

Приложение № 9
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» ноября 2020 г. № 1860

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Оренбургнефть» (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 средства измерений утвержденных типов:

- расходомеры массовые Promass (модификации Promass 500) (далее по тексту – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 68358-17;
- датчики температуры Rosemount 3144Р, рег. № 63889-16;
- датчики давления Метран-150 модели 150TG 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;
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту - ИВК), рег. № 52866-13;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2 и №3, рег. № 303-91;
- манометры МП показывающие и сигнализирующие, рег. № 59554-14.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК (основной и резервный), АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС. Наименования ПО АРМ оператора и идентификационные данные указаны в таблице 1. Наименование ПО ИВК и идентификационные данные приведены в описании типа ИВК.

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 АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	OZNA-Flow.3.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.2
Цифровой идентификатор ПО	60075479

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, м ³ /ч (т/ч)	от 40 до 90 (от 34 до 77)
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 ВП при содержании массовой доли воды до 0,5 %	±0,35
- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании массовой доли воды до 0,5 %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	1,3
- минимально допустимое	0,8
- максимально допустимое	2,2
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности дегазированной нефти при температуре +20 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м ³	от 855 до 880
Диапазон плотности пластовой воды при температуре +20 °С	от 1110 до 1200
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочих условиях, мм ² /с (сСт):	от 5,3 до 16,5
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +35 до +65
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 20 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,08
Массовая доля серы, %, не более	2,12
Массовая доля парафина, %, не более	3,22
Давление насыщенных паров, кПа, не более	50,6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	110
Массовая доля метил- этилмеркаптанов, млн ⁻¹ (ppm), не более	72

Содержание свободного газа, %, не более	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	0,5
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,16 до 1,18
Суммарные потери давления на СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	0,2
- в рабочем режиме	
- в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ)	0,4
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания:	
- напряжение, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
- частота, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура наружного воздуха, °С	от -40 до +50
- температура в блок-боксе, °С, не менее	+5
- операторная, °С	от +15 до +25
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

Таблица 4 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Орнебургнефть», заводской № 372		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 372.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 1033-9-2019	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1033-9-2019 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Орнебургнефть». Методика поверки», утвержденному ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», утвержденному 13 марта 2020 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 нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Оренбургнефть» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/7509-18 от 17.07.2018). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2018.30785.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Оренбургнефть»

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

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