

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 512 на Ватинском ЦТП ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 512 на Ватинском ЦТП ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз» (далее СИКН) предназначена для измерения массы нефти при осуществлении коммерческого учета между ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Описание средства измерений

СИКН состоит из функционально объединенных блоков:

1) Блок измерительных линий (БИЛ), который состоит из пяти измерительных линий (ИЛ):

три рабочие, одна резервная и одна контрольно-резервная. В каждой ИЛ установлены:

- преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N модели 200-800; регистрационный номер в реестре средств измерений 15427-06; диапазон измерений от 80* до 800 м³/ч; пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15$ %;

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (Pt100); регистрационный номер в реестре средств измерений 22257-11; пределы допускаемых отклонений сопротивления ТС от НСХ $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$, °С (где t - измеренная температура) в диапазоне температур от минус 50 до + 450 °С; комплектно с измерительным преобразователем 644Е регистрационный номер в реестре средств измерений 14683-09; калиброванный диапазон измерений от 0 до + 50 °С; предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,03$ %; дополнительная абсолютная погрешность от изменения температуры окружающего воздуха на 28 °С $\pm 0,001$ %; выходной сигнал токовый (4-20) мА;

- преобразователь давления измерительный 3051 TG; регистрационный номер в реестре средств измерений 14061-10; верхний предел измерений 5,1 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,15$ %; выходной сигнал токовый (4-20) мА.

2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК). В состав БИК входят:

- влагомер нефти поточный модели LC, регистрационный номер в реестре средств измерений 16308-02, верхний предел измерений объемной доли воды в нефти 4 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,07$ %, (в единицах объемной доли воды);

- денсиметр SARASOTA модификации FD960, регистрационный номер в реестре средств измерений 19879-06, диапазон измерений от 700 до 1500 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,35$ кг/м³;

* Нижний предел измерений ТПР 80 м³/ч указан для кинематической вязкости измеряемой жидкости от 4 до 7 мм/с². При значениях кинематической вязкости измеряемой жидкости от 8 до 20 мм/с² нижний предел измерений расхода составит 115 м³/ч.

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (Pt100); регистрационный номер в реестре средств измерений 22257-11; пределы допускаемых отклонений сопротивления ТС от НСХ $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$, °С (где t - измеренная температура) в диапазоне температур от минус 50 до + 450 °С; комплектно с измерительным преобразователем 644Е регистрационный номер в реестре средств измерений 14683-09; калиброванный диапазон измерений от 0 до + 50 °С; предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,03$ %; выходной сигнал токовый (4-20) мА;

- преобразователь давления измерительный 3051 ТG; регистрационный номер в реестре средств измерений 14061-10; верхний предел измерений 5,1 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,15$ %; выходной сигнал токовый (4-20) мА.

3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений. В составе СОИ:

- ИВК ИМЦ-03; регистрационный номер в реестре средств измерений 19240-11; пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы продукта $\pm 0,05$ %;

- Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, оборудованное персональным компьютером и средствами отображения и печати.

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N. Сигналы с преобразователей расхода, измерительных преобразователей давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти поступают в систему обработки информации, которая принимает, обрабатывает информацию, производит вычисление, индикацию и регистрацию результатов измерений количества и показателей качества нефти.

СОИ и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- вычисление объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, согласно ГОСТ Р 8.595-2004, в т.ч. по каждой измерительной линии;

- вычисление текущего значения плотности нефти при температуре и давлении в БИК;

- приведение текущего значения плотности нефти к условиям измерения объема нефти и к стандартным условиям согласно;

- вычисление массы нефти;

- вычисление средневзвешенного значения плотности нефти при условиях измерения объема за отчетный период (2 часа, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям согласно;

- вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой измерительной линии и для СИКН в целом за отчетный период (2 часа, смена, сутки);

- поверка ПР без нарушения процесса измерения количества и показателей качества нефти;

- автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация выходных значений параметров нефти за установленные пределы;

- формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти, протоколов поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода;

- контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода по контрольному;

- вычисление массы нетто;

- индикация и регистрация результатов измерений;
- защита от несанкционированного доступа констант СОИ, участвующим в вычислении массы нефти, результатом поверки и КМХ ПР;

Вид измерительной системы в соответствии с классификацией ГОСТ Р 8.596-2002: ИС-2.

Программное обеспечение

СИКН имеет аттестованное программное обеспечение (ПО), которое представлено встроенным прикладным ПО измерительно-вычислительного комплекса «ИМЦ-03» и аттестованным программным обеспечением автоматизированного рабочего места оператора. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) № ПО-2550-03-2011.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Измерительно-вычислительный комплекс «ИМЦ-03» на базе контроллера MicroPC	oil_tm.exe	342.01.01	1FEEA203	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «С».



Фото 1 Общий вид СИКН

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений:

- расхода нефти, м ³ /ч	от 500 до 3200
- давления, МПа	от 0,3 до 5,1
- температуры, °С	от + 5 до + 50
- плотности нефти (при температуре 20 °С), кг/м ³	от 810 до 870
- объемной доли воды в нефти, % (верхний предел)	до 1,0

Погрешности измерений:

Предел допускаемой относительной погрешности:

- массы брутто нефти, %	± 0,25
- массы нетто нефти, %	± 0,35

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерения давления, % ± 0,5

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения:

- температуры, °С	± 0,2
- плотности, кг/м ³	± 0,35
- объемной доли воды в нефти, %	± 0,07

Условия эксплуатации:

Температура окружающего воздуха:

- БИЛ, °С	от + 15 до + 25
- БИК, °С	от + 8 до + 37
- для ИВК и АРМ оператора верхнего уровня, °С	от + 20 до + 25

Режим работы непрерывный

Напряжение питания переменного тока с частотой, Гц 50 ± 1

3-х фазное, В 380±38

Однофазное, В 220±22

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации (паспорта, инструкции по эксплуатации) типографским способом.

Комплектность средства измерений

1) Система измерений количества и показателей качества нефти, шт	1
2) Инструкция по эксплуатации, экз.	1
3) Методика поверки, экз.	1

Поверка

осуществляется по документу МП 55316-13 «Инструкция ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 512 на Ватинском ЦТП ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз». Методика поверки», утвержденному 10 июня 2013 г. ГЦИ СИ ФБУ "Тюменский ЦСМ".

В перечень основного поверочного оборудования входят средства измерений, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основного поверочного оборудования

Средства измерений	Характеристики средств измерений
1	2
Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти (УПВА)	Диапазон измерений по току 0-20 мА, по частоте до 15000 Гц, предел допускаемой относительной погрешности ± 0,025 %

Продолжение таблицы 2

1	2
Магазин сопротивлений Р 4831	Диапазон сопротивлений от 0 до 300 Ом; погрешность не более $\pm 0,02$ %
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,04
Калибратор температуры	Диапазон температур от 0 до $+50$ °С; абсолютная погрешность не более $\pm 0,05$ °С
Денсиметр SARASOTA модификации FD960	Диапазон измерений от 700 до 1500 кг/м ³ , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,35$ кг/м ³
Эталонный плотномер типа МД-02	Диапазон измерений от 660 до 980 кг/м ³ , допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,1$ кг/м ³
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная «Daniel»	Диапазон расхода от 110 до 1100 м ³ /ч; пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %
Примечание: возможно применение других эталонных средств измерений с характеристиками не хуже указанных выше.	

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 512 на Ватинском ЦТП ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз», разработана и аттестована в декабре 2012 г. ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 512 на Ватинском ЦТП ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»

РМГ 100-2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений: товарообменные операции.

Изготовитель:

ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз» по технической документации ЗАО «ИМС Инжиниринг», РФ, 628684, г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, ул. Кузьмина, д.51, тел. 8(34643) 4-67-02, факс (34643) 4-64-34

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Тюменский ЦСМ», 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88, тел 3452-206295, т/факс 3452-280084, E-mail: mail@csm72.ru.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.