

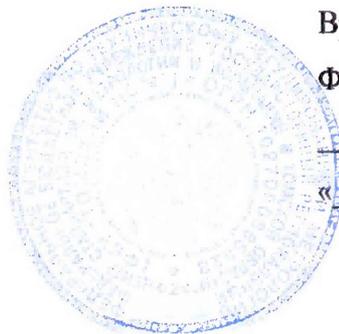
УТВЕРЖДАЮ

Временно и.о. директора

ФБУ «Томский ЦСМ»

 Л.Н. Павлова

«13» 07 2018 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

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

Методика поверки

МП 338-18

г. Томск
2018 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие положения	3
2	Операции поверки	3
3	Средства поверки	4
4	Требования к квалификации поверителей	4
5	Требования безопасности	4
6	Условия поверки	5
7	Подготовка к поверке	5
8	Проведение поверки	5
9	Оформление результатов поверки	10

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз» (далее – СИКН) и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверки.

1.2 Первичную поверку СИКН выполняют перед вводом в эксплуатацию или после ремонта (замены) средств измерений, входящих в состав СИКН и влияющих на метрологические характеристики. Периодическую поверку СИКН выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

1.3 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

1.4 СИКН подвергают поэлементной поверке. Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяют согласно утвержденным методикам поверки. Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ и поверка СИКН в целом не проводится.

1.5 В случае непригодности средств измерений СИКН, допускается их замена на однотипные, прошедшие поверку, с аналогичными метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом, который хранится совместно с формуляром СИКН.

1.6 В случае неисправности компонентов СИКН их направляют в ремонт. При этом на время ремонта допускается использовать однотипные средства измерений, прошедшие поверку. После ремонта выполняют поверку каждого отказавшего СИ, установленного на измерительных линиях, при этом поверка СИКН в целом не проводится. В случае ремонта ИВК выполняют поверку СИКН в целом.

1.7 В случае замены ИВК, компьютера АРМ оператора, при обновлении и расширении функций ПО «Визард» проводят анализ изменений. Если внесенные изменения влияют на метрологически значимую часть программного обеспечения СИКН, то проводят испытания СИКН в целях утверждения типа в части вносимых изменений.

1.8 В тексте приняты следующие сокращения:

АРМ оператора	– автоматизированное рабочее место;
БИЛ	– блок измерительных линий;
БИК	– блок измерений показателей качества нефти;
БПУ	– блок поверочной установки;
ИВК	– контроллера измерительного FloBoss модели S600+;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
МП	– методика поверки;
ПО	– программное обеспечение;
ПМР	– преобразователь массового расхода (массомер, счетчик-расходомер массовый, расходомер);
СИ	– средство измерений;
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз»;
СОИ	– система обработки информации;
ТПУ	– трубопоршневая поверочная установка;
ФИФОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки СИКН выполняют следующие операции:

- рассмотрение документации;
- внешний осмотр;
- проверка условий эксплуатации СИКН;
- опробование;
- подтверждение соответствия программного обеспечения;
- проверка метрологических характеристик СИКН.

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получены отрицательные результаты, дальнейшую поверку не проводят.

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, перечень которых приведен в таблице 1. Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических и технических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3.2 Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в ФИФОЕИ и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

3.3 При проведении поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, применяют средства поверки, указанные в МП соответствующих СИ.

Таблица 1 – Средства поверки

Наименование средства поверки	Метрологические характеристики	
	диапазон измерений	погрешность
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	верхний предел измерений расхода 400 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,05 \%$
Термогигрометр ИВА-6А-Д	относительной влажности от 0 до 90 %	$\Delta = \pm 2 \%$
	температуры от -20 до +60 °С	$\Delta = \pm 0,3 \text{ } ^\circ\text{C}$
	атмосферного давления от 70 до 110 кПа	$\Delta = \pm 2,5 \text{ кПа}$
Примечания: 1) В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений; δ – относительная погрешность измерений. 2) Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью		

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 Поверка СИКН должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшими инструктаж по охране труда на рабочем месте, изучившими эксплуатационную документацию на СИКН, ее составные части и настоящую методику поверки.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны выполняться требования действующих документов: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

5.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в эксплуатационной документации на средства поверки, СИКН, средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКН.

6 Условия поверки

6.1 Поверку выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН:

- | | |
|--|-----------------------|
| – температура окружающей среды для СИ в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С | от плюс 5 до плюс 50; |
| – температура окружающей среды для СИ в составе СОИ, °С | не ниже плюс 18; |
| – верхнее значение относительной влажности воздуха, % | 90; |
| – атмосферное давление, кПа | от 84 до 106. |

6.2 Параметры и показатели товарной нефти на месте эксплуатации СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН и 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).

7 Подготовка к поверке

7.1 На поверку СИКН должны быть представлены следующие документы:

- ОФТ.05.2202.00.00.00.00.00.00 ФО Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Формуляр (формуляр);
- ОФТ.05.2202.00.00.00.00.00.00 РЭ Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Руководство по эксплуатации (руководство по эксплуатации);
- ОФТ.05.2202.00.00.00.00.00.00 РО Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Руководство оператора (руководство оператора);
- Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз» (методика измерений);
- описание типа СИКН;
- свидетельство о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- документы, подтверждающие поверку средств измерений, входящих в состав СИКН, по методикам поверки, указанным в таблице 3;
- эксплуатационная документация на средства измерений, входящие в состав СИКН.

7.2 Перед выполнением операций поверки необходимо изучить настоящий документ, эксплуатационную документацию на поверяемую СИКН и ее компоненты.

7.3 Непосредственно перед выполнением поверки необходимо подготовить средства поверки к работе в соответствии с их эксплуатационной документацией.

8 Проведение поверки

8.1 Рассмотрение документации

8.1.1 При рассмотрении документации проверяют, что:

- комплектность документации на СИКН соответствует перечню, указанному в 7.1 настоящей МП;
- все средства измерений, входящие в состав СИКН, и средства поверки имеют действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

Результаты проверки положительные, если документация в наличии, средства поверки имеют документально подтвержденную пригодность для использования в операциях поверки, все средства измерений СИКН имеют действующие свидетельства и (или) знаки поверки.

8.2 Внешний осмотр

8.2.1 При внешнем осмотре проверяют соответствие СИКН следующим требованиям:

– на компонентах СИКН не должно быть загрязнений, механических повреждений, дефектов покрытия, непрочности крепления разъемов и других элементов, присутствия следов коррозии, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

– надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные требования. При оперативном устранении пользователем СИКН недостатков, замеченных при внешнем осмотре, поверка продолжается по следующим операциям.

8.3 Проверка условий эксплуатации СИКН

8.3.1 Проверку условий эксплуатации компонентов СИКН, установленных в БИЛ, БИК, БПУ и СОИ, проводят сравнением фактических условий применения с рабочими условиями эксплуатации, приведенными в 6.1 настоящей МП и документации на СИКН.

8.3.2 Проверяют, что фактические значения параметров и показателей товарной нефти, отображаемые на АРМ оператора и дисплее ИВК, находятся в диапазонах изменений, указанных в описании типа СИКН и документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз».

Результаты проверки положительные, если фактические условия эксплуатации СИКН, параметры и показатели товарной нефти соответствуют значениям, приведенным в описании 6.1 настоящей МП, описании типа СИКН и методике измерений.

8.4 Опробование

8.4.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с руководством оператора и руководством по эксплуатации СИКН. Проверяют правильность выполнения следующих функций:

– измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров товарной нефти;

– выполнение поверки преобразователей массового расхода по трубопоршневой поверочной установке по МИ 3151-2008;

– выполнение КМХ преобразователей расхода по трубопоршневой поверочной установке и по контрольному преобразователю расхода;

– выполнение КМХ поточного преобразователя плотности по ареометру и по результатам испытаний в лаборатории;

– выполнение КМХ поточного вискозиметра по резервному вискозиметру и по результатам испытаний в лаборатории;

– выполнение КМХ поточного влагомера по резервному влагомеру и по результатам испытаний в лаборатории;

– формирование, хранение и вывод на печать протоколов поверки и контроля метрологических характеристик;

– запись и хранение архивов;

– настройка параметров средств измерений СИКН;

– регистрация событий в журнале.

Проверку правильности выполнения функций поверки и КМХ преобразователей СИКН допускается не проводить, если предоставлены соответствующие протоколы поверки и КМХ.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные функции, на АРМ оператора отображаются текущие и архивные значения технологических и учетных параметров СИКН, формируются протоколы и отчеты.

8.5 Подтверждение соответствия программного обеспечения

8.5.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

8.5.1.1 Проверку идентификационных данных ПО «Визард» проводят в процессе функционирования СИКН согласно руководству оператора. К идентификационным данным ПО «Визард» относятся:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО «Визард».

Идентификационные данные ПО «Визард» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимой части 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 «Проверка ПМР по ТПУ по МИ 3151-2008»
	0XFFE6B685BC3463948FFD74617CB6767C8 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

8.5.1.2 Проверку идентификационного наименования и номера версии ПО «Визард» проводят сравнением данных, приведенных в правом верхнем углу строки «Меню» (рисунок 1) и 8.5.1.1 настоящей МП.

Рисунок 1 – Строка «Меню» ПО «Визард»

8.5.1.3 Проверку цифрового идентификатора ПО «Визард» выполняют в соответствии с руководством оператора нажатием кнопки «Идентификация ПО» (рисунок 1). Проверяют, что сгенерированные значения хэш-кодов модулей метрологически значимой части ПО «Визард» соответствуют значениям, приведенным в таблице 2.

Результаты проверки положительные, если наименование, номер версии и значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО «Визард» соответствуют данным, указанным в 8.5.1.1 настоящей МП.

8.5.2 Проверка защиты ПО «Визард» и данных

8.5.2.1 Проверку защиты ПО «Визард» и данных от преднамеренных и непреднамеренных изменений на программном уровне проводят проверкой наличия и правильности функционирования:

- алгоритма авторизации пользователей ПО «Визард» (отсутствие доступа к выполнению функций и данным при вводе неверного пароля);
- средств обнаружения и фиксации событий (отображение сообщений в журнале).

Результаты проверки положительные, если осуществляется авторизованный доступ к выполнению функций ПО «Визард» и данным, в журнале фиксируются события.

8.5.2.2 Проверку защиты ПО «Визард» от несанкционированного доступа на аппаратном уровне проводят проверкой ограничения доступа к запоминающим устройствам СИКН и наличия средств механической защиты – замков и пломб на дверях шкафов, в которых установлены СИ.

Результаты проверки положительные, если защита программного обеспечения и данных обеспечивается конструкцией СИКН, на дверях шкафов имеются замки и пломбы.

8.6 Проверка метрологических характеристик СИКН

8.6.1 Поверку средств измерений, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – Методики поверки средств измерений СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер ФИФОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
Расходомеры массовые Promass	15201-11	МП 15201-11 ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменением № 2. МИ 3151-2008 ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности
Преобразователи давления измерительные Cerabar M	41560-09	МП 41560-09 Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	49519-12	МП 49519-12 Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки

Таблица 3 – Методики поверки средств измерений СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер ФИФОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT	57947-14	МП 57947-14 Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT. Методика поверки
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11	МП 48218-11 ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13	МИ 3240-2012 ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» (в условиях лаборатории). МИ 2816-2012 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» (в условиях эксплуатации)
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15	МП 0309-6-2015 Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15	МП 01-251-2015 ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OG5B	62207-15	МИ 1972-95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников. МИ 3155-2008 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика. МИ 2974-2006 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором. МИ 3268-2010 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера и компаратора МИ 3593-2017 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерников МИ 3594-2017 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки трубопоршневыми поверочными установками и компакт-пруверами с компаратором
Контроллеры измерительный FloBoss модели S600+	57563-14	МП 117-221-2013 Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки

8.6.2 СИКН обеспечивает нормированные в описании типа метрологические характеристики при использовании поверенных средств измерений, входящих в ее состав, соблюдении рабочих условий эксплуатации СИКН и требований, приведенных в методике измерений.

Метрологические характеристики СИКН определяют расчетно-экспериментальным способом. Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКН, определяют по описаниям типа. Методика расчета относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти приведена в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1510 ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз». Допускается не проводить расчет метрологических характеристик СИКН при условии, что выполняются операции поверки, приведенные в 8.1 и 8.3 настоящей МП.

Результаты проверки положительные, если относительная погрешность измерений массы находится в допустимых пределах: $\pm 0,25\%$ при измерениях массы брутто нефти и $\pm 0,35\%$ при измерениях массы нетто нефти.

9 Оформление результатов поверки

9.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

9.2 При положительных результатах поверки СИКН оформляют свидетельство о поверке с нанесением на него знака поверки.

9.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускается и выписывается извещение о непригодности.