

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1418 от 21.08.2020 г.)

Система измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП
«Станция смешения нефти»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП «Станция смешения нефти» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью турбинных преобразователей расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы турбинных преобразователей расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

СИКН состоит из четырех рабочих и одной резервной и одной контрольно-резервной измерительных линий.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ):

- преобразователи расхода турбинные НТМ (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее – регистрационный номер) 56812-14;
- датчики давления типа КМ35, регистрационный номер 56680-14;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-10;
- датчики температуры ТМТ142R, регистрационный номер 63821-16;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, регистрационный номер 49519-12;
- преобразователи измерительные 244, регистрационный номер 14684-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный номер 22257-01;
- датчик температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, регистрационный номер 14557-15;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный номер 15644-01;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный номер 52638-13;
- преобразователь расхода жидкости турбинный CRA, регистрационный номер 34951-07;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный номер 48218-11;
- преобразователи плотности и вязкости FVM, регистрационный номер 62129-15;
- анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT, регистрационный номер 47395-17.

В систему сбора, обработки информации и управления СИКН входят:

– комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК), регистрационный номер 53852-13;

– устройство распределенного ввода-вывода Simatic ET200, регистрационный номер 22734-11;

– автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора СИКН с аттестованным программным обеспечением (ПО) «ГКС Расход НТ».

В состав СИКН входят показывающие средства измерений:

– манометры ФТ модели МТИф Кс, регистрационный номер 60168-15;

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный номер 26803-11;

– манометры для точных измерений МТИ, регистрационный номер 1844-63;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер 303-91.

Для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ТПР применяется установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ТПУ), регистрационный номер 62207-15, применяемая в качестве рабочего эталона 1 разряда.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения объема, объемного расхода и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;

- автоматические измерения плотности, вязкости, содержания воды нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;

- проведение КМХ рабочих ТПР с применением контрольно-резервного ТПР, применяемого в качестве контрольного;

- проведение КМХ и поверки ТПР с применением ТПУ;

- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

ПО обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах АРМ оператора. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.04
Цифровой идентификатор ПО	A204D560
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора «ГКС расход НТ»

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	CRC32

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 282,0 до 5293,4
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 СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочие, 1 резервная и 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
– минимально допустимое	0,18
– рабочее	от 0,18 до 0,45
– максимально допустимое	0,5
Температура измеряемой среды, °С	от +1,0 до +40,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ :	
– при минимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 893,0 до 900,0
– при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 820,0 до 827,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5,0 до 50,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 25 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380 трехфазное 50
Режим управления: – запорной арматурой БИЛ – регуляторами расхода	автоматизированный автоматический
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП «Станция смешения нефти», заводской № 934	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 934 приемосдаточный пункт «Станция смешения нефти»	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП «Станция смешения нефти». Методика поверки	МП 0662-14-2017 с изменением №1	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0662-14-2017 с изменением № 1 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП «Станция смешения нефти». Методика поверки», утвержденному ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 17 апреля 2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 ГПС, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки ТПР, входящих в состав СИКН, во всем диапазоне измерений;

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

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведена в документе ГКС-007-2017 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП «Станция смешения нефти», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2018.29450

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 934 ПСП «Станция смешения нефти»

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика (методы) измерений

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 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»

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»

Изготовитель

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

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: +7(843) 221-70-00

Факс: +7(843) 221-70-01

E-mail: www.nppgks.com

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер RA.RU.310592 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.