

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1510
ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз» (далее - СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти (нефти).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН заключается в следующем: измерительные преобразователи выполняют измерение расхода, давления, температуры, плотности, вязкости и массовой доли воды в нефти и их преобразование в унифицированные электрические сигналы. Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (ИВК) 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 автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

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

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок поверочной установки (БПУ);
- 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, вязкости, влагосодержания, расхода, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

Блок поверочной установки включает в себя установку поверочную трубопоршневую двунаправленную OGSB (ТПУ), представляющую собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

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:

- расходомеры массовые Promass, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 15201-11 (далее – регистрационный №);
- преобразователи давления измерительные Cerabar M, регистрационный № 41560-09;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, регистрационный № 49519-12;
- преобразователи измерительные серии iTEMP TMT, регистрационный № 57947-14;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный № 48218-11;

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный № 52638-13;
 - влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-15;
 - преобразователь плотности и вязкости FVM, регистрационный № 62129-15;
 - установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, регистрационный № 62207-15;
 - контроллеры измерительные FloBoss S600+, регистрационный № 57563-14.
- СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:
- 1) измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
 - 2) вычисление массы нетто нефти по МИ 3532-2015;
 - 3) вычисление массовой доли воды по МИ 3532-2015;
 - 4) выполнение поверки преобразователей массового расхода (ПМР) по ТПУ по МИ 3151-2008;
 - 5) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) ПМР по ТПУ и по контрольному ПМР по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015;
 - 6) выполнение КМХ поточного преобразователя плотности по ареометру в БИК и по результатам испытаний в лаборатории;
 - 7) выполнение КМХ поточного вискозиметра по резервному вискозиметру и по результатам испытаний в лаборатории;
 - 8) выполнение КМХ поточного влагомера по резервному влагомеру и по результатам испытаний в лаборатории;
 - 9) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
 - 10) регистрация событий в журнале;
 - 11) настройка параметров средств измерений СИКН;
 - 12) запись и хранение архивов посредством базы данных Microsoft SQL Server;
 - 13) 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, установленное на АРМ оператора:

- «АРМ оператора «Визард». Модуль 1. Алгоритм поверки по МИ 3151-2008, алгоритмы контроля метрологических характеристик по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015», сертификат соответствия № ТП 045-16 от 11.03.2016;
- «АРМ оператора «Визард». Модуль 2. Алгоритм поверки по МИ 3380-2012, алгоритмы по методике поверки на счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, МП РТ 1720-2012, МП РТ 1902-2013, МИ 3272-2010, методике поверки на расходомеры массовые Promass, вычисление массы нетто нефти, сырой нефти прямым методом динамических измерений по МИ 3532-2015, МИ 2693-2001 и ГОСТ Р 8.910-2016, вычисление массовой доли воды по МИ 3532-2015, вычисление кинематической вязкости по ГОСТ 33-2000», сертификат соответствия № ТП 092-17 от 21.12.2017.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v.2/1/2202
Цифровой идентификатор ПО	0X40DBC63BF736FB62C9C63ADD53F3F5E3 модуля «Поверка ПМР по ТПУ по МИ 3151-2008»
	0XFFEB685BC3463948FFD74617CB6767C8 модуля «КМХ ПМР по ПУ»
	0X00C99E87CE19B42D434F2016539683E0 модуля «КМХ ПМР по контрольному ПМР»
	0X003763C741854594DBA9051677D51607 модуля «КМХ ПП по ареометру»
	0X6D710CC2F3294568FB6DC8AE87281FB5 модуля «КМХ ПП по результатам испытаний в лаборатории»
	0X8F6C3B0C93EC0F7100E6C6BF7E7DEC83 модуля «КМХ вискозиметра по резервному вискозиметру»
	0XC05F8C1A3E911B322ABE6C1B30CEE59E модуля «КМХ вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории»
	0X6865EE1D89A2A38DAA6D6C0D204CE866 модуля «КМХ ПВ по резервному ПВ»
	0X39C7BE1CAE6F7010EA6F383952461D6B модуля «КМХ ПВ по результатам испытаний в лаборатории»
	0X80E02717A405AB12F972BF0F649CEAB5 модуля «Вычисление массы нетто нефти прямым методом динамических измерений по МИ 3532-2015»
	0X83A0E8719520EBCF8BB4F88B7FA186DF модуля «Вычисление массовой доли воды по МИ 3532-2015»
0X51114132704D60025EBADEF1F7A1829B модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора»	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
– массовый расход нефти через СИКН, т/ч	от 74,4 до 585,7
– массовый расход нефти по одной измерительной линии, т/ч	от 74,40 до 292,85
– избыточное давление нефти, МПа	от 1,0 до 3,6
– температура нефти, °С	от +5 до +45
– плотность при температуре плюс 20 °С, кг/м ³	от 780 до 840
– кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт)	от 2 до 10
– 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±22
– напряжение переменного тока силовых цепей, В	380±38
– частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С	от +5 до +50
– температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С	от +18 до +30
– относительная влажность, %	от 30 до 90
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз», зав. № 16001	–	1 шт.
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Руководство по эксплуатации	ОФТ.05.2202.00.00.00.00.00 РЭ	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Формуляр	ОФТ.05.2202.00.00.00.00.00 ФО	1 экз.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Руководство оператора	ОФТ.05.2202.00.00.00.00.00 РО	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Методика поверки	МП 338-18	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз»	01.00241-2013/29-282-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 338-18 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 13.07.2018.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 разряда по приказу Минпромторга России от 07.02.2018 г. № 256: установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 62207-15;
- средства поверки в соответствии с методиками поверки на средства 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 документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00241-2013/29-282-2018).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз»

Приказ Минэнерго России от 08.04.2016 г. № 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 Минпромторга России от 07.08.2018 г. № 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

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» (ООО НПП «ТЭК»)

ИНН 7020037139

Адрес: 634040, Томская область, г. Томск, ул. Высоцкого, 33

Телефон: (3822) 63-38-37, 63-39-54, факс: (3822) 63-39-63

Web-сайт: npptec.ru

E-mail: npptec@npptec.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, д.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

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.