

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1521. Приемосдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1521. Приемосдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью массовых преобразователей расхода. Выходные электрические сигналы массовых преобразователей расхода 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, блока измерений показателей качества нефти, системы сбора и обработки информации и блока рабочего эталона расхода. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

СИКН состоит из одной рабочей и одной контрольно-резервной измерительных линий.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели CMF (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее – регистрационный номер) 45115-16;
- преобразователи давления измерительные КМ35, регистрационный № 71088-18;
- датчики температуры Rosemount 3144P, регистрационный № 63889-16;
- преобразователи плотности и расхода CDM модели CDM100P, регистрационный № 63515-16;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный № 57762-14;
- влагомеры поточные модели L, регистрационный № 56767-14.

В систему сбора и обработки информации СИКН входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИБК), регистрационный № 64224-16;
- устройство распределенного ввода-вывода Simatic ET200, регистрационный № 66213-16;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора СИКН с аттестованным программным обеспечением (ПО) «ГКС Расход НТ».

В состав СИКН входят показывающие средства измерений:

- манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У модели МП4-У, регистрационный № 10135-15;
- манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ модели МПТИ-У2, регистрационный № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91.

Для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ применяется установка поверочная СР (далее – ПУ), регистрационный № 27778-15, применяемая в качестве рабочего эталона 1 разряда.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений с применением СРМ в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта по результатам измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли воды в нефти;
- автоматические измерения плотности и объемной доли воды;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- обработка и регистрация результатов измерений при проведении КМХ рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- обработка и регистрация результатов измерений при проведении КМХ и поверки СРМ с применением ПУ;
- 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;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

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	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	0x1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

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 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода по рабочей измерительной линии, т/ч	от 28 до 188
Диапазон измерений расхода по контрольно-резервной измерительной линии, т/ч	от 28 до 188
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.	2 (1 рабочая и 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимально допустимое	1,6 от 1,6 до 2,1 2,5
Температура измеряемой среды, °С - минимально допустимая - рабочая - максимально допустимая (расчетное)	+20 от +20 до +40 +60
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С, кг/м ³	от 750 до 830
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 735 до 830
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре +20 °С, сСт, не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Давление насыщенных паров при температуре измеряемой среды +37,8 °С, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380±38 трехфазное 50±1
Температура воздуха внутри помещения системы сбора и обработки информации, °С	от +20 до +30
Температура воздуха внутри помещения блока измерений показателей качества нефти, °С	от +10 до +25
Режим работы СИКН	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1521. Приемо-сдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ», заводской № 869	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти №1521. Приемо-сдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ»	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1521. Приемо-сдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ». Методика поверки	МП 0797-14-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0797-14-2018 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1521. Приемо-сдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 26 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

– рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки СРМ, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне измерений расхода.

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

приведены в документе ГКС-010-2018 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1521. Приемо-сдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/178014-18 от 15.11.2018 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1521. Прием-сдаточный пункт АО «АРКТИКГАЗ»

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

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 15.03.2016 г. № 179 «Перечень 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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».

Изготовитель

ООО «Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

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

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

Телефон: +7 (843) 221-70-00

Факс: +7 (843) 221-70-01

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

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

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.