефти и к стандартным условиям;
  - 4) вычисление средневзвешенного значения плотности нефти при условиях измерения объема за отчетный период (2 часа, смена, сутки, месяц) и приведение к стандартным условиям;
  - 5) вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой измерительной линии и для СИКН в целом за отчетный период (2 часа, смена, сутки, месяц);
- вычисление массы нетто (за смену, сутки) с использованием результатов измерений массовых долей хлористых солей и механических примесей, полученных по данным испытательной лаборатории и массовой доли воды, измеренной в испытательной лаборатории;
- автоматическая корректировка коэффициента преобразования турбинного ПР от изменения расхода;
- автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти;
  - формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти;
  - управление пробоотбором;
  - контроль метрологических характеристик рабочих ПР по ТПУ;
  - индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН и качественных параметров нефти;
  - формирование журнала аварийных событий;
  - формирование протоколов поверки рабочих ПР, протоколов КМХ рабочих ПР;
  - формирование аварийных сигналов при наличии (появлении) свободного газа в нефти, предельных значений содержания воды в нефти, расхода по ИЛ и БИК.

Вид измерительной системы в соответствии с классификацией ГОСТ Р 8.596-2002: ИС-2.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контролочных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах ПР, входящих в состав ИК объемного расхода нефти, устанавливаются свинцовые (пластмассовые) пломбы, несущих на себе знак поверки (отиск клейма поверителя). Нанесение знака поверки (отиска клейма поверителя) на свинцовые (пластиковые) пломбы выполняется методом давления. Схема установки пломб представлена на рисунке 2.

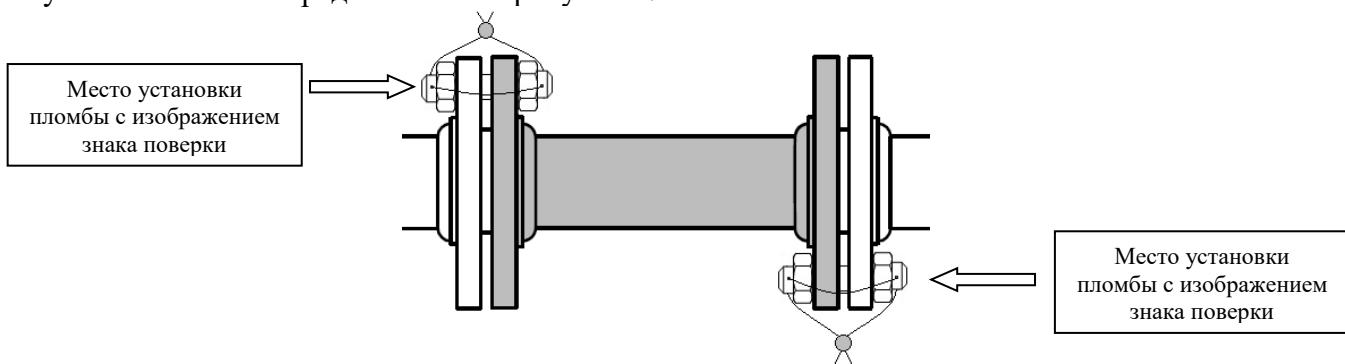


Рисунок 2 – Схема установки пломб

Заводской номер, в цифровом формате (№ 530), наносится на маркировочную табличку, размещенную перед входом в технологический блок СИКН, методом лазерной гравировки.

### Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), представленное встроенным прикладным ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ и ПО АРМ оператора. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК FloBoss S600+	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	АРМ оператора СИКН
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.21	444.v1.0
Цифровой идентификатор ПО	6051	b32f5ad244014b1ad1 7c2b57700fbadd

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход нефти, м <sup>3</sup> /ч	от 200 до 1650
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих, 1 резервно-замещающая)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды:	
Давление нефти, МПа	
- рабочее	от 0,23 до 1,32
- максимально допустимое	1,60
Температура перекачиваемой нефти, °С	от +5 до +50
Плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 770 до 890
Кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм <sup>2</sup> /с	от 4 до 20
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
Режим работы СИКН	непрерывный
Температура окружающего воздуха:	
– для первичных измерительных преобразователей, °С	от +5 до +40
– для ИВК и АРМ оператора, °С	от +5 до +35
Параметры электрического питания:	
– напряжение питания переменного тока, В	(220/380) <sub>-15%</sub> <sup>+10%</sup>
– частота переменного тока, Гц	(50±1)

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1.1	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ <sup>1)</sup> № 1)	ПР <sup>2)</sup>	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м <sup>3</sup> /ч	±0,15
1.2	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ <sup>1)</sup> № 2)	ПР <sup>2)</sup>	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м <sup>3</sup> /ч	±0,15
1.3	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ <sup>1)</sup> № 3)	ПР <sup>2)</sup>	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м <sup>3</sup> /ч	±0,15
1.4	Объемного расхода нефти	1 (БИЛ, ИЛ <sup>1)</sup> № 4)	ПР <sup>2)</sup>	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 200 до 550 м <sup>3</sup> /ч	±0,15

<sup>1)</sup> Измерительная линия.

<sup>2)</sup> Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM, регистрационный номер 16128-01 или преобразователь расхода турбинный НТМ, регистрационный номер 56812-14.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество,шт./экз
Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»	-	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»	-	1 экз.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский» АО «РН-Няганьнефтегаз», аттестованном ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» (свидетельство об аттестации номер RA.RU.313391/62014-23 от 24.05.2023) и зарегистрированном в ФИФ ОЕИ под номером ФР.1.29.2023.46046.

### 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».

### **Изготовитель**

Акционерное общество «РН-Няганьнефтегаз» (АО «РН-Няганьнефтегаз»)

ИНН 8610010727

Адрес: 628183, ХМАО-Югра, Тюменская обл., г. Нягань, ул. Сибирская, д. 10, к. 1

Телефон: +7 (34672) 9-46-28

Факс: +7 (34672) 9-43-59

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 20-62-95

Факс: (3452) 28-00-84

Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>

E-mail: mail@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.

### **в части вносимых изменений**

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(843) 272-00-32

Web-сайт: [www.vniir.org](http://www.vniir.org)

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.