

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением счетчика-расходомера массового. Выходные сигналы измерительного преобразователя счетчика-расходомера массового поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В составе СИКНС применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS 2400 (далее по тексту – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 53804-13;

- датчики температуры Rosemount 3144P, рег. 63889-16;

- датчики давления Метран-150 модели 150 TG и модели 150CD, рег. № 32854-13;

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее по тексту ВП), рег. № 14557-15;

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, рег. № 57762-14.

В систему обработки информации СИКНС входят:

- комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее по тексту ИВК), рег. №43239-15;

- автоматизированное рабочее место (далее по тексту - АРМ) оператора.

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений:

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, рег. № 303-91;

- манометры МП показывающие и сигнализирующие, рег. № 59554-14.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК (основной)	ПО ИВК (резервный)
Идентификационное наименование ПО	OZNA-Flow	Formula.o	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0	v.6.15	v.6.10

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК (основной)	ПО ИВК (резервный)
Цифровой идентификатор ПО	64C56178	5ED0C426	24821CE6

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 40 до 352 (от 50 до 400)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:	
- массы сырой нефти	±0,25
- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды влагомером:	
- при содержании объемной (массовой) доли воды от 0 до 5,0 (6,3) %	±0,35
- при содержании объемной (массовой) доли воды от 5,0 (6,3) до 8,0 (10,0) %	±0,40
- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории	
- при содержании массовой доли воды от 0 до 5,0 %	±0,55
- при содержании массовой доли воды от 5,0 до 10,0 %	±0,90

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	от 0,8 до 2,9
- максимально допустимое	2,9
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³ :	от 800,0 до 880,0
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочих условиях, мм ² /с (сСт):	от 4,0 до 9,25
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при +20 °С, кг/м ³	от 786,7 до 886,7
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +10 до +30
Массовая доля воды, %, не более	10
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0024
Массовая доля серы, %, не более	0,37
Массовая доля парафина, %, не более	2,4
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры +204 °С, не более	0,370
Содержание свободного газа, %, не более	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	0,97
Диапазон плотности газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,02 до 1,03
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура в блок-боксе, °С, не менее	от -49 до +35 +5
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный»	заводской № 361-02	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 361-02.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0999-9-2019	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0999-9-2019 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 05 июля 2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) 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», обеспечивающий определение метрологических характеристик счетчиков – расходомеров массовых в требуемых диапазонах расхода;

- 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

приведены в инструкции «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный» АО «РН-Няганьнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/4209-18). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2018.30763.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) 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 ОЗНА – Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА – Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а

Телефон: +7 (347) 292-79-10

Факс: +7 (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

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-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений 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.

« ____ » _____ 2020 г.