

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения (далее - СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Состав СИКН

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации CMF 300) в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее - СРМ)	45115-10
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Ротаметр Н 250	48092-11
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее - ИВК)	19240-11
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее - ВН)	14557-10
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, а также массовой доли воды в нефти;

- автоматическое измерение температуры и давления на узле измерительных линий, на узле измерений показателей качества нефти (далее - УИК);

- автоматическое и местное измерение разности давления на фильтрах на узле фильтров;
- измерение давления и температуры с применением показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного СРМ;
- КМХ и поверка СРМ с применением передвижной поверочной установки;
- ручное управление запорной и регулирующей арматурой;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в УИК с применением ВН;
- защита алгоритма и программы ИВК и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН от несанкционированного доступа системой паролей;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- дренаж нефти из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах АРМ оператора. Идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «Форвард»			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	14C5D41A

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные метрологические и технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	2 (одна рабочая, одна контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 18 (23) до 100 (131)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,6 до 2,5
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Диапазон плотности нефти при рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 784,9 до 765,0
Диапазон температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$	от 15 до 45
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля сероводорода, млн.^{-1} (ppm), не более	2
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 \pm 22, 380 \pm 38 50 \pm 1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$ - температура воздуха в помещении блочно-модульного здания блока технологического, $^{\circ}\text{C}$, не ниже	от -43 до +42 +10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения	зав. № 565/2013	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Наименование	Обозначение	Количество
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения. Методика поверки	МП 0479-14-2016	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0479-14-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 20.10.2016 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» или по ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости», обеспечивающий проведение поверки СРМ;
- средства поверки в соответствии с методикой поверки СИКН.

Допускается применение аналогичных средства поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти ЗАО «Газпром нефть Оренбург», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/124014-13 от 23.07.2013 г. (номер в Федеральном реестре ФР.1.29.2013.16307).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

Адрес: Россия, 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Заявитель

ООО «ИМС Индастриз» филиал «ИМС Индастриз - Уфа»
ИНН 7736545870

Адрес местонахождения: Россия, Республика Башкортостан, 450096, г. Уфа, ул. Луганская, д. 3/1

Почтовый адрес: 450096, Уфа-96. а/я 45

Тел.: (347) 216-34-78, факс: (347) 216-34-79

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Юридический и почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Тел.: (843) 272-70-62; факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.