

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по развитию

ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

11 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 452

Методика поверки

МП 0487-14-2016

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 452 (далее – система) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками:

- системы – 12 месяцев.
- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм (далее - ТПР), преобразователь расхода жидкости эталонный лопастной модели M16-S6 (далее – ЭПР), преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, преобразователи давления измерительные FCX-АП, датчики температуры TMT142R, преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК), контроллеры программируемые логические REGUL RX00, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП), преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829), влагомеры нефти поточные УДВН-1пм**, манометры МП, манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3, анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT – 12 месяцев;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 – 36 месяцев;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ) – 24 месяцев.

*Примечание ** – Применяется при температуре измеряемой среды от минус 2 до +25 °С.*

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

| Наименование операции | Номер пункта инструкции | Проведение операции при | |
|---|-------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| Проверка комплектности технической документации | 6.1 | Да | Нет |
| Подтверждение соответствия программного обеспечения | 6.2 | Да | Да |
| Внешний осмотр | 6.3 | Да | Да |
| Опробование | 6.4 | Да | Да |
| Определение метрологических характеристик | 6.5 | Да | Да |

2. Средства поверки

2.1 ТПУ, с верхним пределом диапазона измерений 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав системы, приведенных в таблице 4 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики аналогичны или лучше указанных в НД, приведенных в таблице 4 настоящей инструкции.

3. Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 «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», Постановлением 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 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение системы относится к категории А Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1а по Правилам устройства электроустановок, по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - ТЗ по ГОСТ 30852.13-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

3.3 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудовано первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, находящиеся во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями, ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.5 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.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания системы разрабатываются инструкция по эксплуатации системы, инструкции по видам работ (технологические карты технического обслуживания), регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

4. Условия поверки

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

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

Т а б л и ц а 2 - Характеристики системы и измеряемой среды

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Диапазон измерений расхода, м ³ /ч | от 250 до 2500 |
| Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более | |
| - в рабочем режиме | 0,2 |
| - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик | 0,4 |
| Режим работы системы | непрерывный |
| Режим управления | |
| - запорной арматурой | автоматизированный и ручной |
| - регуляторами расхода и давления | автоматизированный и ручной |
| Параметры измеряемой среды: | |
| Измеряемая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» |

Окончание таблицы 2 - Характеристики системы и измеряемой среды

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|---|------------------------------|
| 1 | 2 |
| Давление, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое | от 0,5 до 4,0 0,24 4,0 |
| Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт) | от 2,0 до 30,0*** |
| Диапазон плотности в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ | от 800,0 до 900,0 |
| Диапазон температуры, °С | от -10,0 до +25,0 |
| Давление насыщенных паров, кПа, не более | 66,7 |
| Массовая доля воды, %, не более | 1,0 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 900 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| Массовая доля парафина, %, не более | 6,0 |
| Массовая доля серы, % | от 0,3 до 1,8 |
| Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более | 100 |
| Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более | 10,0 |
| Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более | 100 |
| Содержание свободного газа | не допускается |

Примечание *** - При вязкости нефти от 8 до 30 сСт минимальное значение расхода для ТПП 285 м³/ч.

5. Подготовка к поверке

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

6. Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо выбрать меню **Основные параметры** → **Просмотр** → **О программе**.

Для просмотра идентификационных данных ПО «Форвард» необходимо выбрать меню **О программе**.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | |
|---|-------------------------------------|---------------------|
| | ПО АРМ оператора «Форвард «Про»» | ПО ИВК |
| Идентификационное наименование ПО | ArmA.dll, ArmMX.dll, ArmF.dll | EMC07.Metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер ПО) | 4.0.0.1 4.0.0.2 4.0.0.2 | PX.7000.01.04 |
| Цифровой идентификатор ПО | 8B71AF71, 0C7A65BD, 96ED4C9B | A204D560 |
| Алгоритм вычисления | CRC32 | CRC32 |

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания АРМ и СИ устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в журналах сообщений АРМ и ИВК отсутствует информация о сбоях систем системы, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 3.

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с методиками поверки СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят, проверяя наличие действующих свидетельств о поверке на СИ, входящие в состав системы, в соответствии с НД, приведенными в таблице 4 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

| Наименование СИ | НД |
|---|---|
| Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм (далее – ТТР) | МИ 3267-2010 Рекомендация. «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки с помощью эталонного преобразователя объемного расхода» МИ 3380-12 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой» |
| ЭПР | МИ 3266-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки» МИ 3044-2007 Преобразователи объема жидкости эталонные лопастные Smith Meter фирмы "FMC Technologies Measurement Solutions" Smith Meter Inc., США, Smith Meter GmbH и F.A. Sening GmbH, Германия |
| Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* | МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» |
| Датчики температуры ТМТ142R | МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки» |
| Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП) | МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» |
| Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829) | МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» МИ 3119-2016 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, 7829, FVM и HNVМ. Методика поверки на месте эксплуатации» |
| Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП) | Документ МП 0309-6-2015 Инструкция. «ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» МИ 2366-2005 Рекомендация. «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» |
| Манометры МП | Методика поверки «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие» МИ 2124-90 Рекомендация. «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» |
| Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 | МИ 2124-90 Рекомендация. «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» |
| Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 | ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки» МИ 2966-05 «ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» |

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

| Наименование СИ | НД |
|---|--|
| ТПУ | МИ 1972-95 Рекомендация. «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников» |
| Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК) | МИ 3395-2013 Рекомендация. «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки» |
| Контроллеры программируемые логические REGUL RX00 | Документ ПБКМ.424359.004 МП «Контроллер программируемый логический REGUL RX00. Методика поверки» |
| Анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT | МП 87-223-2010 «ГСИ. Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT. Методика поверки» |
| Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 | Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» |

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке либо калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 5.

Т а б л и ц а 5

| Наименование СИ | НД |
|--|---|
| Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 | МК 0001-1401-15-15 «Методика калибровки преобразователи расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов» Документ МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденный руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» |
| Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 | Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» |
| Преобразователи давления измерительные FCX-АII | МП 53147-13 «Преобразователи давления измерительные FCX-АII и FCX-СII. Методика поверки» |

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти системы.

Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением системы.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением системы δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta V^2 + G^2 \times (\delta \rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти ТПР, % (из

свидетельства о поверке);
 $\delta\rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти ПП, %, вычисляется по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (2)$$

$\Delta\rho$ – абсолютная погрешность ПП, кг/м³ (из свидетельства о поверке ПП);
 ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности нефти системы, кг/м³;
 $\Delta T_p, \Delta T_v$ – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
 β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595);
 δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;
 G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_v}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (3)$$

где T_p, T_v – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

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

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением системы.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением системы δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, % при измерении массовой доли воды в лаборатории вычисляется по формуле

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

При использовании результатов измерений объемной доли воды ВП, абсолютную погрешность измерений массовой доли воды при измерении объемной доли воды ВП вычисляем по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %;

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

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (7)$$

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;

$\Delta \varphi_{XC}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

$R_B, R_{XC}, R_{МП}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;

$r_B, r_{XC}, r_{МП}$ – сходимости методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;

W_B – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %;

При измерении объемной доли воды ВП массовая доля воды в нефти W_B вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (10)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная ВП, %;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (11)$$

φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

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

7. Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы 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 (далее – порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода системы, состоящий из значений минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход среди всех рабочих преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов преобразователей расхода, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки системы к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.