

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «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 косвенным методом динамических измерений.

Масса нефти сырой вычисляется по результатам прямых измерений объема нефти сырой расходомером жидкости турбинным и плотности нефти сырой преобразователем плотности.

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 объемного расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти сырой и их преобразование в унифицированные электрические сигналы. Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК-01» (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-01;
 - 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	Регистрационный номер*	Количество
Блок измерительных линий		
Расходомеры жидкости турбинные РТФ-100Н	11735-06	3 шт.
Датчик давления Метран 100-ЕХ-ДД	22235-01	2 шт.
Манометр избыточного давления показывающий МП4-Уф	43902-10	5 шт.

Продолжение таблицы 1

Наименование средств измерений	Регистрационный номер*	Количество
Блок измерений показателей качества сырой нефти		
Влагомер поточный ВСН-АТ	62863-15	1 шт.
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06	1 шт.
Счетчик нефти турбинный МИГ-40	26776-04	1 шт.
Датчик давления Метран 100-ЕХ-ДИ	22235-01	1 шт.
Термометр ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91	1 шт.
Термопреобразователь сопротивления ТСП Метран-206	19982-00	1 шт.
Выходной коллектор		
Датчик давления Метран 100-ЕХ-ДИ	22235-01	1 шт.
Термометр ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91	1 шт.
Термопреобразователь сопротивления ТСП Метран-206	19982-00	1 шт.
Система обработки информации		
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-01	24063-02	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, отчетов, трендов, паспорта качества нефти;
- 4) запись и хранение архивов;
- 5) вычисление массы нетто нефти сырой при вводе на АРМ оператора 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 «Визард-УН.255», установленное на АРМ оператора. Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку, запись и хранение архивов и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард-УН.255» осуществляет выполнение КМХ ПР по контрольному ПР, отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК и ПО «Визард-УН.255» 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 СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Узел учета нефти газа и воды	Визард-УН.255
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.22.07.02	v.20141125
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти сырой через одну ИЛ, м ³ /ч	от 40 до 120
Диапазон измерений избыточного давления нефти сырой, МПа	от 0,3 до 2,5
Диапазон измерений температуры нефти сырой, °С	от +5 до +40
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 0 до 5 включ. % – св. 5 до 10 включ. %	±0,35 ±0,40

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 – плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ – плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более – объемная доля воды, % – массовая доля хлористых солей, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 820 до 860 от 820 до 860 1030 от 0 до 10 0,02 0,1
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	24 ⁺¹⁸ ₋₆ 220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды для средств измерений в составе КТ, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 от +1 до +50 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 установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК, заводской № 01	-	1 шт.
ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки	МП 278-17	1 экз.
Инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ-9 «Советского» н.м.р. ЦППН-1	ИЭ-УПНГ-50-17	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 278-17 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 30.06.2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 1-го разряда по ГОСТ 8.510;
- 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. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00241-2013/29-244-2017 от 30.06.2017 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 9 Советского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

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

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(ОАО «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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.