

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК (далее - СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти (нефти).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на измерении массы нефти прямым методом динамических измерений.

Масса нефти измеряется по результатам прямых измерений массы нефти расходомером массовым.

Масса нетто нефти вычисляется как разность массы нефти и массы балласта, определяемой по результатам лабораторных исследований пробы нефти, как сумма массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Средства измерений в составе СИКНС выполняют измерения расхода, давления, температуры, плотности и объемной доли воды в нефти и их преобразование в унифицированные электрические сигналы. Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09-04-МК (ИВК) выполняет измерение выходных сигналов средств измерений, их преобразование в значения параметров и показателей качества нефти, вычисление массы нефти, массы нетто нефти и передачу результатов измерений и вычислений на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

В состав СИКНС входит блок измерительных линий (БИЛ), блок измерений показателей качества нефти (БИК) и система обработки информации (СОИ).

Блок измерительных линий представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую три измерительные линии (ИЛ) (две рабочие и одна контрольная), оснащенные средствами измерений массового расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой.

Блок измерений показателей качества нефти представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений объемной доли воды, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

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

В состав СИКНС входят следующие основные средства измерений:

- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53804-13 (далее – регистрационный №);
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, регистрационный № 63044-16;
- термопреобразователи универсальные ТПУ 0304, регистрационный № 50519-17;
- влагомер поточный ВСН-АТ, регистрационный № 62863-15;
- комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК, регистрационный № 44582-16.

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;
- 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

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. 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-МК»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3868	
Цифровой идентификатор ПО	номер версии подсистемы ПО	значение цифрового идентификатора подсистемы ПО
	2.3083	6E1212FB054D3645ABC1B2A8B1E54D7A (mathRawOil.mdll)
	2.3083	12387F99835A1B74C69986719D3A58F5 (mathCommercialOil.mdll)
	2.3083	04793482857F9248A099E084846CB277 (mathWater.mdll)
	2.3083	2C317A5117704DAA0645548916CDE671 (mathSHFLU.mdll)
	2.3083	AF2A989D899E426D2C62BF911597A191 (mathOilGas.mdll)
	2.3083	3093318E3A287EFA8F3D3A36B6FEE485 (mathNaturalGas.mdll)
	2.3083	7BD2EADDFC8D75796CB65F99DE5FB7FA (mathNitrogen.mdll)

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Цифровой идентификатор ПО	2.3083	F1F2BE3E82E9144876E7F99424E21ECE (mathAir.mdll)
	2.3083	4A81742D5B15074BE60FD9DABD3FD3AE (mathSarasotaFD960.mdll)
	2.3083	204BFDBA4DCDB72D36CEF8672C9AFC09 (mathSolartron7835.mdll)
	2.3083	768884A0DB93F585C712E4BF5101692A (mathTransforms.mdll)
	2.3083	67F1F9338F566D5040E345FC98961772 (mathKmxRawOil.mdll)
	2.3083	E1154DE1DD8A7FC6209ABA0662D67391 (mathHC.mdll)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти через одну ИЛ, т/ч	от 7,6 до 157,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, при содержании объемной доли воды, %: – от 0 до 5 % включ. – св. 5 до 10 % включ.	±0,35 ±0,40

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть сырая
Количество ИЛ	3 (2 рабочие, 1 контрольная)
Режим работы СИКНС	непрерывный
Избыточное давление, МПа	от 0,4 до 3,0
Температура, °С	от +5 до +50
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при +20 °С, кг/м ³	от 770 до 894
Объемная доля воды, %	от 0 до 10
Массовая доля хлористых солей, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока технических средств СОИ, В – напряжение постоянного тока, В	220 ⁺³⁰ ₋₁₁₀ 24 ⁺¹⁸ ₋₆

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
– частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -50 до +40 от +5 до +30 от +10 до +30 95 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК, зав. № 01	–	1 шт.
Инструкция АО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК	ИЭ-УПНГ-2-19	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки	МП 390-19	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 390-19 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 25.11.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 (установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 44420-10);

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

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 на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК, (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00241-2013/29-426-2019, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», аттестат аккредитации 01.00241-2013)

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 3 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК

Приказ Росстандарта от 07.08.2018 № 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»

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

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)

ИНН 7022000310

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

Телефон: (38259) 6-40-20, (38259) 6-32-31, факс: (38259) 6-96-35

Web-сайт: tomskneft.ru

E-mail: JSCTN@tn.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

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

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

Web-сайт: tomskcsm.ru, tomskcsm.pf

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.

« ___ » _____ 2020 г.