

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 268 ПСП «НОЖОВКА»

Методика поверки

МП 0602-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Содержание

1	Операции поверки.....	4	
2	Средства поверки.....	4	
3	Требования безопасности.....	4	
4	Условия поверки.....	5	
5	Подготовка к поверке.....	6	
6	Проведение поверки.....	6	
7	Оформление результатов поверки.....	11	
Приложение А (обязательное). Контроллеры измерительные Floboss S600+ в составе СИКН. Методика поверки.....			12
Приложение Б (обязательное). Схемы подключения ИВК при поверке.....			25
Приложение В (рекомендуемое). Форма протокола градуировки аналоговых каналов ИВК.....			26
Приложение Г (рекомендуемое). Форма протокола поверки ИВК.....			27
Приложение Д (справочное). Вычисление плотности.....			35

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1- Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик:			
– средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН	6.4.1	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	6.4.2	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	6.4.3	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Эталон единицы объемного расхода (объема) жидкости 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510 - 2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик (МХ) СИ массы и массового расхода на каждой измерительной линии (ИЛ) СИКН в требуемых диапазонах расхода.

2.1.2 При проведении поверки СИ в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

3.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики СИКН и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти значениям, приведенным в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН, т/ч	от 60 до 150
Диапазон плотности нефти при температуре 20 °С, кг/м ³	от 895 до 910
Диапазон температуры нефти, °С	от +35 до +40
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 5,69

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Содержание свободного газа	не допускается
Вязкость нефти кинематическая: - при температуре 20 °С, сСт, не более	63,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	4,5
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Массовая доля парафина, %, не более	6,0

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, препятствующих проведению поверки;

– надписи и обозначение на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

– СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Система не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss S600+, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600+ главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши "5" выбрать пункт меню 5.SYSTEM SETTINGS;

г) нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню 7.SOFTWARE VERSION;

д) нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) CONFIG STRUCTURE CSUM – контрольная сумма структуры файла конфигурации;

2) VERSION APPLICATION SW – версия ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН «Форвард» проводят в следующей последовательности:

– на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;

– далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма (Рис. 1).

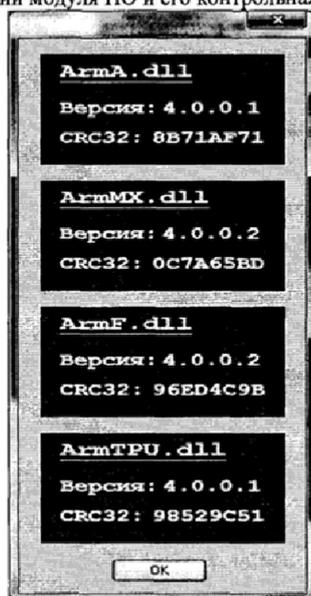


Рисунок 1

6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения скорости потока измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении скорости потока измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН.

СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение (контроль) метрологических характеристик (МХ) СИ, входящих в состав СИКН.

Определение МХ СИ (поверку СИ), входящих в состав СИКН, проводят в диапазонах измерений, обеспечивающих выполнение соответствующих требований, указанных в таблице 2 согласно НД, приведенных в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Расходомеры массовые Promass (с датчиком F и электронным преобразователем 83) (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компактурвером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».
Преобразователи измерительные iTEMP HART DIN rail TMT 122; преобразователи измерительные iTEMP HART TMT 182	Документ «Преобразователи измерительные серии iTemp. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС, декабрь 2003 г.
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT	МП 57947-14 «преобразователи измерительные серии iTEMP TMT. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 28 февраля 2014 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR; термопреобразователи сопротивления серии TR	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки».
Датчики температуры TMT142R	МП 63821-16 «Датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 04.08.2015 г.
Преобразователи давления измерительные Cerabar M (PMP) модели PMP51	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endrees+Hauser GmbH+Co.KG», Германия», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP модели PMP41	МИ 1997-89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Преобразователи давления измерительные Deltabar S (PMD) модели PMD75	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endrees+Hauser GmbH+Co.KG», германия», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – поточный влагомер)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН-1п. Методика поверки»; МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»; МИ 2302-1МГ-2003 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 2391 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron transducers». Методика поверки»; МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки».
Расходомер массовый Promass (с датчиком Е и электронным преобразователем 40)	МП 15201-05 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС в июне 2005 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279. «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5ШО.283.421МП «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.
Манометры для точных измерений типа МТИ; манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Контроллеры измерительные Flo-Boss S600+	МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные Flo-Boss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 15 февраля 2016 г.; «Измерительно-вычислительные контроллеры Flo-boss S600+ в составе СИКН № 268 ПСП «Ножовка». Приложение А к МП 0602-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка»

Допускается проводить калибровку расходомера массового Promass (с датчиком Е и электронным преобразователем 40) и преобразователей давления измерительных Deltabar S (PMD) модели PMD75 по соответствующим методикам поверки, приведенным в таблице 3.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти (δ_{MB} , %) в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.4.3 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 (δ_{MN} , %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{MN} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{MB}^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (6), при измерении объемной доли воды поточным влагомером вычисляют по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B} \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

ρ_B - плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B - плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (6);

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}} \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляют по формуле (6);

ρ_H^{XC} - плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды вычисляется контроллером измерительным FloBoss S600+ по формуле:

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \quad (4)$$

где φ_B - объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

$W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}} \quad (5)$$

φ_{XC} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015.

Приложение А
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)
КОНТРОЛЛЕРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ FLOBOSS S600+
В СОСТАВЕ СИКН. МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

А.1 Область применения

Настоящая методика поверки распространяется на контроллеры измерительные Floboss S600+ (далее – ИВК), входящие в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 268, являющейся составной частью ПСП «Ножовка», и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

А.2 Нормативные ссылки

В настоящей методике поверки использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- ГОСТ 112-78 Термометры метеорологические стеклянные. Технические условия.
- Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

А.3 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (А.8.1);
- опробование (А.8.2);
- определение метрологических характеристик (А.8.3)

А.4 Средства поверки

При проведении поверки применяют следующие основные и вспомогательные средства поверки:

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов (УПВА), диапазон формирования тока от 0,5 до 20 мА, предел допускаемой абсолютной погрешности формирования тока $\pm 3,0$ мкА, диапазон формирования периода и частоты импульсных последовательностей от 0,1 до 15000 Гц, предел допускаемой относительной погрешности формирования периода импульсных последовательностей $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ %, диапазон формирования количества импульсов в пачке от 10 до $5 \cdot 10^8$ имп;

– термометр метеорологический стеклянный по ГОСТ 112, диапазон измерений от 0 °С до 100 °С, цена деления 0,1 °С;

– психрометр аспирационный по ТУ 52-07-ГРПИ-405-132-001-92.

Допускается применять другие средства поверки с аналогичными или лучшими характеристиками.

А.5 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, определяемые:

А.5.1 Правилами безопасности при эксплуатации используемых средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации.

А.5.2 Правилами безопасности труда, действующими на объекте, на котором проводят поверку.

А.5.3 Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ).

А.6 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают следующие условия:

– температура окружающего воздуха, °С	20 ± 5;
– атмосферное давление, кПа	101,3 ± 4;
– относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80.

А.7 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки выполняют следующие работы:

А.7.1 Проверяют правильность монтажа ИВК в соответствии с требованиями руководств по монтажу и эксплуатации.

А.7.2 Подготавливают шкаф ИВК к проведению поверки в соответствии со схемами подключения электрическими на шкаф.

А.7.3 В соответствии со схемами, представленными в приложении Б, поэтапно производят подключение средств поверки к измерительным цепям ИВК.

А.7.4 Включают и прогревают ИВК и средства поверки в течение не менее 30 минут.

А.7.5 При подготовке к поверке ИВК при определении погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения физических величин (рисунок Б.1 приложения Б) в его память вводят или проверяют введенные ранее значения диапазонов измерений всех преобразователей аналоговых сигналов и правильность выбранных единиц измерений величины:

– диапазоны каналов преобразования аналогового сигнала в значение температуры – единица измерений: °С;

– диапазоны каналов преобразования аналогового сигнала в значение давления - единица измерений: МПа;

– диапазоны каналов преобразования аналогового сигнала в значение объемной доли воды - единица измерений: %;

– диапазоны каналов преобразования аналогового сигнала в значения динамической вязкости - единица измерений: сП.

А.7.6 При подготовке к поверке ИВК в режиме измерений плотности нефти (рисунок Б.2 приложения Б) в его память дополнительно вводят или проверяют введенные ранее значения коэффициентов К0, К1, К2, К18, К19, К20А, К20В, К21А, К21В, взятые из сертификатов градуировки или свидетельств о поверке преобразователей плотности (далее - ПП).

А.7.7 При подготовке к поверке ИВК в режиме измерений объема и массы нефти (рисунок Б.3 приложения Б) в его память дополнительно вводят или проверяют введенные ранее значения следующих параметров:

– характеристики нефти (Density Unit → значение «КГ/М3»; Product Type → значение «А CRUDE»); CPL Calculation → значение «API1121М»);

– значения коэффициентов преобразования СРМ.

А.7.8 При подготовке к поверке ИВК в режиме определения коэффициента преобразования СРМ по ПУ (рисунок Б.4 приложения Б) в его память дополнительно вводят или проверяют введенные ранее значения следующих параметров:

– объем калиброванного участка ПУ при стандартных значениях температуры и давления, м³;

– стандартные значения температуры и давления для значения объема калиброванного участка ПУ, °С и МПа, соответственно;

– внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм;

– толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм;

– модуль упругости материала калиброванного участка ПУ, МПа;

– кубический коэффициент расширения калиброванного участка ПУ, 1/°С.

А.7.9 Ввод необходимых параметров производят или при помощи клавиатуры ИВК, или при помощи ноутбука по каналу связи Ethernet через WEB - интерфейс.

В случае задания значений через WEB – интерфейс не допускается подключение ноутбука через устройства, входящие в состав локальной сети системы обработки информации СИКН. Но-

утбук необходимо подключать либо непосредственно к разъему RJ-45 ИВК, либо через переносной Ethernet-коммутатор, не входящий в состав локальной сети, который также должен подключаться непосредственно к разъемам ИВК.

Для задания значений параметров в память ИВК через WEB – интерфейс категорически не допускается использовать персональные компьютеры с установленным на них программным обеспечением АРМ оператора.

А.7.10 Остальную подготовку проводят в соответствии с требованиями эксплуатационных документов ИВК и руководствами по эксплуатации средств поверки.

А.7.11 Градуировка измерительных каналов

Градуировку измерительных каналов аналоговых сигналов выполняют перед проведением первичной поверки ИВК или в случае превышения величины допускаемой приведенной погрешности при выполнении операции определения погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры, давления, объемной доли воды, вязкости (А.8.3.1) при периодической поверке.

Производят подключения по схеме, представленной в приложении Б (рисунок Б.1)

Градуировку аналоговых измерительных каналов проводят при значениях тока 4 мА и 20 мА, заданных с клавиатуры УПВА.

Для каждого задействованного измерительного канала задают значение тока 4 и 20 мА, записывают некорректированные значения тока, измеренного контроллером соответственно для 4 и 20 мА, в протокол, приведенный в приложении В.

Выполняют градуировку аналоговых измерительных каналов в соответствии с руководством пользователя на ИВК Floboss S600+ A6169.

Результаты градуировки оформляют протоколом по форме, представленной в Приложении В. Допускается оформлять протокол градуировки в измененном виде.

А.8 Проведение поверки

А.8.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре убеждаются в том, что:

- комплектность поверяемого ИВК соответствует указанной в технической документации;
- на ИВК отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытия, ухудшающие внешний вид и мешающие работе;
- надписи и обозначения на ИВК нанесены четко и соответствуют требованиям технической документации.

А.8.2 Опробование

При опробовании ИВК проверяют правильность прохождения сигналов, имитируя с помощью УПВА, подключенного согласно схемам, представленным в приложении Б, сигналы СРМ, ПП, преобразователей температуры, давления, объемной доли воды, вязкости.

Сигналы детекторов ПУ имитируют контактами реле «Старт», «Стоп» в составе УПВА.

Изменяя сигналы имитаторов величин, убеждаются во вводе и обработке их ИВК, контролируя значения величин на его дисплее.

А.8.3 Определение метрологических характеристик и обработка результатов измерений

Определение метрологических характеристик выполняют в следующей последовательности:

- 1) определяют погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры, давления, объемной доли воды, вязкости всех задействованных входных аналоговых каналов, включающих искробезопасные барьеры, резисторную плату и входные цепи ИВК;
- 2) определяют относительные погрешности преобразования входных частотных сигналов в значения плотности;

3) определяют метрологические характеристики ИВК, имитируя при помощи УПВА частотные сигналы СРМ, дискретные сигналы ПУ и задании значений плотности, температуры, давления при помощи клавиатуры ИВК или от ноутбука по каналу связи Ethernet через WEB-интерфейс.

А.8.3.1 Определение погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения величин (температуры, давления, объемной доли воды, вязкости)

А.8.3.1.1 Определение абсолютной погрешности преобразования входных токовых аналоговых сигналов в значения температуры, давления, объемной доли воды, динамической вязкости проводят по всем используемым аналоговым токовым каналам при значениях тока 4, 8, 12, 16, 20 мА. Вычисленные значения величин, соответствующие вышеуказанным значениям тока, определяют по формуле:

$$X_p = X_{\min} + \frac{X_{\max} - X_{\min}}{16} \cdot (I-4), \quad (A.1)$$

где X_{\min}, X_{\max} - нижний и верхний пределы измерений преобразователей температуры, °С, давления, МПа, объемной доли воды, %, динамической вязкости, сП;

I - задаваемое значение тока, мА.

А.8.3.1.2 Абсолютную погрешность преобразования входных аналоговых сигналов в значения величины определяют по формуле:

$$\Delta_X = X_B - X_P, \quad (A.2)$$

где X_B - значение величины по показаниям ИВК.

За абсолютную погрешность преобразования аналоговых сигналов ИВК принимают максимальное по модулю из всех значений по каждой величине, определенных по формуле (A.2).

Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Г.

А.8.3.1.3 Определение приведенной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения физических величин определяют для каждого аналогового канала, используя данные, полученные в результате определения абсолютной погрешности. Значение приведенной погрешности i -го аналогового канала γ_i , %, вычисляют по формуле:

$$\gamma_i = \frac{|\Delta_{X_i}|_{\max}}{X_{i \max} - X_{i \min}} \cdot 100, \quad (A.3)$$

где $\Delta_{X_i \max}$ - наибольшее отклонение измеряемой величины от расчетного значения для i -го аналогового канала, полученное в результате пяти измерений;

$X_{\min i}, X_{\max i}$ - нижняя и верхняя границы диапазона измерений преобразователей для i -го аналогового канала.

Пределы допускаемой приведенной погрешности $\gamma_{\text{доп}}$, %, вычисляют по формуле:

$$\gamma_{\text{доп}} = \pm 1,1 \sqrt{\gamma_6^2 + \gamma_{\text{ПТН}}^2 + \gamma_{\text{ИВК}}^2} = \pm 1,1 \sqrt{0,05^2 + 0,02^2 + 0,015^2} = \pm 0,0615 \%, \quad (A.3a)$$

где $\gamma_{\text{ПТН}}$ - предел допускаемой приведенной погрешности преобразования преобразователя измерительного постоянного тока ПТН-Е2Н ($\gamma_{\text{ПТН}} = 0,02 \%$);

$\gamma_{\text{ИВК}}$ - предел допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности при измерении напряжения Floboss S600+ ($\gamma_{\text{ИВК}} = 0,015 \%$);

γ_6 - предел допускаемой приведенной погрешности барьера искробезопасного Pepper+Fuchs Z787, %, вычисленный по формуле:

$$\gamma_6 = \frac{\Delta_I}{20} \cdot 100, \quad (A.36)$$

где Δ_I - абсолютная погрешность (ток утечки) барьера искробезопасного Pepper+Fuchs Z787 ($\Delta_I = 0,01$ мА, $\sigma_6 = 0,05 \%$).

Результаты определения приведенной погрешности для каналов заносят в протокол по форме приложения Г.

Значения приведенной погрешности для каждого канала не должны превышать $\pm 0,06 \%$.

А.8.3.2 Определение относительной погрешности преобразования входных сигналов в значения плотности нефти

Определение относительной погрешности преобразования входных частотных сигналов в значения плотности нефти проводят по всем используемым частотным каналам плотности при значениях периода частотного сигнала, соответствующих минимальному, среднему и максимальному значениям плотности нефти. Допускается использовать более широкий диапазон плотности нефти, чем рабочий диапазон.

А.8.3.2.1 Относительную погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значения плотности δ_p , %, вычисляют по формулам:

$$\delta_p = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_p'^2 + \delta_{pA}^2}, \quad (\text{A.4})$$

$$\delta_p' = \frac{\rho - \rho_p}{\rho_p} \cdot 100, \quad (\text{A.5})$$

$$\delta_{pA} = \sqrt{k_{pt}^2 \cdot \Delta t_{пп}^2 + k_{pp}^2 \cdot \Delta P_{пп}^2}, \quad (\text{A.6})$$

где δ_p' – составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов в значения плотности, обусловленная преобразованием входных частотных сигналов и вычислением плотности нефти в ПП, вычисленная по формуле (А.5), %;

δ_{pA} – составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов в значения плотности, обусловленная преобразованием входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления в ПП, вычисленная по формуле (А.6), %;

ρ – значение плотности по показаниям ИВК, кг/м³;

ρ_p – расчетное значение плотности, вычисленное с использованием коэффициентов и по формулам, приведенным в приложении Д;

$\Delta t_{пп}$ – абсолютная погрешность ИВК по каналу преобразования тока в температуру в ПП, °С;

k_{pt} – коэффициент влияния погрешности измерений температуры на вычисление плотности, равный 0,002 %/°С;

$\Delta P_{пп}$ – абсолютная погрешность ИВК по каналу преобразования тока в давление в ПП, МПа;

k_{pp} – коэффициент влияния погрешности измерений давления на вычисление плотности, равный 0,1 %/МПа.

Результаты измерений и вычислений заносят в протокол по форме приложения Г.

Значение δ_p не должно превышать 0,01 %.

А.8.3.3 Определение погрешности преобразования входных сигналов в значения объема и массы нефти

При определении погрешности преобразования входных сигналов в значения массы, объема, приведенного к стандартным условиям ($t = 15$ °С, $P_{изб} = 0$ МПа), объема, приведенного к рабочим условиям в ИЛ, проводят процедуры, представленные ниже. Производят подключение импульсных выходных каналов УПВА к входным клеммникам ИВК, в соответствии с рисунком Б.3 приложения Б.

А.8.3.3.1 Вводят с клавиатуры ИВК замещающие величины значений температуры и давления ПП, температуры и давления в ИЛ, для каждой измерительной линии. Выводят данные каналы из режима измерений, переключая их в режим замещения («keypad»).

А.8.3.3.2 Вводят с клавиатуры ИВК замещающую величину значения рабочей плотности («Obs Dens»). Переключают режим измерений рабочей плотности с измерений («Dens А» или «Dens В») на режим замещения («keypad»).

Значения задаваемых и замещающих величин параметров устанавливают в соответствие с таблицей А.1.

Таблица А.1

Частота СРМ, Гц, не более	Плотность нефти в ПП, кг/м ³	Температура, °С		Давление, МПа	
		ПП	ИЛ	ПП	ИЛ
10000	минимальное значение рабочего диапазона	t _{min}	t _{min} ± 1	P _{min}	P _{min} ± 0,3
10000	максимальное значение рабочего диапазона	t _{max}	t _{max} ± 1	P _{max}	P _{max} ± 0,3

А.8.3.3.3 Вводят с клавиатуры в память ИВК значения коэффициентов преобразования СРМ, равные для всех каналов и постоянные во всем диапазоне измерений.

А.8.3.3.4 В УПВА задают число импульсов N, подаваемое на входы каждого из каналов расхода:

$$N \geq 10^5 \cdot K_y, \quad (\text{A.7})$$

где K_y – коэффициент преобразования СРМ, введенный в память ИВК на время поверки, имп/т;

А.8.3.3.5 Подают на входы каналов расхода N импульсов, после остановки счета записывают показания объема при рабочих условиях, объема при стандартных условиях, массы брутто нефти с дисплея ИВК, накопленные за время измерений. Для каждой серии входных величин проводят не менее трех измерений. Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Г.

А.8.3.3.6 Относительную погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение массы нефти δ_M, % вычисляют по формуле:

$$\delta_M = \frac{M - M_p}{M_p} \cdot 100, \quad (\text{A.8})$$

где M – значение массы по показаниям ИВК, т;

M_p – расчетное значение массы, т.

Расчетное значение массы вычисляют по формуле:

$$M_p = n \cdot \frac{N}{K_y}, \quad (\text{A.9})$$

Значение δ_M, %, не должно превышать 0,001%.

А.8.3.3.7 Относительную погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение объема нефти при стандартных условиях δ_{V_{HУ}}, %, вычисляют по формулам:

$$\delta_{V_{HУ}} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{V_{HУA}}'^2 + \delta_{V_{HУA}}^2}, \quad (\text{A.10})$$

$$\delta_{V_{HУ}}'' = \delta_{V_{HУ}}' + \delta_p', \quad (\text{A.11})$$

$$\delta_{V_{HУ}}' = \frac{V_{HУ} - V_{HУP}}{V_{HУP}} \cdot 100, \quad (\text{A.12})$$

$$V_{HУP} = \frac{M_p}{\rho_{15}} \cdot 1000, \quad (\text{A.13})$$

$$\delta_{V_{HУA}} = \sqrt{\delta_{V_{HУA}}'^2 + \delta_{pA}^2}, \quad (\text{A.14})$$

$$\delta_{V_{HУA}}' = \sqrt{k_t^2 \cdot \Delta t_{ПП}^2 + k_p^2 \cdot \Delta P_{ПП}^2}, \quad (\text{A.15})$$

где $\delta'_{V_{HY}}$ – составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение объема нефти при стандартных условиях, обусловленная погрешностью вычислений объема нефти при стандартных условиях $\delta'_{V_{HY}}$ и погрешностью преобразования входных частотных сигналов в значение плотности нефти в ПП δ'_p , %;

$\delta_{V_{HYA}}$ – составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение объема нефти при стандартных условиях, обусловленная погрешностью преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления ПП, вычисленная по формуле (A.14), %;

$\delta_{V_{HY}}$ – составляющая относительной погрешности $\delta''_{V_{HY}}$, обусловленная погрешностью вычисления объема при стандартных условиях, вычисленная по формуле (A.12), %;

$\delta_{V_{HYA}}$ – составляющая относительной погрешности $\delta_{V_{HYA}}$, обусловленная погрешностью преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления ПП, вычисленная по формуле (A.15), %;

V_{HY} – значение объема при стандартных условиях по показаниям ИВК, м³/ч;

V_{HYp} – расчетное значение объема при стандартных условиях, м³/ч, вычисленное по формуле (A.13), %;

M_p – расчетное значение массы, вычисленное по формуле (A.9);

k_t – коэффициент влияния погрешности измерений температуры на вычисление объема при стандартных условиях, принимают равным $k_t = 0,08$ %/°С;

k_p – коэффициент влияния погрешности измерений давления на вычисление объема при стандартных условиях, принимают равным $k_p = 0,08$ %/МПа;

$\Delta t_{ПП}$ – абсолютная погрешность ИВК по каналу преобразования тока в температуру в ПП, °С;

$\Delta P_{ПП}$ – абсолютная погрешность ИВК по каналу преобразования тока в давление в ПП, МПа;

ρ_{15} – плотность нефти, приведенная к стандартным условиям ($t = 15$ °С, $P_{изб} = 0$ МПа), кг/м³, вычисляемая по формулам:

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL_{ПП} \cdot CPL_{ПП}}, \quad (A.16)$$

$$CTL_{ПП} = \exp \left[-\alpha_{15} \cdot (t_{ПП} - 15) \cdot \left(1 + (0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{ПП} - 15)) \right) \right], \quad (A.17)$$

$$CPL_{ПП} = \frac{1}{1 - P_{ПП} \cdot F_{ПП}}, \quad (A.18)$$

где $\rho_{ПП}$ – плотность нефти в условиях измерений плотности, введенная в память ИВК в соответствие с А.8.3.3.2 данной методики, кг/м³;

$t_{ПП}$ – температура нефти в ПП, введенная в память ИВК в соответствие с А.8.3.3.1 данной методики, °С;

$P_{ПП}$ – давление нефти на ПП, введенное в память ИВК в соответствие с А.8.3.3.1 данной методики, МПа;

$CTL_{ПП}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП;

$CPL_{ПП}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП;

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения, рассчитывают методом итераций в соответствие с приложением Д, 1/°С;

$F_{ПП}$ – значение коэффициента сжимаемости, рассчитывают методом итераций в соответствие с приложением Д, 1/МПа.

Значение $\delta_{V_{HY}}$ не должно превышать 0,025%.

А.8.3.3.8 Относительную погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение объема нефти δ_V , %, вычисляют по формулам:

$$\delta_V = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V''^2 + \delta_{VA}^2} \quad (\text{A.19})$$

$$\delta_V'' = \delta_V' + \delta_\rho' \quad (\text{A.20})$$

$$\delta_V' = \frac{V - V_p}{V_p} \cdot 100 \quad (\text{A.21})$$

$$V_p = \frac{V_{\text{нур}}}{CTL_{\text{ил}} \cdot CPL_{\text{ил}}} \quad (\text{A.22})$$

$$\delta_{VA} = \sqrt{\delta_{VA}'^2 + \delta_{\rho A}^2} \quad (\text{A.23})$$

$$\delta_{VA}' = \sqrt{k_t^2 \cdot (\Delta t_{\text{пп}}^2 + \Delta t_{\text{ил}}^2) + k_p^2 \cdot (\Delta P_{\text{пп}}^2 + \Delta P_{\text{ил}}^2)} \quad (\text{A.24})$$

где δ_V'' - составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение объема нефти, обусловленной погрешностью вычисления объема нефти при рабочих условиях ИЛ δ_V' и погрешностью преобразования входных частотных сигналов в значение плотности нефти в ПП δ_ρ' , %;

δ_V' - составляющая относительной погрешности δ_V'' , обусловленная погрешностью вычисления объема нефти, вычисленная по формуле (A.21), %;

V - значение объема по показаниям ИВК, м³/ч;

V_p - расчетное значение объема, м³/ч, вычисляемое по формуле (A.22);

$CTL_{\text{ил}}$ - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ИЛ, вычисляемый по формуле:

$$CTL_{\text{ил}} = \exp \left[-\alpha_{15} \cdot (t_{\text{ил}} - 15) \cdot \left(1 + (0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{\text{ил}} - 15)) \right) \right], \quad (\text{A.25})$$

где $t_{\text{ил}}$ - температура нефти в ИЛ, введенная в память ИВК в соответствии с А.8.3.3.1 данной методики, °С;

α_{15} - значение коэффициента объемного расширения, 1/°С, вычисляемое по формуле:

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2} \quad (\text{A.26})$$

где ρ_{15} - значение плотности нефти при стандартных условиях, кг/м³, вычисляемое по формуле (A.16);

$CPL_{\text{ил}}$ - поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для температуры нефти в ИЛ, вычисляемый по формуле:

$$CPL_{\text{ил}} = \frac{1}{1 - P_{\text{ил}} \cdot F_{\text{ил}}}, \quad (\text{A.27})$$

где $P_{\text{ил}}$ - давление нефти в ИЛ, введенное в память ИВК в соответствии с А.8.3.3.1 данной методики, МПа;

$F_{\text{ил}}$ - значение коэффициента сжимаемости, 1/МПа, вычисляемое по формуле:

$$F_{\text{ил}} = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,6208 + 0,00021592 \cdot t_{\text{срм}} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t_{\text{ил}}}{\rho_{15}^2} \right), \quad (\text{A.28})$$

где δ_{VA} - составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение объема нефти, обусловленная погрешностью преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления в ПП и ИЛ, вычисленная по формуле (A.23), %;

$\delta_{\nu A}$ - составляющая относительной погрешности $\delta_{\nu A}$, обусловленная погрешностью преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления в ПП и ИЛ, вычисленная по формуле (А.24), %;

$\Delta t_{ИЛ}$ - абсолютная погрешность ИВК по каналу преобразования тока в температуру нефти в ИЛ, °С;

$\Delta P_{ИЛ}$ - абсолютная погрешность ИВК по каналу преобразования тока в давление нефти в ИЛ, МПа;

Коэффициенты k_t и k_p принимают равными, соответственно, 0,08 %/°С и 0,08 %/МПа.

Значение δ_{ν} не должно превышать 0,025%.

А.8.3.4 Определение погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значения коэффициента преобразования δ_k при поверке СРМ при помощи трубопоршневой поверочной установки (ПУ)

При определении погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значения коэффициента преобразования δ_k , проводят процедуры, представленные ниже.

А.8.3.4.1 Производят подключение импульсного выходного канала УПВА к входному клеммнику поверяемого СРМ ИВК, подключают сигналы детекторов в соответствии с рисунком Б.4 приложения Б.

А.8.3.4.2 Вводят с клавиатуры ИВК замещающие величины значений температуры и давления в ПП, температуры и давления на входе и выходе ПУ. Выводят данные каналы из режима измерений, переключая их в режим замещения («кеурад»).

А.8.3.4.3 Вводят с клавиатуры ИВК замещающую величину значения рабочей плотности («Obs Dens»). Переключают режим измерений рабочей плотности с измерений («Dens А» или «Dens В») на режим замещения («кеурад»).

Значения замещающих величин параметров устанавливают в соответствии с Таблицей А.2.

Таблица А.2

Плотность нефти в ПП, кг/м ³	Температура, °С			Давление, МПа		
	ПП	ПУ _{вход}	ПУ _{выход}	ПП	ПУ _{вход}	ПУ _{выход}
$\rho_{\max} \pm 1$	$t_{\min} \pm 1$	$t_{nn} +$ (0,2...1)	$t_{nn} +$ (1...2)	$P_{\min} \pm 0,03$	$P_{nn} +$ (0,03...0,1)	$P_{nn} +$ (0,1...0,2)
$\rho_{\min} \pm 1$	$t_{\max} \pm 1$	$t_{nn} -$ (0,2...1)	$t_{nn} -$ (1...2)	$P_{\max} \pm 0,03$	$P_{nn} -$ (0,03...0,1)	$P_{nn} -$ (0,1...0,2)

А.8.3.4.4 При помощи клавиатуры УПВА устанавливают последовательно частоты выходного сигнала, соответствующие минимальному и максимальному значениям рабочего диапазона расхода:

$$f_1 \approx \frac{Q_{\min} \cdot K_y}{3600}, \quad (\text{А.29})$$

$$f_2 \approx \frac{Q_{\max} \cdot K_y}{3600}, \quad (\text{А.30})$$

где K_y - установленное значение коэффициента преобразования СРМ, имп/т.

При помощи клавиатуры УПВА задают количество импульсов, подаваемое с УПВА за одно измерение. Количество импульсов вычисляют по формуле:

$$N_{\text{полн}} \approx \frac{V_0 \cdot K_y \cdot \rho}{1000},$$

$$N_{пр} = N_{обр} = \frac{N_{полн}}{2}, \quad (A.31)$$

$$(A.32)$$

где V_0 – значение вместимости калиброванного участка ПУ при стандартных условиях ($t = 20$ °С, $P_{изб} = 0$ МПа), введенное в память ИВК, м³;

ρ_{20} – значение плотности нефти при стандартных условиях ($t = 20$ °С, $P_{изб} = 0$ МПа), из рабочего диапазона;

$N_{полн}$ – число импульсов для имитации полного хода поршня в прямом направлении от первого детектора до второго и в обратном направлении от второго детектора до первого;

$N_{пр} = N_{обр}$ – число импульсов для имитации, соответственно прямого, и обратного хода поршня, задаваемое на УПВА.

Для каждой серии входных параметров проводят не менее трех измерений. После каждого измерения записывают значения полученных коэффициентов преобразования K . Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Г.

А.8.3.4.5 Относительную погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение коэффициента преобразования вычисляют по формулам:

$$\delta_K = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_K''^2 + \delta_{KA}^2}, \quad (A.33)$$

$$\delta_K'' = \delta_K' + \delta_p', \quad (A.34)$$

$$\delta_K' = \frac{K - K_p}{K_p} \cdot 100 \%, \quad (A.35)$$

$$K_p = \frac{N \cdot 1000}{V_0 \cdot CTS_{ПУ} \cdot CPS_{ПУ} \cdot \rho_{ПУ}}, \quad (A.36)$$

$$\delta_{KA} = \sqrt{k_t^2 \cdot (\Delta t_{ПП}^2 + \Delta t_{ПУ\text{вх}}^2 + \Delta t_{ПУ\text{вых}}^2) + k_p^2 \cdot (\Delta P_{ПП}^2 + \Delta P_{ПУ\text{вх}}^2 + \Delta P_{ПУ\text{в,х}}^2)}, \quad (A.37)$$

где δ_K'' – составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение коэффициента преобразования, обусловленная погрешностью вычислений коэффициента преобразования и погрешностью преобразования входных частотных сигналов в значение плотности нефти в ПП δ_p' (A.34);

δ_{KA} – составляющая относительной погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение коэффициента преобразования, обусловленная погрешностью преобразования входных аналоговых сигналов в значения температуры и давления ПП и ПУ, %;

δ_K' – составляющая относительной погрешности δ_K'' , обусловленная погрешностью определения коэффициента преобразования, вычисленная по формуле (A.35);

K – значение коэффициента преобразования, полученное из результатов измерений по показаниям ИВК, имп/т;

K_p – расчетное значение коэффициента преобразования, вычисляемое по формуле (A.36);

N – количество импульсов, полученное из результата измерений по показаниям ИВК, имп;

V_0 – объем ПУ при стандартных условиях, м³;

$CTS_{ПУ}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость калиброванного участка ПУ, вычисляемый по формуле:

$$CTS_{ПУ} = 1 + (t_{ПУ} - t_0) \cdot \gamma, \quad (A.38)$$

где $t_{ПУ}$ – среднее значение температуры в ПУ, °С, вычисляемое по формуле:

$$t_{ПУ} = \frac{t_{вх} + t_{вых}}{2}, \quad (A.39)$$

где $t_{\text{вх}}$, $t_{\text{вых}}$ – значения температуры на входе и выходе ПУ, °С, введенные в память ИВК в соответствии с А.8.3.3.1 данной методики;

t_0 – стандартная температура калибровки ПУ, °С, ($t_0 = 20$ °С);

γ – кубический коэффициент расширения калиброванного участка ПУ, $1/^\circ\text{C}$, вычисленный по формуле:

$$\gamma = 3 \cdot \alpha_t, \quad (\text{A.40})$$

где α_t – коэффициент линейного расширения калиброванного участка ПУ, берется из калибровочного сертификата или из технической документации на ПУ;

$CPS_{\text{ПУ}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость калиброванного участка ПУ, вычисляемый по формуле:

$$CPS_{\text{ПУ}} = 1 + \frac{(P_{\text{ПУ}} - P_0) \cdot D}{E \cdot S}, \quad (\text{A.41})$$

где $P_{\text{ПУ}}$ – среднее значение давления в ПУ, МПа, вычисляемое по формуле:

$$P_{\text{ПУ}} = \frac{P_{\text{вх}} + P_{\text{вых}}}{2}, \quad (\text{A.42})$$

где $P_{\text{вх}}$, $P_{\text{вых}}$ – значения давления на входе и выходе ПУ, МПа, введенные в память ИВК в соответствии с А.8.3.3.1 данной методики;

P_0 – стандартное давление калибровки ПУ, МПа, ($P_0 = 0$ МПа);

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм;

E – модуль упругости материала калиброванного участка ПУ, МПа;

S – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм;

$\rho_{\text{ПУ}}$ – плотность нефти, приведенная к условиям ПУ, $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисляемая по формуле:

$$\rho_{\text{ПУ}} = \rho_{15} \cdot CTL_{\text{ПУ}} \cdot CPL_{\text{ПУ}}, \quad (\text{A.43})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при стандартных условиях ($t = 15$ °С, $P_{\text{исб}} = 0$ МПа), $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисляют по формуле (А.16) в А.8.3.3.7 данной методики и в соответствии с приложением Д;

$CTL_{\text{ПУ}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПУ, вычисляют по формуле:

$$CTL_{\text{ПУ}} = \exp \left[-\alpha_{15} \cdot (t_{\text{ПУ}} - 15) \cdot \left(1 + (0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{\text{ПУ}} - 15)) \right) \right]; \quad (\text{A.44})$$

$CPL_{\text{ПУ}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПУ, вычисляют по формуле:

$$CPL_{\text{ПУ}} = \frac{1}{1 - P_{\text{ПУ}} \cdot F_{\text{ПУ}}}, \quad (\text{A.45})$$

где $F_{\text{ПУ}}$ – значение коэффициента сжимаемости, $1/\text{МПа}$, вычисляют по формуле:

$$F_{\text{ПУ}} = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,6208 + 0,00021592 \cdot t_{\text{ПУ}} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t_{\text{ПУ}}}{\rho_{15}^2} \right). \quad (\text{A.46})$$

где $\Delta t_{\text{ПУ вх}}$, $\Delta t_{\text{ПУ вых}}$ – абсолютные погрешности ИВК по каналу преобразования тока в температуру на входе и выходе ПУ, °С;

$\Delta P_{\text{ПУ вх}}$, $\Delta P_{\text{ПУ вых}}$ – абсолютные погрешности ИВК по каналу преобразования тока в давление на входе и выходе ПУ, МПа;

Коэффициенты k_t и k_p принимают равными, соответственно, $0,08 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ и $0,08 \text{ } \%/ \text{МПа}$.

Значение δ_k не должно превышать $0,025\%$.

А.9 Оформление результатов поверки.

А.9.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки по форме, приведенным в приложении Г. Допускается оформлять протокол в измененном виде (дополнять таблицы столбцами или строками со значениями промежуточных вычислений и т.п).

А.9.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке ИВК в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015г. №1815. На лицевой стороне свидетельства указывают регистрационный номер СИКН в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и методику поверки «Измерительно-вычислительные контроллеры Floboss S600+ в составе СИКН № 268 ПСП «Ножовка». Приложение А к МП 0602-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка».

А.9.3 При отрицательных результатах поверки ИВК к эксплуатации не допускают, оттиск поверительного клейма гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815.

Приложение Б
(обязательное)
Схемы подключения ИВК при проверке

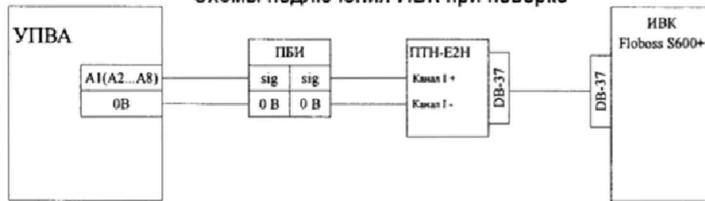


Рисунок Б.1. Схема подключения средств проверки при определении погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения физических величин, а также при проведении калибровки аналоговых каналов ИВК (ПБИ - пассивный барьер искробезопасный; ПТН-Е2Н – преобразователь измерительный постоянного тока)

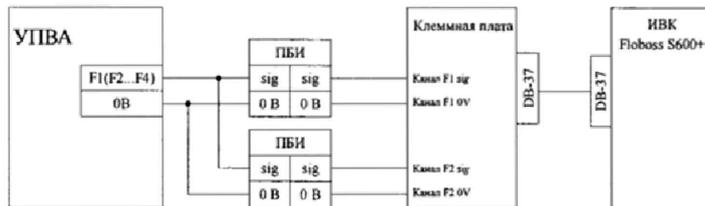


Рисунок Б.2. Схема подключения средств проверки при определении погрешности преобразования входных сигналов в значения плотности нефти



Рисунок Б.3. Схема подключения средств проверки при определении погрешности преобразования входных сигналов в значения объема и массы нефти

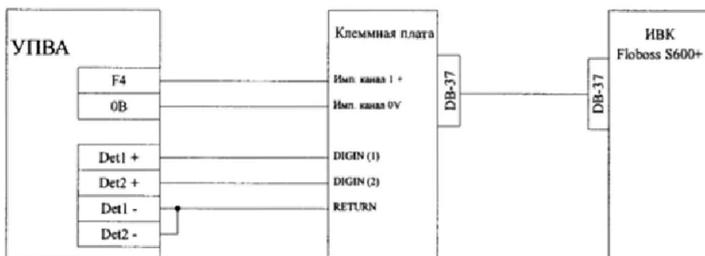


Рисунок Б.4. Схема подключения средств проверки при определении погрешности преобразования входных сигналов в значения преобразования массового ПР

Приложение В
(рекомендуемое)

Форма протокола градуировки аналоговых каналов ИВК

ПРОТОКОЛ
градуировки аналоговых каналов ИВК Floboss S600+ №
по МИ 0602-14-2017, Приложение А

Место проведения градуировки: _____

№	Параметр	№ канала	Диапазон сигнала			Некорректированное значение тока	
			Нижн. предел	Верх. предел	Ед. изм.	для 4 мА	для 20 мА
1							
...							

Градуировку провел: _____

Дата _____

Приложение Г
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки ИВК
ПРОТОКОЛ №__

поверки ИВК Floboss S600+ № __ по МП 0602-14-2017, Приложение А

1 Определение погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения величины

1.1 Определение абсолютной погрешности преобразования входных токовых аналоговых сигналов в значения величины

Место проведения поверки: _____

Средства поверки: _____

Таблица 1.1.1

Канал №...			
Диапазон:			
Ток, мА	Значение величины		Абсолютная погрешность
	измеренное	расчетное	
4,00			
8,00			
12,00			
16,00			
20,00			

$|\Delta x|_{\max} =$

Таблица 1.1.2

Канал №...			
Диапазон:			
Ток, мА	Значение величины		Абсолютная погрешность
	измеренное	расчетное	
4,00			
8,00			
12,00			
16,00			
20,00			

$|\Delta x|_{\max} =$

Дата _____

1.2 Определение приведенной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов в значения величин

Таблица 1.2 Определение значений приведенных погрешностей аналоговых каналов

№	Параметр	№ канала	Диапазон сигнала			Макс. абс. погрешность	Приведенная погрешность	
			Нижн. предел	Верх. предел	Ед. изм.		Расчетная	Допустимая
							$ Δ_{и} _{max}$	$γ_i$
1	...							
2	...							
3	...							
4	...							
5	...							
6	...							
7	...							
8	...							
9	...							
10	...							
11	...							
12	...							
13	...							
14	...							
15	...							
16	...							
17	...							
18	...							
19	...							
20	...							

$γ_{i max} =$ %

Дата _____

2 Определение относительной погрешности преобразования входных сигналов в значения плотности нефти

Таблица 2.1 - Исходные данные плотномера

№	K ₀	K ₁	K ₂	K ₁₈	K ₁₉	K _{20A}	K _{20B}	K _{21A}	K _{21B}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
2									

Таблица 2.2 - Результаты измерений и вычислений

№ п/п	№ канала	Установленные значения			Расчет. плотн.	Фактич. плотн.	Расчетные значения						
		τ, мкс	t _{пл.} , °C	P _{пл.} , МПа	ρ _{р.} , кг/м ³	ρ, кг/м ³	K _{р.} , %/°C	K _{р.р.} , %/МПа	Δt _{пл.} , °C	ΔP _{пл.} , кПа	δ _{р.} , %	δ _{р.р.} , %	δ _{р.} , %
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1												
	2												
1	1												
	2												
1	1												
	2												

Максимальные значения погрешностей

Дата _____

3 Определение погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение объема и массы продукта

Таблица 3.1 - Установленные значения

№п/п		ГР					ПП		
		f, Гц	N, мм/с	K, мм/л/т	trp, С	Рар, МПа	trp, С	Рпр, МПа	ρпр, кг/м ³
1	1 кан. 2 кан. 3 кан. Сумм.								
...	1 кан. 2 кан. 3 кан. Сумм.								
6	1 кан. 2 кан. 3 кан. Сумм.								

Таблица 3.2 - Результаты измерений и вычислений

Расчетные значения						Фактические значения								
CTL, мл	CPL, мл	ρпр, кг/м ³	CTL, пр	CPL, пр	ρпр, кг/м ³	M, т	V _{пр} , м ³	V, м ³	M, т	δ M, %	V _{пр} , м ³	δ V _{пр} , %	V, м ³	δ V, %

Дата _____

Таблица 3.4 - Расчет относительных погрешностей $\delta_{V_{H2O}}$ и δ_{V_2}

№ п/п	K_1 1/°C	K_p 1/МПа	K_{p1} 1/°C	K_{p2} 1/МПа	$\Delta t_{пр}$ °C	$\Delta P_{пр}$ МПа	$\Delta t_{шт}$ °C	$\Delta P_{шт}$ МПа	$\delta_{p_{a1}}$ %	$\delta_{V_{H2Oa1}}$ %	$\delta_{V_{H2Oa2}}$ %	$\delta_{V_{a1}}$ %	$\delta_{V_{a2}}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1...6													
7...12													

Таблица 3.5 - Расчет относительных погрешностей $\delta_{V_{H2O}}$ и δ_{V_2}

№ п/п	$V_{сур}$ м ³	$V_{су}$ м ³	$\delta'_{V_{H2O}}$ %	V_p м ³	V м ³	δ'_{V_2} %	δ'_{p_2} %	$\delta''_{V_{H2O}}$ %	δ''_{V_2} %	$\delta_{V_{H2O}}$ %	δ_{V_2} %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1												
2												
3												
4												
5												
6												
Максимальное значение относительной погрешности												

Дата _____

4 Определение погрешности преобразования входных сигналов ИВК в значение коэффициента преобразования при поверке ПР по ТПУ

Таблица 4.1 - Данные ТПУ

$V, \text{ м}^3$	$D, \text{ мм}$	$S, \text{ мм}$	K_y	$E, \text{ МПа}$	$\gamma, \text{ 1/}^\circ\text{C}$	$t_0, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_0, \text{ МПа}$

Таблица 4.2 - Установленные замещающие значения

№ п/п	Установленные значения								
	ПР		ПП			ПУ			
	$f, \text{ Гц}$	$N, \text{ имп}$	$t_{пл}, \text{ С}$	$P_{пл}, \text{ МПа}$	$\rho_{пл}, \text{ кг/м}^3$	$t_{вх}, \text{ С}$	$t_{вых}, \text{ С}$	$P_{вх}, \text{ МПа}$	$P_{вых}, \text{ МПа}$
1 серия									
2 серия									
3 серия									
4 серия									

Таблица 4.3 - Результаты измерений и вычислений

$Q, \text{ т/ч}$	Расчетные значения						Фактические значения		
	$\rho_{1х}, \text{ кг/м}^3$	$CTL_{пу}$	$CPL_{пу}$	$\rho_{2х}, \text{ кг/м}^3$	$CTS_{пу}$	$CPS_{пу}$	$K, \text{ имп/т}$	$K, \text{ имп/м}^3$	$\delta_K, \%$

Дата _____

Таблица 4.4 - Расчет относительной погрешности δ_{Δ}

№ п/п	K_t 1/°C	K_p 1/МПа	K_{pt} 1/°C	K_{pp} 1/МПа	$\Delta t_{пу}^{max}$ °C	$\Delta P_{пу}^{max}$ МПа	$\Delta t_{пу}^{min}$ °C	$\Delta P_{пу}^{min}$ МПа	$\Delta t_{пп}$ °C	$\Delta P_{пп}$ МПа	δ_{Δ} %
1	2	3	4	5	8	9	10	11	12	13	14
1...6											
7...12											

Таблица 4.5 - Расчет относительной погрешности δ_k

№ п/п	K_p имп/т	K_t имп/т	δ'_{k_t} %	δ'_{k_p} %	δ_{k_t} %	δ_{k_p} %	δ_k %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
2							
3							
4							
5							
6							
1							
2							
3							
4							
5							
6							
Максимальное значение относительной погрешности							

Дата _____

5. Значения погрешностей, полученных в результате поверки

Таблица 5.1 - Значения погрешностей

Наименование МХ	Полученная	Допускаемая
1. Абсолютная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение температуры Δ_t , °С		-----
2. Абсолютная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение давления Δ_p , МПа		-----
3. Абсолютная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение объемной доли воды Δ_W , %		-----
4. Абсолютная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение динамической вязкости Δ_ν , сП		-----
5. Приведенная погрешность преобразования входных аналоговых сигналов ИВК в значения физических величин $\gamma_{i, max}$, %		0,0615
6. Относительная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение плотности продукта δ_ρ , %		0,010
7. Относительная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение массы продукта δ_m , %		0,001
8. Относительная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение объема продукта при нормальных условиях $\delta_{V_{н.у.}}$, %		0,025
9. Относительная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение объема продукта δ_V , %		0,025
10. Относительная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение коэффициента преобразования при поверке ПР по ТПУ δ_K , %		0,025

Дата _____

Приложение Д

(справочное)

Вычисление плотности

Д.1 Вычисление плотности при стандартных условиях ρ_{15} методом итераций

Расчет плотности при стандартной температуре $t_{ст} = 15^\circ\text{C}$ и стандартном избыточном давлении $P_{ст} = 0$ МПа проводят методом итераций по следующему алгоритму:

Д.1.1 В формулах для определения коэффициента объемного расширения нефти α_{15} ($1/^\circ\text{C}$) и коэффициента сжимаемости нефти F (1/МПа) принимают ρ_{15} равным $\rho_{пп}$, после чего формулы принимают следующий вид:

$$\alpha'_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{пп}^2} \quad (\text{Д.1})$$

$$F'_{пп} = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,6208 + 0,00021592 \cdot t_{пп} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{пп}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t_{пп}}{\rho_{пп}^2}\right) \quad (\text{Д.2})$$

Д.1.2 Вычисляют плотность при стандартных условиях после первого цикла итераций:

$$\rho'_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL'_{пп} \cdot CPL'_{пп}} = \rho_{пп} \cdot \frac{1 - P_{пп} \cdot F'_{пп}}{\exp\left[-\alpha'_{15} \cdot (t_{пп} - 15) \cdot \left(1 + \left(0,8 \cdot \alpha'_{15} \cdot (t_{пп} - 15)\right)\right)\right]} \quad (\text{Д.3})$$

Д.1.3 В формулах для определения коэффициентов подставляют полученное значение ρ'_{15}

$$\alpha''_{15} = \frac{613,9723}{\rho'_{15}{}^2} \quad (\text{Д.4})$$

$$F''_{\text{пн}} = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,6208 + 0,00021592 \cdot t_{\text{пн}} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho'_{15}{}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t_{\text{пн}}}{\rho'_{15}{}^2}\right) \quad (\text{Д.5})$$

Д.1.4 Вычисляют плотность при стандартных условиях после второго цикла итераций:

$$\rho''_{15} = \frac{\rho_{\text{пн}}}{\text{CTL}''_{\text{пн}} \cdot \text{CPL}''_{\text{пн}}} = \rho_{\text{пн}} \cdot \frac{1 - F''_{\text{пн}}}{\exp\left[-\alpha''_{15} \cdot (t_{\text{пн}} - 15) \cdot \left(1 + \left(0,8 \cdot \alpha''_{15} \cdot (t_{\text{пн}} - 15)\right)\right)\right]} \quad (\text{Д.6})$$

Д.1.5 Сравнивают значения стандартной плотности, полученные после первого и второго цикла итераций:

- в случае, если $|\rho''_{15} - \rho'_{15}| \geq 0,001$, повторяют пункты Д.1.3 и Д.1.4 подставляя ρ_{15} , полученное в последнем цикле итераций, далее повторяют циклы итераций до тех пор, пока абсолютное значение разности между полученными величинами ρ_{15} в последнем и предпоследнем циклах не станут меньше 0,001;

- в случае, если $|\rho''_{15} - \rho'_{15}| \leq 0,001$ значение ρ_{15} принимают равным ρ''_{15} , после чего вычисляют точные значения коэффициентов:

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}{}^2} \quad (\text{Д.7})$$

$$F_{\text{пн}} = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,6208 + 0,00021592 \cdot t_{\text{пн}} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}{}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t_{\text{пн}}}{\rho_{15}{}^2}\right) \quad (\text{Д.8})$$

Д.2 Определение плотности нефти по периоду сигнала плотномера и значениям температуры и давления в условиях измерения плотности

Д.2.1 Нескорректированное значение плотности рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho = K_0 + K_1 \cdot T + K_2 \cdot T^2 \quad (\text{Д.9})$$

где K_0, K_1, K_2 – коэффициенты плотнора, взятые из свидетельства о поверке или сертификата калибровки;

T – период сигнала плотнора, мкс

Д.2.2 Значение плотности с поправкой на температуру рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho_t = \rho \cdot (1 + K_{18} \cdot (t_{\text{ПП}} - 20)) + K_{19} \cdot (t_{\text{ПП}} - 20) \quad (\text{Д.10})$$

где K_{18}, K_{19} – коэффициенты коррекции по температуре плотнора, взятые из свидетельства о поверке или сертификата калибровки;

$t_{\text{ПП}}$ – значение температуры нефти в условиях измерения плотности, °С.

Д.2.3 Значение плотности с поправкой на температуру и давление вычисляют по следующей формуле:

$$\rho_{\text{ПП}} = \rho_{\text{Рт}} = \rho_t \cdot (1 + K_{20} \cdot P_{\text{ПП}} \cdot 10) + K_{21} \cdot P_{\text{ПП}} \cdot 10 \quad (\text{Д.11})$$

где $P_{\text{ПП}}$ – значение давления нефти в условиях измерения плотности, МПа;

$$K_{20} = K_{20A} + K_{20B} \cdot P_{\text{ПП}} \cdot 10 \quad (\text{Д.12})$$

$$K_{21} = K_{21A} + K_{21B} \cdot P_{\text{ПП}} \cdot 10 \quad (\text{Д.13})$$

где $K_{20A}, K_{20B}, K_{21A}, K_{21B}$ – коэффициенты коррекции по давлению, взятые из свидетельства о поверке или сертификата калибровки.