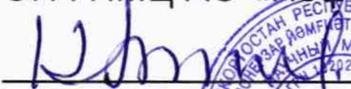


УТВЕРЖДАЮ

Директор
ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»

 М.С. Немиров

«19» апреля 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 276 на

ПСП «Оса»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0318-19 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ

Крайнов М.В.,

Ильясов И.Ф.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 276 на ПСП «Оса» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Определение метрологических характеристик СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) способом.

Определение метрологических характеристик измерительных каналов (далее - ИК) плотности и вязкости нефти проводят покомпонентным (поэлементным) или комплектным способом.

Межповерочный интервал СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее - ПО) СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее - МХ):
 - 1.4.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4);
 - 1.4.2 Определение МХ измерительного канала плотности нефти (п. 6.5);
 - 1.4.3 Определение МХ измерительного канала вязкости нефти (п. 6.6);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.7);
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.8).

2 Средства поверки

2.1. Рабочий эталон единиц объемного расхода жидкости 1-го или 2-го разряда, массового расхода жидкости 2 разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$ (п. 6.7).

2.2 Средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Рабочий эталон плотности 1-го разряда (далее - РЭП) с диапазоном измерений от 600 до 1000 кг/м³ и пределами абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м³, оснащенный цифровым термометром с диапазоном измерений от 0 до 50 °С и пределами абсолютной погрешности $\pm 0,1$ °С (п.п. 6.5, 6.6).

2.4 Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4 термометром с диапазоном измерений от 0 до 55 °С, ценой деления шкалы 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С (п.п. 6.5, 6.6).

2.5 Средство измерений давления взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений (0 – 2,5) МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$ (п.п. 6.5, 6.6).

2.6 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости (далее – РЭВ) 1-го разряда по ГОСТ 8.025 в диапазоне значений от $4,0 \cdot 10^{-7}$ до $1,0 \cdot 10^{-1}$ м²/с с пределами допускаемой относительной погрешности кинематической вязкости не более $\pm 0,2\%$ (п. 6.6).

2.7 Секундомер электронный «Интеграл С-01» с диапазоном измерений интервалов времени от 0 до 9 ч 59 мин 59,99 с и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерения в режиме секундомера $\pm 9,6 \cdot 10^{-6} \cdot T_x + 0,01$ с (п. 6.6).

2.8 Термостат жидкостный лабораторный, диапазон термостатирования от 5 до 45 °С, погрешность термостатирования $\pm 0,02^{\circ}\text{C}$ (п. 6.6).

2.9 Термогигрометр ИВА-6 с диапазоном измерений относительной влажности от 0 до 90 % с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 2 %, диапазон измерений температуры от 0 до 50 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры 0,3 °С (п.п. 6.6).

2.10 Пробосборники вместимостью 1,0 дм³ (п. 6.6).

2.11 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

2.12 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, СИ должны быть поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

4 Условия поверки

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

4.2 При проведении измерений динамической вязкости нефти рабочим эталоном вязкости в процессе определения МХ соблюдают следующие условия:

- | | |
|---|-----------------|
| – температура окружающего воздуха, °С | от 18 до 25; |
| – атмосферное давление, кПа | $101,3 \pm 4$; |
| – относительная влажность, %, не более | 80; |
| – плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³ | от 700 до 930; |
| – нестабильность температуры нефти в течение 10 минут, °С, не более | $\pm 0,02$; |
| – время истечения нефти в стеклянном капиллярном вискозиметре, с | от 200 до 2000. |

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПК «Сtopos».

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбирают меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC32». Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

6.2.2 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера FloBoss S600+ (далее - контроллер).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для всех контроллеров.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбирают на дисплее меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО);
- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)).

При проверке идентификационных данных ПО контроллеров проверку идентификационного наименования ПО не проводят.

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.п. 6.2.1, 6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование.

Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

6.4.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре), заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки, у СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 - Состав СИ СИКН

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass 84F	15201-11
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion R 100	45115-16
Преобразователи плотности жидкости измерительный 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Анализатор серы общей рентгеноабсорционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT	47395-17
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 065	22257-11
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10, 14061-15
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	42693-15
Барьеры искрозащиты серии Z	22152-07
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix PAC	51228-12

Примечание - В случае отсутствия действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре), заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки на преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (далее - ПП) и (или) преобразователя плотности и вязкости FVM (далее - ППВ), выполняют операции по п.п. 6.5, 6.6 настоящей методики поверки соответственно.

6.4.2 Поверка СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки.

6.4.3 Результаты поверки по п. 6.4 считают положительными, если у всех СИ, входящих в состав СИКН (за исключением ПП и ППВ при комплектной поверке ИК плотности нефти и ИК вязкости нефти соответственно), в соответствии с таблицей 1, есть действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенная подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки).

6.5 Определение МХ ИК плотности нефти.

6.5.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК плотности нефти является предпочтительным и применяется для ИК плотности нефти с ПП и контроллером в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти проводят покомпонентным (позлементным) способом по п. 6.4.

6.5.2 Проверяют соответствие введенных в память контроллера коэффициентов значениям, приведенным в свидетельстве о поверке ПП (при поэлементной поверке) или СИКН (при комплектной поверке).

6.5.3 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти, состоящего из поточного ПП и контроллера, производят при одновременном измерении плотности нефти ИК плотности нефти СИКН и эталонным плотномером при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне их изменений.

6.5.4 Измерение плотности, температуры и давления нефти производят в следующем порядке.

6.5.4.1 Устанавливается расход нефти в БИК в пределах от 0,5 до 1,0 м³/ч. Изменение значения плотности нефти при измерениях не должны превышать 0,1 кг/м³ в течение 5 минут, изменение значения температуры нефти при измерениях не должны превышать 0,1 °С в течение 5 минут, изменение значения давления нефти при измерениях не должны превышать 0,05 МПа в течение 5 минут.

6.5.4.2 При достижении условий по п. 6.5.4.1, производят измерение плотности ИК плотности СИКН и эталонным плотномером, а также температуры и давления нефти с помощью СИ давления и температуры из состава БИК. Измерения плотности ИК плотности СИКН и эталонным плотномером, измерение температуры и давления нефти выполняют не менее 3 раз.

6.5.5 Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_0, \quad (1)$$

где ρ - результат измерений плотности ПП, кг/м³,

D_0 - результат измерений плотности рабочим эталоном.

6.5.6 Если температура продукта в эталонном СИ отличается от температуры продукта в ПП более чем на 0,1°С, значение плотности D_0 приводят к температуре продукта в ПП по формуле

$$D_0 = \rho_{РЭПприв} = \rho_{15} \cdot STL_{ПП} \cdot CPL_{ПП} \quad (2)$$

где $\rho_{РЭПприв}$ - результат измерения плотности эталонным СИ, приведенный к температуре продукта в ПП, кг/м³;

ρ_{15} - значение плотности продукта при $t = 15$ °С и $P = 0$ МПа, кг/м³;

$STL_{ПП}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для $t_{ПП}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{ПП}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для $t_{ПП}$, $P_{ПП}$ и ρ_{15} ;

$t_{ПП}$ - температура продукта в ПП, °С;

$P_{ПП}$ - давление продукта в ПП, МПа.

Определение коэффициентов STL , CPL и плотности ρ_{15} проводят в соответствии с Р 50.2.076.

6.5.7 Вычисления по формулам (1), (2) могут производиться в вычислительном устройстве.

6.5.8 Значение абсолютной погрешности, вычисленное по формуле (1), не должно превышать $\pm 0,3$ кг/м³.

6.5.9 Результаты поверки по п. 6.5 считают положительными, если абсолютная погрешность ИК плотности нефти в диапазоне от 850 до 930 кг/м³ не выходит за пределы $\pm 0,3$ кг/м³;

6.5.10 При положительных результатах поверки по п. 6.5 в протокол поверки заносят градуировочные коэффициенты ПП. Если абсолютная погрешность превышает указанные пределы, то ПП градуируют по методике, приведенной в приложении В. Определяют 2 раза абсолютную погрешность ИК плотности нефти с новым коэффициентом $K_{\text{Нов}}$ в соответствии с п.п.6.5.4, 6.5.5,

6.5.11 Рекомендуемая форма протокола при выполнении операции по п. 6.5 приведена в приложении Б.

6.6 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти.

6.6.1 Комплектный способ определения погрешности ИК вязкости нефти является предпочтительным и применяется для ИК вязкости нефти с ППВ и контроллером в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение абсолютной погрешности ИК вязкости нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 6.4

6.6.2 На экране контроллера производят считывание коэффициентов ППВ, версии ПО ППВ и проверяют соответствие значениям, приведенным в свидетельстве о поверке ППВ (при поэлементной поверке) или СИКН (при комплектной поверке).

П р и м е ч а н и е – Коэффициенты и версию ПО допускается считывать с экрана АРМ оператора.

6.6.3 При проведении измерений динамической вязкости нефти рабочим эталоном вязкости в процессе определения МХ соблюдают условия согласно п. 4.2.

П р и м е ч а н и е – Нестабильность температуры нефти контролируют визуально средством измерения температуры из состава термостата.

Время истечения нефти измеряют и контролируют при измерении кинематической вязкости рабочим эталоном вязкости.

6.6.4 При определении метрологических характеристик ИК вязкости нефти, состоящего из ППВ и контроллера, производят оценка погрешностей методом сличения показаний ППВ, фиксируемых в момент отбора пробы со значениями вязкости измеренными эталоном вязкости в отобранных пробах нефти. Отбор пробы нефти производят с учетом требований ГОСТ 2517.

6.6.5 Производят дренирование нефти из ручного пробоотборника в течение 5 минут. Производят отбор пробы нефти в металлический пробосборник в количестве (0,5 – 0,7) дм³. Одновременно во время отбора пробы производят считывание показаний вискозиметра ($\eta_{\text{в1}}$, мПа·с) с экрана вторичного преобразователя и записывают усредненные, стабильные значения динамической вязкости, температуры нефти и давления. Измеряют и записывают значения температуры окружающего воздуха.

П р и м е ч а н и е – Измеренные значения динамической вязкости, температуры нефти и давления допускается считывать с экрана компьютера автоматизированного рабочего места оператора.

6.6.6 Аналогично операциям п. 6.6.5 производят отбор пробы и измерения вязкости при каждом отборе пробы $\eta_{\text{в2}}, \dots, \eta_{\text{вi}}$ последовательно не менее 2 раз интервалом 1-2 минуты. Общее количество отбираемых проб нефти должно составлять не менее 3 шт.

6.6.7 Пробосборники (не менее 3 шт.) с пробами нефти переносят в помещение для проведения измерений вязкости эталоном вязкости.

6.6.8 Производят перемешивание пробы механическим способом в течении 5-10 минут.

6.6.9 Из пробосборника отбирают пробы для измерений кинематической вязкости ($\nu_{э1}$, м²/с) эталоном вязкости и измерений плотности ($\rho_{т1}$, кг/м³) при температуре нефти в вискозиметре в момент отбора пробы. Производят измерение кинематической вязкости и плотности нефти в отобранных пробах нефти. Измеряют и записывают значения температуры окружающего воздуха, влажности воздуха и атмосферного давления.

П р и м е ч а н и е – измерение рабочим эталоном кинематической вязкости производят с использованием жидкостного лабораторного термостата при температуре отбора пробы нефти в СИКН.

Плотность нефти ($\rho_{тп2}$, кг/м³) приведенную к условиям измерений по давлению, вычисляют в соответствии с документом Р 50.2.076, по формуле

$$\rho_{тп2} = \frac{\rho_{т1}}{1 - \gamma_t \cdot P_{п}} \quad (3)$$

где, $\rho_{т1}$ – значение плотности нефти измеренное лабораторным плотномером при температуре равной температуре нефти в момент отбора пробы, кг/м³;

γ_t – значение коэффициента сжимаемости, приведенного в таблице Г.

$P_{п}$ – значение давления в СИКН в момент отбора пробы нефти, МПа.

Коэффициент сжимаемости нефти рассчитывают методом интерполяции.

6.6.10 Аналогично операциям п.п. 6.6.8, 6.6.9 последовательно выполняют измерения $\nu_{э2}, \dots, \nu_{эi}$ и $\rho_{т2}, \dots, \rho_{ти}$ в оставшихся пробах.

6.6.11 Для каждой пробы нефти вычисляют эталонное значение динамической вязкости ($\eta_{эi}$, мПа·с) по формуле

$$\eta_{эi} = \nu_{эi} \cdot 10^6 \cdot \rho_i \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

где, $\nu_{эi}$ – значение кинематической вязкости, измеренное рабочим эталоном вязкости, м²/с;

ρ_i – значение плотности нефти, измеренное лабораторным плотномером, кг/м³;

6.6.12 В каждой пробе нефти в поддиапазоне (0,5 – 10 включительно) мПа·с вычисляют абсолютную погрешность измерений динамической вязкости ($\Delta\eta_{вi}$ мПа·с) по формуле

$$\Delta\eta_{вi} = \eta_{вi} - \eta_{эi} \quad (5)$$

где $\eta_{вi}$ – значение динамической вязкости, измеренное вискозиметром, мПа·с.

6.6.13 В каждой пробе нефти в поддиапазоне (10 – 100 включительно) мПа·с вычисляют пределы допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости ($\delta\eta_{вi}$, %) к верхнему значению поддиапазона измерений по формуле

$$\delta\eta_{вi} = \frac{\Delta\eta_{вi}}{\eta_{м}} \cdot 100 \quad (6)$$

где, $\eta_{м}$ – верхнее значение диапазона измерений $\eta_{м} = 100$ мПа·с.

6.6.13 Результаты поверки по п. 6.6 считают положительными, если - пределы допускаемых погрешностей измерений, рассчитанные по формулам (5) или (6) не превышают нормированных значений указанных в таблице 2.

Таблица 2 Нормированное значение погрешности измерений ППВ

Наименование погрешности	Нормированное значение погрешности
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений динамической вязкости в поддиапазоне от 0,5 до 10 мПа·с включительно, мПа·с	±0,20
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости, приведенной к верхнему значению поддиапазона измерений, в поддиапазоне от свыше 10 до 100 мПа·с включительно, %	±1,0

6.6.14 При положительных результатах поверки по п. 6.6 в протокол поверки заносят градуировочные коэффициенты ППВ. Рекомендуемая форма протокола приведена в приложении Д.

6.6.15 При отрицательных результатах ППВ к эксплуатации не допускают.

6.7. Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений погрешность измерений массы брутто нефти равна пределу допускаемой погрешности счетчиков-расходомеров массовых.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать: ±0,25 %.

6.8 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_n^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (7)$$

- где δM_H - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;
 $\delta M_{бр}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_B - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
 ΔW_n - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где R_B и r_B - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-2014, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, ΔW_n , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \pm \frac{\sqrt{R_n^2 - r_n^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где R_n и r_n - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (10)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (11)$$

где r_{xc} - сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2. Результаты определения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти заносят в протокол произвольной формы.

7.3 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. в редакции приказа Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. в редакции приказа Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти №276
ПСП «Оса» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН)
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне измерений, не более, %: _____
Заводской номер: _____
Принадлежит: _____ ИНН _____
Место проведения поверки: _____
Средства поверки: _____
Методика поверки: _____
Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

А.1. Внешний осмотр (п.6.1 МП)

А.2. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.2 МП)

Таблица А1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

А.3. Опробование (п. 6.3 МП)

А.4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4 МП)

Таблица А2 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)*
1	2	3

* Примечание: при определении МХ плотномеров и вискозиметров в соответствии с п.6.5 и п.6.6 настоящей методики в столбце №3 указывают номер протокола и дату определения МХ соответствующих СИ.

А.5 Определение МХ ИК плотности нефти (п. 6.5 МП)

А.6 Определение МХ ИК вязкости нефти (п. 6.6 МП)

А.7 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 6.7 МП).

А.8 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти (п. 6.8 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 276 ПСП «Оса» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» признана к дальнейшей эксплуатации _____
годной/не годной

Должность лица проводившего

поверку:

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма протокола

Протокол определения МХ ИК плотности

Средство измерений (наименование, тип)

Тип, заводской номер, год выпуска

Владелец

Результаты измерений

Определение абсолютной погрешности.

№	Результат измерений поточным плотномером				Результат измерений РЭ				Погрешность абсолютная Δ , кг/м ³
	T , мкс	ρ , кг/м ³	t , °С	P , МПа	ρ_0 , кг/м ³	t_0 , °С	P_0 , МПа	D_0 , кг/м ³	
1									
2									
3									

Градуировочные коэффициенты:

Максимальное значение абсолютной погрешности измерений плотности
составило: _____

Заключение:

Дата

Приложение В

Методика градуировки преобразователей плотности в условиях эксплуатации

В.1 Вычисляют среднюю погрешность преобразователя по трем результатам измерений при поверке.

$$\Delta_{\text{ср}} = (\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3) / 3 \quad (\text{В.1})$$

В.2 Новое значение коэффициента K_0 определяют по формуле:

$$K_{0\text{нов}} = K_0 - \Delta_{\text{ср}} \quad (\text{В.2})$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г.
(обязательное)

Таблица коэффициентов сжимаемости нефти

t, °C	Плотности нефти при температуре нефти t, °C																							
	700,0	710,0	720,0	730,0	740,0	750,0	760,0	770,0	780,0	790,0	800,0	810,0	820,0	830,0	840,0	850,0	860,0	870,0	880,0	890,0	900,0	910,0	920,0	930,0
	Коэффициенты сжимаемости нефти, $\gamma_t, \times 10^{-3}, 1/\text{МПа}$																							
5,0	1,281	1,214	1,154	1,098	1,048	1,002	0,959	0,920	0,884	0,851	0,820	0,791	0,765	0,740	0,717	0,695	0,675	0,656	0,638	0,621	0,606	0,591	0,577	0,564
6,0	1,286	1,219	1,158	1,103	1,052	1,006	0,963	0,924	0,888	0,854	0,823	0,794	0,768	0,743	0,720	0,698	0,678	0,658	0,641	0,624	0,608	0,593	0,579	0,566
7,0	1,292	1,224	1,163	1,108	1,057	1,010	0,967	0,928	0,891	0,858	0,827	0,798	0,771	0,746	0,722	0,701	0,680	0,661	0,643	0,626	0,610	0,595	0,581	0,568
8,0	1,297	1,230	1,168	1,112	1,061	1,014	0,971	0,932	0,895	0,861	0,830	0,801	0,774	0,749	0,725	0,703	0,683	0,664	0,645	0,628	0,612	0,597	0,583	0,570
9,0	1,302	1,235	1,173	1,117	1,066	1,019	0,975	0,936	0,899	0,865	0,833	0,804	0,777	0,752	0,728	0,706	0,685	0,666	0,648	0,631	0,615	0,600	0,585	0,572
10,0	1,308	1,240	1,178	1,122	1,070	1,023	0,979	0,939	0,903	0,868	0,837	0,807	0,780	0,755	0,731	0,709	0,688	0,669	0,650	0,633	0,617	0,602	0,587	0,574
11,0	1,313	1,245	1,183	1,126	1,074	1,027	0,983	0,943	0,906	0,872	0,840	0,811	0,783	0,758	0,734	0,712	0,691	0,671	0,653	0,636	0,619	0,604	0,590	0,576
12,0	1,319	1,250	1,188	1,131	1,079	1,031	0,987	0,947	0,910	0,876	0,844	0,814	0,786	0,761	0,737	0,714	0,693	0,674	0,655	0,638	0,622	0,606	0,592	0,578
13,0	1,324	1,255	1,193	1,136	1,083	1,035	0,992	0,951	0,914	0,879	0,847	0,817	0,790	0,764	0,740	0,717	0,696	0,676	0,658	0,640	0,624	0,608	0,594	0,580
14,0	1,329	1,260	1,198	1,140	1,088	1,040	0,996	0,955	0,917	0,883	0,850	0,821	0,793	0,767	0,743	0,720	0,699	0,679	0,660	0,643	0,626	0,611	0,596	0,582
15,0	1,335	1,265	1,202	1,145	1,092	1,044	1,000	0,959	0,921	0,886	0,854	0,824	0,796	0,770	0,745	0,723	0,701	0,682	0,663	0,645	0,629	0,613	0,598	0,584
16,0	1,340	1,271	1,207	1,150	1,097	1,048	1,004	0,963	0,925	0,890	0,857	0,827	0,799	0,773	0,748	0,726	0,704	0,684	0,665	0,648	0,631	0,615	0,600	0,586
17,0	1,346	1,276	1,212	1,154	1,101	1,053	1,008	0,967	0,929	0,893	0,861	0,830	0,802	0,776	0,751	0,728	0,707	0,687	0,668	0,650	0,633	0,617	0,602	0,588
18,0	1,351	1,281	1,217	1,159	1,106	1,057	1,012	0,970	0,932	0,897	0,864	0,834	0,805	0,779	0,754	0,731	0,709	0,689	0,670	0,652	0,635	0,620	0,605	0,590
19,0	1,356	1,286	1,222	1,164	1,110	1,061	1,016	0,974	0,936	0,900	0,867	0,837	0,808	0,782	0,757	0,734	0,712	0,692	0,673	0,655	0,638	0,622	0,607	0,592
20,0	1,362	1,291	1,227	1,168	1,115	1,065	1,020	0,978	0,940	0,904	0,871	0,840	0,812	0,785	0,760	0,737	0,715	0,694	0,675	0,657	0,640	0,624	0,609	0,595
21,0	1,367	1,296	1,232	1,173	1,119	1,070	1,024	0,982	0,943	0,908	0,874	0,843	0,815	0,788	0,763	0,739	0,718	0,697	0,678	0,660	0,642	0,626	0,611	0,597
22,0	1,372	1,301	1,237	1,178	1,123	1,074	1,028	0,986	0,947	0,911	0,878	0,847	0,818	0,791	0,766	0,742	0,720	0,700	0,680	0,662	0,645	0,629	0,613	0,599

t, °C	Плотности нефти при температуре нефти t, °C																							
	700,0	710,0	720,0	730,0	740,0	750,0	760,0	770,0	780,0	790,0	800,0	810,0	820,0	830,0	840,0	850,0	860,0	870,0	880,0	890,0	900,0	910,0	920,0	930,0
	Коэффициенты сжимаемости нефти, γ_t , $\times 10^{-3}$, 1/МПа																							
23,0	1,378	1,306	1,242	1,182	1,128	1,078	1,032	0,990	0,951	0,915	0,881	0,850	0,821	0,794	0,769	0,745	0,723	0,702	0,683	0,664	0,647	0,631	0,615	0,601
24,0	1,383	1,312	1,246	1,187	1,132	1,082	1,036	0,994	0,955	0,918	0,885	0,853	0,824	0,797	0,772	0,748	0,726	0,705	0,685	0,667	0,649	0,633	0,618	0,603
25,0	1,389	1,317	1,251	1,192	1,137	1,087	1,040	0,998	0,958	0,922	0,888	0,857	0,827	0,800	0,775	0,751	0,728	0,707	0,688	0,669	0,652	0,635	0,620	0,605
26,0	1,394	1,322	1,256	1,196	1,141	1,091	1,044	1,002	0,962	0,925	0,891	0,860	0,830	0,803	0,777	0,753	0,731	0,710	0,690	0,672	0,654	0,637	0,622	0,607
27,0	1,399	1,327	1,261	1,201	1,146	1,095	1,049	1,006	0,966	0,929	0,895	0,863	0,834	0,806	0,780	0,756	0,734	0,713	0,693	0,674	0,656	0,640	0,624	0,609
28,0	1,405	1,332	1,266	1,206	1,150	1,099	1,053	1,009	0,970	0,933	0,898	0,866	0,837	0,809	0,783	0,759	0,736	0,715	0,695	0,676	0,659	0,642	0,626	0,611
29,0	1,410	1,337	1,271	1,210	1,155	1,104	1,057	1,013	0,973	0,936	0,902	0,870	0,840	0,812	0,786	0,762	0,739	0,718	0,698	0,679	0,661	0,644	0,628	0,613
30,0	1,415	1,342	1,276	1,215	1,159	1,108	1,061	1,017	0,977	0,940	0,905	0,873	0,843	0,815	0,789	0,765	0,742	0,720	0,700	0,681	0,663	0,646	0,631	0,616
31,0	1,421	1,348	1,281	1,220	1,164	1,112	1,065	1,021	0,981	0,943	0,909	0,876	0,846	0,818	0,792	0,767	0,745	0,723	0,703	0,684	0,666	0,649	0,633	0,618
32,0	1,426	1,353	1,286	1,224	1,168	1,117	1,069	1,025	0,985	0,947	0,912	0,880	0,849	0,821	0,795	0,770	0,747	0,726	0,705	0,686	0,668	0,651	0,635	0,620
33,0	1,431	1,358	1,291	1,229	1,173	1,121	1,073	1,029	0,988	0,951	0,916	0,883	0,853	0,824	0,798	0,773	0,750	0,728	0,708	0,688	0,670	0,653	0,637	0,622
34,0	1,437	1,363	1,295	1,234	1,177	1,125	1,077	1,033	0,992	0,954	0,919	0,886	0,856	0,827	0,801	0,776	0,753	0,731	0,710	0,691	0,673	0,656	0,639	0,624
35,0	1,442	1,368	1,300	1,238	1,182	1,129	1,081	1,037	0,996	0,958	0,922	0,890	0,859	0,830	0,804	0,779	0,755	0,733	0,713	0,693	0,675	0,658	0,641	0,626
36,0	1,448	1,373	1,305	1,243	1,186	1,134	1,085	1,041	1,000	0,961	0,926	0,893	0,862	0,833	0,807	0,782	0,758	0,736	0,715	0,696	0,677	0,660	0,644	0,628
37,0	1,453	1,378	1,310	1,248	1,191	1,138	1,089	1,045	1,003	0,965	0,929	0,896	0,865	0,837	0,810	0,784	0,761	0,739	0,718	0,698	0,630	0,662	0,646	0,630
38,0	1,458	1,383	1,315	1,252	1,195	1,142	1,094	1,049	1,007	0,969	0,933	0,900	0,869	0,840	0,813	0,787	0,764	0,741	0,720	0,701	0,682	0,665	0,648	0,632
39,0	1,464	1,389	1,320	1,257	1,199	1,146	1,098	1,053	1,011	0,972	0,936	0,903	0,872	0,843	0,816	0,790	0,766	0,744	0,723	0,703	0,684	0,667	0,650	0,635
40,0	1,469	1,394	1,325	1,262	1,204	1,151	1,102	1,056	1,015	0,976	0,940	0,906	0,875	0,846	0,818	0,793	0,769	0,747	0,725	0,706	0,687	0,669	0,652	0,637

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)

Форма протокола

Протокол определения МХ ИК вязкости

№ _____

Наименование СИ: _____
 Заводской номер: _____
 Владелец: _____
 Место проведения определения МХ _____
 Средства поверки: _____

Условия определения МХ:

Температура окружающей среды (СИКН/лаборатория), °С _____
 Влажность воздуха, % _____
 Атмосферное давление, кПа _____
 Нестабильность динамической вязкости нефти в течение 10 минут, мПа·с _____
 Нестабильность температуры нефти в течение 10 минут, °С _____

Результаты определения МХ:

Внешний осмотр _____
 Опробование _____
 Подтверждение соответствия ПО. Идентификация версии ПО _____

По описанию типа	По результатам проверки

Определение погрешности измерений

№ пробы	Значение кинематической/динамической вязкости			Абсолютная / приведенная погрешность измерения		Температура нефти (СИКН/термостат), °С	Давление, P_n МПа
	Измеренное вискозиметром, η_{vi} , мПа·с	Измеренное эталоном вязкости, $v_{эi}$, м ² /с	Измеренное эталоном вязкости, $\eta_{эi}$, мПа·с	По результатам поверки, $\Delta\eta_{vi}$, мПа·с / $\delta\eta_{vi}$, %	Нормированное значение, мПа·с / %		
1							
2							
3							
4							
5							

Градуировочные коэффициенты:

Максимальное значение абсолютной / приведенной погрешности измерений динамической вязкости
(ненужное зачеркнуть)
 в диапазоне измерений (_____ мПа·с включительно): _____

Заключение:

_____ _____ _____
 должность подпись ф.и.о.

Дата _____