УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» марта 2021 г. №237

Регистрационный № 81065-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в комплекс измерительно-вычислительный, который их преобразует и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму как разность массы брутто нефти и массы балласта, определяемой по результатам лабораторных исследований пробы нефти, как общая массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти. Часть измерительных компонентов СИКН формируют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

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 (БИК), блока поверочной установки (БПУ), системы обработки информации (СОИ). Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на однотипные с аналогичными метрологическими характеристиками.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер ФИФ ОЕИ
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF, модификации CMF300 (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Счетчик нефти турбинный МИГ, исполнение 32Ш	26776-08

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер ФИФ ОЕИ
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ–4	303-91
Манометры показывающие точных измерений МПТИ	53902-13
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ТПУ)	44252-10
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») с «горячим» резервированием (далее – ИВК)	43239-09

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

1) автоматическое измерение массы брутто нефти, плотности нефти, объемной доли воды в нефти, избыточного давления и температуры нефти;

2) автоматический и ручной отбор проб;

3) вычисление массы нетто нефти при вводе с клавиатуры АРМ оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в лаборатории;

4) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ):

– рабочего и резервного СРМ по ТПУ;
– рабочего преобразователя плотности (ПП) по резервному ПП;
– рабочего и резервного ПП по результатам измерений плотности в лаборатории;
– рабочего и резервного влагомеров по результатам измерений объемной доли воды в лаборатории;

5) регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с описаниями типов СИ и МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	B6D270DB

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 20 до 136
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массового расхода нефти	2	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л»	от 20 до 136 т/ч	±0,25 %

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Количество измерительных линий, шт.	2
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,04 до 4,00
Диапазон температуры нефти, ˚С	от +5 до +30
Плотность нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м^3	от 700 до 900
Кинематическая вязкость нефти при рабочей температуре, сСт	от 1,0 до 15,0
Массовая доля воды, %, не более	0,50
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы СИКН	Непрерывный
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	 220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	 от +5 до +25 от +15 до +30 от 30 до 90 от 84 до 106

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое», заводской № 607	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое»	-	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое». Методика поверки	МП 362-18	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2020.38252).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.08.2018 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 расхода жидкости»