

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (далее - СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти (нефти).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС заключается в следующем: измерительные преобразователи выполняют измерение массового расхода и параметров нефти. Выходные унифицированные электрические сигналы преобразователей измеряются комплексом измерительно-вычислительным (ИВК), который преобразует их, вычисляет массу нефти, массу нетто нефти и передаются результаты измерений и вычислений на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы нефти и массы балласта, определяемой по результатам лабораторных исследований пробы нефти сырой, как сумма массы воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти.

СИКНС состоит из:

- а) блока измерительных линий (БИЛ);
- б) блока измерений показателей качества (БИК) нефти;
- в) системы обработки информации (СОИ).

Блок измерительных линий представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую четыре измерительные линии (ИЛ), оснащенные средствами измерений массового расхода, давления и температуры нефти сырой, кранами шаровыми.

Блок измерений показателей качества нефти представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений объемной доли воды, температуры, объема, давления нефти сырой, кранами шаровыми и автоматическим пробоотборником.

Система обработки информации включает в себя ИВК и АРМ оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением.

В состав СИКНС входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 15201-11 (далее – регистрационный №);
- преобразователи давления измерительные ЕА, регистрационный № 14495-09;
- преобразователи температуры Метран-280, регистрационный № 23410-08;
- манометры избыточного давления показывающие МП-У, регистрационный № 10135-15;
- термометры биметаллические показывающие, регистрационный № 46078-11;
- влагомер сырой нефти ВСН-АТ, регистрационный № 42678-09;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, регистрационный № 21968-11;
- счетчик турбинный НОРД-М, регистрационный № 5638-02;
- комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09-ХХ-ТН, регистрационный № 55487-13.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) вычисление массы нетто нефти при вводе в ИВК параметров нефти, по результатам лабораторных исследований пробы нефти;

3) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих расходомеров по контрольному расходомеру;

4) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;

5) запись и хранение архивов;

6) обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКНС от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС включает в себя встроенное ПО средств измерений в составе СИКНС и ПО, установленное на АРМ оператора. Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку результатов измерений, запись и хранение архивов, выполнение КМХ рабочего расходомера по контрольному расходомеру и передачу результатов измерений на АРМ оператора. ПО АРМ оператора предназначено для отображения измерительной информации. ПО АРМ оператора не является метрологически значимым.

ПО ИВК имеет модульную структуру и включает в себя подсистемы метрологически значимой и незначимой части ПО. Идентификационные данные подсистем метрологически значимой части ПО ИВК приведены в таблице 1. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«МикроТЭК-09»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1747	
Цифровой идентификатор ПО	номер версии подсистемы ПО	значение цифрового идентификатора подсистемы ПО
	1.757	AF11667CD939F70C2AACEA2837FC3587 (mathSarasotaFD960.mdll)
	1.757	A4497D2234B7A0FE257739D3B4AA2005 (mathSolartron7835.mdll)
	1.757	13DA4AFE2991695791DAB25ACD65B6CD (mathTransforms.mdll)
	1.757	5AFF2325058B355AA3B322DA8D681519 (mathRawOil.mdll)
	1.1747	A11709D9D03D975659672CC96759675A (mathCommercialOil.mdll)
	1.757	02DC49B1E0F7507771FC067108C30364 (mathHC.mdll)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть сырая
Количество ИЛ	4 (2 рабочие, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры нефти: – массовый расход через одну ИЛ, т/ч – избыточное давление, МПа – температура, °С – плотность в рабочих условиях, кг/м ³ – кинематическая вязкость, сСт – массовая доля воды, %, не более – массовая доля хлористых солей, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 70 до 350 от 0,3 до 2,3 от +30 до +45 от 821,5 до 835,0 от 3,53 до 6,87 0,5 0,0073 0,0079 72
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока технических средств СОИ, В – напряжение переменного тока силового оборудования, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 380 ⁺⁴⁸ ₋₃₈ 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность без конденсации влаги, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 от +5 до +30 95 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК, зав. № 01	–	1 шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации системы измерения количества и параметров нефти сырой УПН-Вах Вахского н.м.	ИЭ 2-15-15	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки	МП 234-17	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК	ФР.1.29.2017.26365	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 234-17 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 22 ноября 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510 с верхним пределом измерений расхода 500 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,05$ % (установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99);
- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКНС.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК, регистрационный № ФР.1.29.2017.26365.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Приказ Минэнерго России от 08.04.2016 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»

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерение количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкостей

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(ОАО «Томскнефть» ВНК)

ИНН 7022000310

Адрес: 636780, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Телефон: (38259) 6-95-03, телефакс: (38259) 6-96-35

E-mail: JSCTN@tomskneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области»

Адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон: (3822) 55-44-86, факс: (3822) 56-19-61, 55-36-76

Web-сайт: tomskcsm.ru

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.