

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ Северного газонефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ Северного газонефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Конструкция СИКНС состоит из блока технологического и системы сбора, обработки информации и управления (СОИ). Блок технологический располагается в модульном здании и включает блок измерительных линий (три рабочих линий, одна контрольно-резервная), выходной коллектор, блок измерений показателей качества нефти сырой (БИК), узел подключения передвижной поверочной установки. СОИ включает комплекс измерительно-вычислительный (ИВК), расположенный в помещении блока автоматизации, и автоматизированное рабочее место оператора (АРМ оператора), расположенное в помещении операторной.

На каждой рабочей измерительной линии установлены следующие средства измерений:

- рабочий расходомер массовый (РМ);
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь разности давлений;
- преобразователь температуры;
- показывающие средства измерений (СИ) температуры и давления.

На контрольно-резервной измерительной линии установлены следующие СИ:

- контрольный расходомер массовый (РМ);
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь разности давлений;
- преобразователь температуры;
- показывающие СИ температуры и давления.

На выходном коллекторе установлены следующие СИ:

- преобразователь избыточного давления;
- показывающие СИ температуры и давления.

В БИК установлены следующие СИ и оборудование:

- ультразвуковой расходомер;
- поточный влагомер нефти;
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь разности давлений;
- преобразователь температуры;
- показывающие СИ температуры и давления;
- пробоотборник нефти ручной по ГОСТ 2517-85;
- пробоотборник автоматический «Стандарт-А».

Принцип действия СИКНС основан на измерении массы сырой нефти прямым методом динамических измерений. Масса сырой нефти измеряется счетчиками-расходомерами массовыми и ИВК. Масса нетто сырой нефти вычисляется АРМ оператора как разность массы сырой нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти. Определение содержания в сырой нефти хлористых солей и механических примесей осуществляется в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ), содержания воды – в ХАЛ или с помощью поточного влагомера.

Основные средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКНС, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование СИ и оборудования	№ в Гос. реестре СИ	Изготовитель	Кол-во
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели CMF300M с преобразователями 2700	45115-10	Фирма «Emerson Process Management/ Micro Motion Inc.», США, «Emerson Process Management Flow BV», Нидерланды, «Technologias de Flujo», Мексика, «Emerson Process Management Flow Technologies», Китай	4
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3200	37667-08	Компания «Duon System Co, Ltd», Южная Корея	6
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100	37667-08	Компания «Duon System Co, Ltd», Южная Корея	5
Преобразователи температуры Метран-280, модификация Метран-286-23	23410-08	ЗАО «ПГ «Метран»	6
Манометры избыточного давления показывающие МП4-УУ2 ¹	10135-05	ОАО «Манотомь»	6
Манометры избыточного давления показывающие МП-4Уф ¹	27227-05	ЗАО «ПО ФизТех»	11
Термометры биметаллические ТМ модификации S5301 ¹	15151-08	Фирма «WIKА Alexander Wiegand GmbH & Co.KG», Германия	6
Расходомер UFM 3030	32562-09	ООО «Кроне-Автоматика»	1
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм1	14557-10	ООО «НПП «Годсиб»	1
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L»)	43239-09	ООО «Корпорация ИМС»	2
АРМ оператора	-	ООО «Корпорация ИМС»	1
Примечание: ¹ – показывающие СИ температуры и давления.			

СИКНС выполняет следующие основные функции:

- измерение массы сырой нефти и вычисление массы нетто сырой нефти;
- измерение и контроль температуры, давления, содержания воды в сырой нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих РМ по контрольному РМ;
- отображение, регистрацию и хранение результатов измерений и контроля;
- формирование и печать отчетной документации;
- защиту от несанкционированного доступа к результатам измерений, параметрам настройки средств измерений и программному обеспечению;
- автоматический и ручной отбор пробы сырой нефти, для определения массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти сырой;
- управление и контроль за работой технологического оборудования.

Пломбирование счетчиков-расходомеров массовых, влагомера нефти поточного, преобразователей температуры, расходомера в БИК, преобразователей давления осуществляется пломбами, установленными на контрольных проволоках, охватывающих корпуса преобразователей, в соответствии с МИ 3002.

Пломбирование ИВК «ОКТОПУС-Л» осуществляется согласно документу МС 200.00.00.00 РЭ «Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС») Руководство по эксплуатации».

Пломбирование задвижек на трубопроводах СИКНС осуществляется в соответствии с документом ИЭ 2-23-14 «Инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на СИКНС УПСВ «Северное» ЦППН-2».

Программное обеспечение

В ИВК «ОКТОПУС-Л» установлено прикладное программное обеспечение, которое имеет свидетельство об аттестации № 26801-09 от 22.12.2009 г.

ПО ИВК «ОКТОПУС-Л» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- обработка сигналов, поступающих с первичных измерительных преобразователей;
- вычисление массы сырой нефти;
- защита от несанкционированного доступа.

На АРМ оператора установлено программное обеспечение (ПО) «Rate АРМ оператора УУН», которое имеет свидетельство о метрологической аттестации алгоритмов вычислений и программы обработки результатов измерений программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН" РУУН 2-07 АВ от 23.03.2007 г. № 341014-07 и свидетельство об аттестации программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН» № 143702-07 от 27.08.2007 г.

ПО «Rate АРМ оператора УУН» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- отображение технологических параметров, состояние оборудования СИКНС;
- выработку аварийных и предаварийных сигналов при отклонении технологических параметров за допустимые пределы;
- вычисление средневзвешенных значений параметров;
- вычисление массы нетто сырой нефти;
- проведение КМХ рабочих РМ по контрольному РМ;
- управление пробоотборником;
- управление исполнительными механизмами;
- формирование, архивирование и вывод на печать отчетных документов;
- архивацию, отображение, и вывод на печать графиков изменения технологических параметров (температуры, давления, расхода);
- защиту от несанкционированного доступа к функциям, способным повлиять на достоверность измерений количества сырой нефти.

Идентификационные данные ПО АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Rate АРМ оператора ОУН	1.0.1.1	-	-

Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом ПО ИВК и ПО АРМ оператора.

Для защиты ПО ИВК и ПО АРМ оператора от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. Защита программного обеспечения ИВК и АРМ оператора соответствует уровню «С» по классификации МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая.
Характеристики рабочей среды:	
- массовый расход, т/ч	от 17 до 315.
- избыточное давление, МПа	от 1,90 до 2,25.
- температура, °С	от 5 до 45.
Физико-химические свойства нефти сырой:	
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	226;
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05;
- массовая доля воды, %, не более	1,0;
- плотность, кг/м ³	от 860 до 874.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	± 0,25.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой, %	± 0,35.
Режим работы СИКНС	непрерывный.
Среднее время наработки на отказ СИКНС, ч	12600.
Условия эксплуатации СИ и вспомогательного оборудования:	
1) для средств измерений, находящихся в блоке технологическом:	
- температура окружающего воздуха, °С	от 5 до 35;
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7;
- относительная влажность воздуха, %, не более	95, при температуре 35 °С;
- напряжение питания постоянного тока, В	от 16 до 28.
2) для средств измерений, находящихся в помещении блока автоматизации и помещении операторной:	
- температура окружающей среды, °С	от 10 до 35;
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7;
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80;
- напряжение питания переменного тока, В	от 198 до 242;
- частота питающей сети, Гц	от 49,5 до 50,5.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС печатным способом.

Комплектность средства измерений

Единичный экземпляр СИКНС в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКНС, методика поверки СИКНС, методика измерений массы сырой нефти, техническая документация на компоненты СИКНС.

Поверка

осуществляется по документу МП 204-14 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ Северного газонефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному директором ФБУ «Томский ЦСМ» 29.01.2014 г.

Основные средства поверки: установка поверочная расходомерная с диапазоном измерения расхода, соответствующим поверяемому расходомеру, с относительной погрешности не более 0,15 %; поверочная установка «ВСП-М», вместимость измерительного участка 40 дм³, допускаемая относительная погрешность при измерении массы 0,10 %; установка для поверки влагомеров нефти, погрешность измерения объемной доли воды: 0,025 % (в диапазоне содержания воды от 0,2 до 10 %).

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе ФР.1.29.2014.16846 «Инструкция. ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ Северного газонефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ Северного газонефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

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

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

3 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утверждены приказом Минпромэнерго № 69 от 31.03.2005 г.

4 МИ 3002-2006 Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерения и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.

5 Проектная документация шифр № 1894 «Реконструкция установки предварительного сброса воды (УПСВ) и газокompрессорной станции (ГКС) на Северном газонефтяном месторождении», разработан ОАО «ТомскНИПИнефть».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (ОАО «Томскнефть» ВНК).

Юридический адрес: 636785, Россия, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23.
Приемная: (8 38259) 6-95-03, Телефакс: (8 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»).

Юридический адрес: 634012, Россия, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, 17а.
Телефон: (3822) 55-44-86, факс: (3822) 56-19-61. E-mail: tomska@tcsms.tomsk.ru.

Сайт: <http://tomskcsm.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

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.