

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК (далее - СИКНС) предназначена для измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой.

Описание средства измерений

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

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

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

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

СИКНС состоит из:

- комплекса технологического (КТ), включающего:
 - а) блок измерительных линий, включающий три измерительные линии (ИЛ);
 - б) блок измерений показателей качества сырой нефти;
 - в) выходной коллектор;
 - г) узел подключения передвижной поверочной установки;
- системы обработки информации (СОИ), включающую:
 - а) комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09-04-ТН;
 - б) автоматизированное рабочее место оператора.

Средства измерений, входящие в состав СИКНС, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав СИКНС

Наименование средств измерений	Регистрацион-ный номер*	Количество
Блок измерительных линий		
Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS 7400	53804-13	3 шт.
Датчик давления МС2000	17974-11	2 шт.
Преобразователь давления измерительный АИР-20/М2	63044-16	3 шт.
Преобразователь температуры Метран-286	23410-13	3 шт.
Манометр показывающий виброустойчивый М-3ВУ	58474-14	6 шт.
Термометр биметаллический показывающий ТБ-2	46078-16	3 шт.

Продолжение таблицы 1

Наименование средств измерений	Регистрационный номер*	Количество
Блок измерений показателей качества сырой нефти		
Влагомер поточный ВСН-АТ	62863-15	1 шт.
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276	21968-11	1 шт.
Выходной коллектор		
Преобразователь давления измерительный АИР-20/М2	63044-16	1 шт.
Преобразователь температуры Метран-286	23410-13	1 шт.
Манометр показывающий виброустойчивый М-3ВУ	58474-14	1 шт.
Термометр биметаллический показывающий ТБ-2	46078-16	1 шт.
Система обработки информации		
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09-04-ТН	55487-13	1 шт.
Примечание – * Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих преобразователей расхода (ПР) по контрольному преобразователю расхода;
- 3) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти сырой;
- 4) запись и хранение архивов;
- 5) вычисление массы нетто нефти сырой при вводе в ИВК параметров нефти сырой, по результатам лабораторных исследований пробы нефти сырой;
- 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 «АРМ оператора ДНС», установленное на АРМ оператора. Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку, запись и хранение архивов, выполнение КМХ ПР по контрольному ПР, отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «АРМ оператора ДНС» осуществляет отображение технологических и учетных параметров.

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 2. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«МикроТЭК-09»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1747

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Цифровой идентификатор ПО	номер версии подсистемы ПО	значение цифрового идентификатора подсистемы ПО
	1.757	AF11667CD939F70C2AAACEA2837FC3587 (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 3 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти сырой через одну ИЛ, т/ч	от 10 до 70
Диапазон измерений избыточного давления нефти сырой, МПа	от 0,30 до 3,62
Диапазон измерений температуры нефти сырой, °С	от +5 до +25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой, при содержании объемной доли воды, %:	
– от 10 до 20 % включ.	±1,5
– св. 20 до 50 % включ.	±2,5
– св. 50 до 70 % включ.	±5,0
– св. 70 до 85 % включ.	±15,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольная)
Режим работы СИКНС	непрерывный
Показатели качества нефти сырой:	
– плотность в рабочих условиях, кг/м ³ :	
– при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % включ.	от 855,1 до 880,1
– при содержании объемной доли воды св. 20 до 50 % включ.	от 880,1 до 955,1
– при содержании объемной доли воды св. 50 до 70 % включ.	от 955,1 до 980,1
– при содержании объемной доли воды св. 70 до 85 % включ.	от 980,1 до 1010,1
– плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С, кг/м ³	от 817,4 до 841,0
– плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1037
– кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт)	от 6,940 до 7,166

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
– объемная доля воды, % – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля хлористых солей, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 10 до 85 3,31 0,01 4
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	24^{+18}_{-6} 220^{+30}_{-110} 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе КТ, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность воздуха для средств измерений в составе КТ и СОИ, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -50 до +40 от +5 до +50 от +10 до +35 95 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК, зав. № 01	–	1 шт.
ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки	МП 347-18	1 экз.
Инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Колотушного н.м.р. ЦДНГ-7	ИЭ-УДНГ-01-18	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 347-18 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 19.10.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон единицы массового расхода жидкости 1-го разряда по приказу Минпромторга России 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»;

- 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 документе «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00241-2013/29-314-2018).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции Колотушного нефтяного месторождения АО «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»

Приказ Минпромторга России 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»

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, 23

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

E-mail: JSCTN@tomskneft.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, 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.

« ____ » _____ 2019 г.