

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть» (далее - СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

Измерительные каналы СИКН состоят из следующих компонентов (по ГОСТ Р 8.596-2002):

1) измерительные компоненты – средства измерений, которые выполняют измерение расхода, давления, температуры, плотности и объемной доли воды в нефти и их преобразование в унифицированные электрические сигналы (нижний уровень СИКН);

2) комплексные компоненты – комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (ИВК), которые выполняют измерение выходных сигналов средств измерений, их преобразование в значения параметров и показателей качества нефти, вычисление массы брутто нефти и передачу результатов измерений и вычислений на верхний уровень (средний уровень СИКН);

3) вычислительные компоненты – автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (верхний уровень СИКН);

4) связующие компоненты – технические устройства и средства связи, используемые для приема и передачи сигналов, несущих измерительную информацию от одного компонента СИКН к другому;

5) вспомогательные компоненты – источники питания, запорная аппаратура и другое.

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

Блок измерительных линий представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую три измерительные линии (ИЛ) (две рабочие и одна контрольно-резервная), 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 плотности, объемной доли воды, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

В блок поверочной установки включены средства измерений температуры, давления и установка поверочная стационарная ВСП-М (ПУ), состоящая из компакт-прувера и средства измерения плотности.

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

В состав СИКН входят следующие средства измерений:

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 13425-01;

- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный № 14061-99;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01;
- преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, регистрационный № 14683-00;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный № 15644-01;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-01 и № 14557-10;
- установка поверочная стационарная ВСП-М, регистрационный № 33203-06;
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», регистрационный № 52866-13.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) вычисление массы нетто нефти при вводе в ИВК показателей качества нефти, по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 3) выполнение поверки преобразователей массового расхода (ПМР) по ПУ;
- 4) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) ПМР по ПУ и по контрольному ПМР;
- 5) выполнение КМХ поточного влагомера и поточного преобразователя плотности по результатам испытаний в лаборатории;
- 6) формирование, хранение и вывод на печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 7) запись и хранение архивов;
- 8) регистрация событий в журнале;
- 9) обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО средств измерений в составе СИКН и ПО «Генератор отчетов ИВК Абак+», установленное на АРМ оператора.

ПО ИВК имеет модульную структуру и включает в себя подсистемы метрологически значимой и незначимой части ПО. Метрологически значимой частью ПО СИКН является подсистема метрологически значимой части ПО ИВК, идентификационные данные которой приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 15 до 125
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода нефти, %	$\pm 0,25^{1)}$ $\pm 0,20^{2)}$
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	от 700 до 1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала плотности нефти, кг/м ³	$\pm 0,3$
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	от 0 до 10
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительного канала давления нефти, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала температуры нефти, °С	$\pm 0,2$
Диапазон измерений объемной доли воды, %	от 0,01 до 2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объемной доли воды, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода нефти с рабочим ПМР в составе;	
²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода нефти с контрольным ПМР в составе	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 5,5
Температура нефти, °С	от +2 до +40
Плотность нефти при температуре плюс 20 °С, кг/м ³	от 700 до 890
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Параметры электрического питания СИКН:	
– напряжение переменного тока измерительных цепей, В	220 $\pm$ 22
– напряжение переменного тока силовых цепей, В	380 $\pm$ 38
– частота переменного тока, Гц	50 $\pm$ 1

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С	от +15 до +40
– температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С	от +15 до +25
– относительная влажность, %	от 30 до 90
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть», зав. № 03001	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть»	–	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть». Методика поверки	МП 375-19	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 375-19 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 18.04.2019.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка поверочная стационарная ВСП-М, регистрационный № 33203-06);
- рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.024-2002 (плотномер МД-02, регистрационный № 58207-14);
- 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 СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 1903/1-127-311459-2019).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 593 ООО «Томская нефть»

Приказ Минэнерго России от 08.04.2016 № 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 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 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «Инкомсистем»

(ЗАО НИЦ «Инкомсистем»)

ИНН 7017287178

Адрес: 420029, г. Казань, ул. Пионерская, 17

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: incomsystem.ru

E-mail: mail@incomsystem.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Томская нефть» (ООО «Томская нефть»)

ИНН 7017287178

Адрес: 634029, г. Томск, ул. Петропавловская, 4

Телефон: (3822) 53-00-00, факс: (3822) 53-23-30

Web-сайт: russneft.ru

E-mail: sekretar@tomskoil.ru

Испытательный центр

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

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

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.