

ГЕОМЕХАНИКА

УДК 622.234.573:622.831.325.3

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ ГИДРОРАЗРЫВА

М. В. Курленя, С. В. Сердюков, А. В. Патутин, Т. В. Шилова

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
E-mail: kurlenya@misd.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Рассмотрены проблемы, препятствующие применению шахтного гидроразрыва для интенсификации предварительной дегазации угольных пластов. Представлены решения по герметизации интервала пластовой скважины твердеющим составом с инициатором поперечного разрыва горных пород. Разработаны оригинальная система доставки оборудования транспортером в скважинах и роботизированное устройство гидроразрыва устойчивых пород кровли и подошвы угольного пласта. Предложена рабочая жидкость гидроразрыва с проппантом низкой плотности, обеспечивающая создание трещин с высокой степенью миграции метана.

Угольный пласт, метан, предварительная дегазация, дегазационная скважина, гидроразрыв, герметизация интервала разрыва, скважинная транспортная система, проппант низкой плотности, рабочая жидкость

DOI: 10.15372/FTPRPI20170601

В геологической истории угольных месторождений особое место занимает аккумуляция больших запасов метана. Газ, находящийся в угольных пластах, по качественным показателям превосходит традиционный природный газ, характеризуется высоким содержанием метана (до 97–99 %) и практически отсутствием тяжелых углеводородов (доли процента), водорода, углекислого и инертных газов (1–2 %), а также вредных газов, например, сероводорода [1].

В ранее выполненных работах [2–5] устанавливались параметры и свойства углепородного массива применительно к задаче его дегазации, важнейшими из которых являются петрографический состав, стадии метаморфизма, степень трещиноватости и минерализация угля и углевмещающих пород. Пористость угля и проницаемость — основные физические свойства, отвечающие за накопление и фильтрацию метана. Кроме того, существует устойчивая связь между структурно-тектоническим строением пластов, зонами аккумуляции метана и газодинамическими проявлениями. Поэтому он присутствует не только в угольных пластах, но и в углевмещающих породах, а также тектонических структурах. Отмеченные параметры и свойства угольных месторождений оказывают большое влияние на формирование их метаноносности и определяют соотношение между метаном в свободном и сорбированном состояниях. При этом углеметан находится в динамическом равновесии, которое достигается в результате изме-

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (проект RFMEFI60417X0172).

нения геомеханических условий в процессе горных работ или использования специальных способов воздействия на угольный пласт. Падение давления в угольном пласте приводит к переходу сорбированного газа в свободное состояние. К сожалению, в физике горных пород еще нет строгой теории, описывающей природу метаноносности пластов и газодинамических явлений, протекающих в них. Есть лишь теоретические модели, базирующиеся на предположении, и эксперименты, отражающие связь метаноносности с геологическими условиями и физико-химическими особенностями углей и пород.

В настоящее время отечественными и зарубежными исследователями установлена тенденция повышения метаноносности угольных пластов в зависимости от глубины их залегания H . Она существенно отличается в различных угледобывающих районах, однако общая закономерность — метаноносность угля в пласте растет с увеличением глубины (рис. 1).

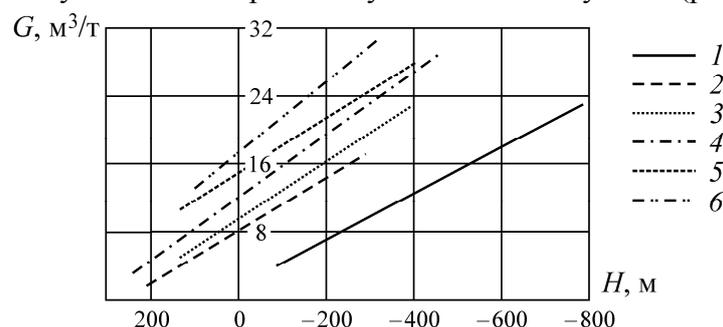


Рис. 1. Зависимость метаноносности G угольных пластов Кузбасса от глубины их залегания H , районы: 1 — Осиновский; 2 — Ерунаковский; 3 — Ленинский; 4 — Байдаевский; 5 — Кондомский; 6 — Томусинский [6]

Обязательным элементом подземной разработки газоносных угольных пластов является их предварительная дегазация, важность которой возрастает с глубиной горных работ. Высокая остаточная метанонасыщенность угля приводит к простоям горнодобывающего оборудования, и снижает безопасность производственных операций [7].

Главная проблема при извлечении метана — малая продуктивность дегазационных скважин из-за низкой проницаемости угля, а также невысокого давления газа в пласте и его сорбции. В мировой практике угледобычи применяется веерно-кустовое бурение большого количества близкорасположенных необсаженных скважин диаметром 80–150 мм и длиной до 300–1000 м, пробуренных из горных выработок через 2–5 м друг от друга. Помимо высоких затрат такой способ взаимосвязан с образованием в породе около буровых ниш многочисленных техногенных трещин, через которые воздух из горных выработок поступает в интервал вакуумирования скважин. Это уменьшает долю метана в извлекаемом газе до 40–60%, способствует падению депрессии на пласт и степени дегазации массива [8]. Значительное содержание воздуха в добываемом газе усложняет использование углеметана в качестве сырья для дальнейшей химической переработки. Сжигание метановоздушной смеси с получением тепловой или электрической энергии для нужд угледобывающего предприятия лишь частично решает задачу утилизации метана.

Для преодоления недостатков существующих технологий предварительной дегазации в угледобывающих странах (Китай, Австралия, США и др.) разрабатываются эффективные способы и средства стимулирования газоотдачи угольного массива. Основное направление исследований — совершенствование технологии проведения дренажных каналов методом гидроразрыва пласта (ГРП), увеличивающих площадь дегазации. В настоящей работе рассмотрены вопросы интенсификации предварительной дегазации угольных пластов с помощью ГРП, способы и технические средства их решения.

ИНТЕРВАЛЬНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ГОРНЫХ ПОРОД В ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ

Для интенсификации дренирования породного массива системой скважин достаточно сформировать в них трещины радиусом до половины расстояния между данными скважинами. Применительно к близкорасположенным дегазационным скважинам требуемый радиус составляет 3–10 м, что существенно меньше, чем при гидроразрыве нефтепродуктивных пластов и газоносных сланцев, трещины в которых достигают сотен метров [9]. Высокопроизводительное насосное оборудование для небольших разрывов в угольных пластах не требуется. Это упрощает и удешевляет работы в шахтных условиях, но затрудняет перенос расклинивающего материала (проппанта) рабочей жидкостью. Экспериментальные исследования показывают, что без заполнения трещин проппантом гидроразрыв угольных пластов неэффективен, дает лишь кратковременное увеличение дебита газа до 3 раз, но не оказывает практически значимого влияния на извлечение метана за весь период эксплуатации скважины [10]. Напротив, множественный интервальный гидроразрыв дегазационных скважин, пробуренных вдоль и вкрест системы естественной трещиноватости угольного пласта (примерно 30 разрывов с расстоянием 3–8 м между ними) с закачкой 100 кг кварцевого песка в качестве проппанта на один разрыв, повышает дебит газа в 22–180 раз, причем этот процесс носит долговременный характер и наблюдается в течение всего времени работы скважин [11].

При проведении интервальных разрывов в угле возникают дополнительные сложности с доступом в необсаженную скважину и герметизацией рабочего интервала из-за осыпания стенок, отклонения ее сечения от круговой формы и номинального размера, заданного диаметром буровой коронки (рис. 2).

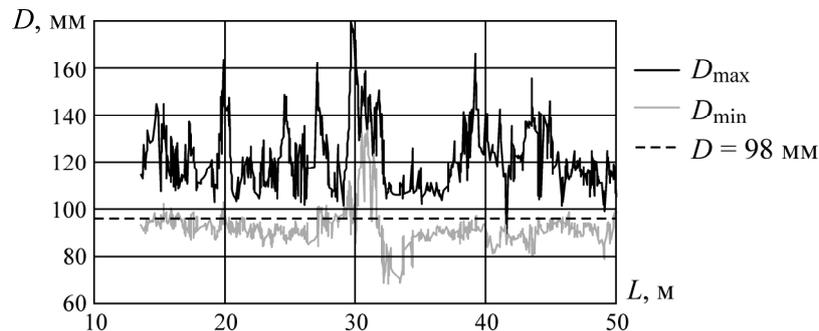


Рис. 2. Пример изменчивости сечения пластовой дегазационной скважины с номинальным диаметром $D = 98$ мм в угле: L — расстояние от устья скважины; D_{max} , D_{min} — максимальный и минимальный диаметры поперечного сечения скважины, зафиксированные восьмирычажным профилемером [10]

Помимо технических сложностей имеются и экономические причины, препятствующие широкому внедрению гидроразрыва на угледобывающих шахтах. Необходимым условием для массового применения метода является финансовая выгода, получаемая за счет снижения объемов бурения за вычетом затрат на работы по ГРП, при этом степень и темпы дегазации должны как минимум сохраняться. В противном случае угледобывающему предприятию технологически проще и дешевле бурить плотную сетку дегазационных скважин. Указанное условие не выполняется при:

- заимствовании дорогостоящих технологий и технических средств гидроразрыва из нефтедобывающей отрасли и сланцевой индустрии;
- закреплении дегазационных скважин обсадными колоннами, перфорированными под интервальные разрывы [10, 11];
- использовании установок направленного бурения.

Последнее связано с тем, что подготовка и проведение множественных разрывов по времени в несколько раз больше, чем бурение дегазационной скважины. Применение станков направленного бурения для гидроразрывов в протяженных скважинах многократно снижает коэффициент целевой эксплуатации дорогостоящей буровой техники.

По этим причинам, несмотря на успешность интенсификации дренирования угольного пласта, рассматриваемая технология в мировой угледобывающей промышленности пока не получила распространения. Для преодоления отмеченных проблем авторами разработаны способы и технические решения, позволяющие внедрять ГРП в угледобычу и повышать эффективность предварительной дегазации угольных массивов.

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ИНТЕРВАЛА РАЗРЫВА И СКВАЖИННАЯ СИСТЕМА ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Изменчивость сечения дегазационных скважин вдоль оси (рис. 2) приводит к тому, что для герметизации интервала разрыва в угольном пласте требуются надувные пакеры большой длины (5 м и более) с повышенной способностью к несимметричному расширению в среднем в 2.5–3 раза от начального диаметра с двукратной разницей максимального и минимального диаметров. Но и такие устройства при сильно изрезанных стенках скважины не гарантируют успешность герметизации. Низкая надежность пакеровки, а также технические сложности, возникающие при создании в угольном массиве щелевых инициаторов поперечного разрыва, делают такой способ ГРП малоперспективным в технологиях дегазации.

Альтернативным решением является герметизация интервала разрыва мостами из твердеющего материала со встроенными (вклеенными) инициаторами поперечного гидроразрыва. Отчасти это возврат к способам ГРП, имевших место в начальном периоде его истории в нефтедобыче. Для доставки такого устройства предлагается использовать внутреннее пространство легкой колонны и расположенный в ней транспортер [12, 13]. На рис. 3 приведена схема технического комплекса и последовательность операций шахтного гидроразрыва предлагаемым способом.

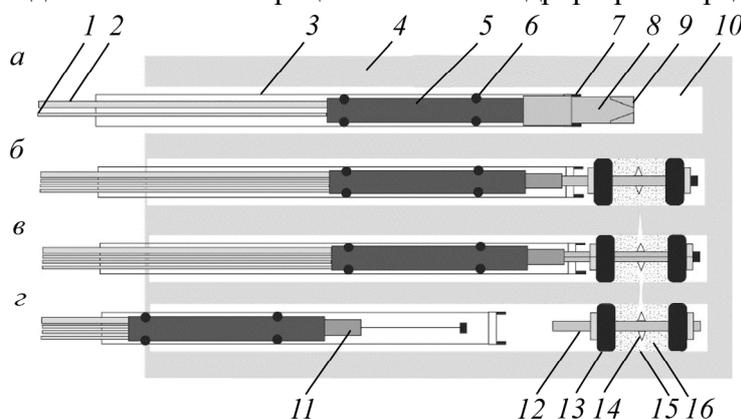


Рис. 3. Схема гидроразрыва дегазационной скважины и система доставки оборудования, материалов в интервал разрыва, а также создание в нем полимерного моста со встроенным инициатором образования поперечной трещины: *а* — монтаж колонны с очисткой скважины; *б* — доставка и установка невзлезаемого оборудования гидроразрыва транспортером; *в* — заливка полимерного моста и выполнение поперечного гидроразрыва пласта; *г* — расстыковка и переход к следующему интервалу разрыва

В скважину 10 в пласте 4 размещают колонну труб 3, внутри которой передвигается транспортер 5 с движителем 6, соединенный с оборудованием в горной выработке рукавами высокого давления (РВД) 1, 2. Торец колонны оснащен кольцевой коронкой 7 для дополнительной очистки скважины. Интенсификация газопритока состоит из нескольких этапов.

На первом этапе выполнения работ (рис. 3а) устанавливают колонну труб на всю длину дегазационной скважины и оснащают устройством очистки 8 с породоразрушающим инструментом 9. Для этой цели используют либо турбобур с малогабаритным забойным двигателем, либо пневматическую ударную или ударно-вращательную систему, подобную рассмотренной в [14]. Устройство 8 закреплено на транспортере 5 и с его помощью извлекается из скважины, по которой подается вода для ее промывки.

На втором этапе (рис. 3б) в интервал разрыва транспортером доставляют неизвлекаемое устройство поперечного гидроразрыва 12, содержащее резиновые пробки 13 и инициатор поперечного разрыва 14. При выходе из колонны труб 3 пробки 13 происходит их механическое расширение и начальная герметизация интервала разрыва, в который по РВД 1, 2 подают компоненты полимерной смеси 16 для герметизации инициатора поперечного разрыва 14.

На третьем этапе (рис. 3в) в инициатор разрыва подают рабочую жидкость под давлением вплоть до возникновения в угольном пласте поперечной трещины 15 заданного размера. Затем производится разъединение транспортера с устройством разрыва посредством стыковочного узла 11 и открытие в последнем проходного канала (рис. 3г). Далее колонну труб сдвигают к устью скважины в следующий интервал разрыва, где повторяют цикл работ.

Предлагаемый способ позволяет осуществлять множественный ГРП в дегазационных скважинах. Вместе с тем он нуждается в разработке комплекса, состоящего из очистного устройства, транспортной системы, оборудования монтажа и подачи колонны в скважину. Данный комплекс может быть создан на основе известных недорогих отечественных буровых станков, например, СБУ-300.

ГИДРОРАЗРЫВ В СКВАЖИНЕ, ПРОБУРЕННОЙ В УСТОЙЧИВЫХ УГЛЕВМЕЩАЮЩИХ ПОРОДАХ

Другим вариантом решения проблемы гидроразрыва является бурение дополнительной сетки удаленных друг от друга на 20–40 м восстающих скважин в устойчивых породах кровли или подошвы и формирование вокруг них протяженных трещин радиусом 10–20 м, которые пересекают угольный пласт и объединяют несколько дегазационных скважин в газодинамическую связанную систему. Преимущество такого подхода — возможность образования трещин без трубных колонн. Для его реализации авторами изготовлено самодвижущееся устройство разрыва (рис. 4), содержащее два якорно-пакерных узла 2, 4, соединенных между собой гидравлическим цилиндром 5 [13], и инициатор 3 поперечного гидроразрыва инденторного типа [15].



Рис. 4. Скважинное устройство локального направленного гидроразрыва горных пород: 1 — распределитель; 2, 4 — якорно-пакерные узлы; 3 — инициатор поперечного разрыва; 5 — гидравлический цилиндр транспортера

Один из якорно-пакерных узлов скреплен с корпусом цилиндра 5, другой — с его плунжером. Движение в скважине осуществляется за счет попеременного включения якорей, синхронизированного с фазами выдвигания/втягивания плунжера цилиндра. Якорями служат надувные пакеры, которые также используются для герметизации интервала разрыва. Такое совмещение функций существенно упрощает конструкцию скважинного оборудования. Одно из достоинств встроенного механизма доставки — применение гибких шлангов высокого давления для управления скважинным устройством и выполнения интервальных разрывов. Пошаговые передвижения выполняет электронный контроллер и распределитель 1. Это придает оборудованию черты роботизированной системы, что является перспективным направлением развития шахтной техники.

РАБОЧАЯ ЖИДКОСТЬ И ПРОППАНТ ДЛЯ ШАХТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Для успешной интенсификации притока газа рабочая жидкость гидроразрыва должна содержать достаточное количество проппанта для расклинивания трещины. При небольших разрывах, сделанных с помощью малопроизводительного насосного оборудования (одного- или двухканального с расходом 4–5 дм³/мин на канал), возникает проблема переноса проппанта потоком жидкости. Отметим, что повышение вязкости рабочей жидкости для увеличения ее грузонесущей способности нежелательно, поскольку это создает гидродинамическое сопротивление в РВД небольшого проходного сечения (до 15–25 мм), использование которых в шахтном гидроразрыве предпочтительно с технологической точки зрения. Кроме того, загущение рабочей жидкости гидроразрыва традиционным способом по принципу сшитых полимерных систем и гелей [16] для интенсификации дегазации угля неоправданно дорого.

Для расклинивания разрывов в угольном массиве целесообразно применять легкий проппант, плотность которого меньше плотности рабочей жидкости. В качестве такого проппанта с учетом малой прочности угля могут использоваться алюмосиликатные полые микросферы из зольных отходов отечественных ТЭЦ, например, марки АСПМ-500 (рис. 5).

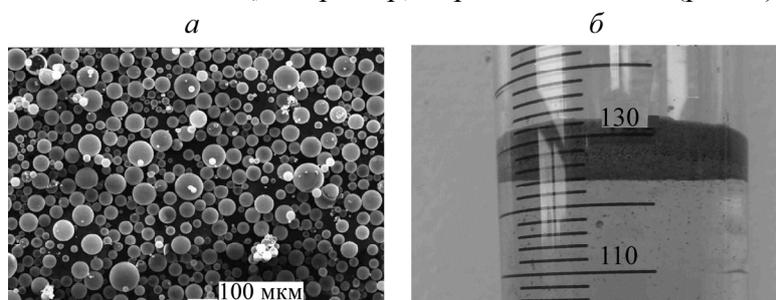


Рис. 5. Проппант из алюмосиликатных микросфер АСПМ-500: *а* — внешний вид; *б* — всплытие микросфер низкой плотности в маловязкой рабочей жидкости

Небольшие размеры частиц АСПМ-500 — менее 300 мкм (в основном 30–100 мкм) — удобны для их прокачки с рабочей жидкостью через длинные РВД небольшого сечения. С другой стороны, более крупные частицы расклинивающего материала обладают более высокой проводимостью создаваемых трещин. Очевидно, что решение этого вопроса может быть получено, если закачивать алюмосиликатные микросферы вместе с химически активной маловязкой рабочей жидкостью, например, на основе водного раствора бифторида аммония, способствующей “склеиванию” алюмосиликатных микросфер в трещине и формированию укрупненных частиц. Для того чтобы избежать агрегации проппанта в процессе закачки, целесообразно рабочую жидкость приготавливать из двух компонентов, которые не реагируют с алюмосиликатным материалом и закачиваются в интервал разрыва по отдельным РВД с последующим их смешиванием и образованием активного реагента, воздействующего на расклинивающий материал. Данный подход является новым и обеспечивает, с одной стороны, низкоскоростную закачку проппанта в интервал разрыва, а с другой — повышение проводимости трещины за счет химической агрегации его частиц. При гидроразрыве предлагаемой рабочей жидкостью в восстающей скважине, пробуренной в подошве угольного пласта, гравитация способствует очистке трещины разрыва в вышележащем угольном пласте и ее заполнению проппантом низкой плотности.

ВЫВОДЫ

Разработаны технологические и технические решения шахтного гидроразрыва, направленные на повышение эффективности создания трещин с высокой проводимостью для интенсификации подземной дегазации угольных пластов, неразгруженных от горного давления, а именно:

- герметизация интервала пластовой скважины твердеющим составом с интегрированным инициатором поперечного разрыва;
- оригинальная система доставки с внутренним транспортером для выполнения работ в скважинах;
- роботизированное устройство гидроразрыва для скважин в устойчивых породах кровли и подошвы угольного пласта;
- рабочая жидкость гидроразрыва с пропантом низкой плотности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сторонский Н. М., Хрюкин В. Т., Митронов Д. В., Швачко Е. В.** Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал. — 2008. — Т. LI. — № 6. — С. 63–72.
2. **Курленя М. В., Сердюков С. В.** Десорбция и миграция метана в термодинамически неравновесном угольном массиве // ФТПРПИ. — 2010. — № 1. — С. 61–68.
3. **Рубан А. Д., Артемьев В. Б., Забурдяев В. С., Захаров В. Н., Логинов А. К., Ютяев Е. П.** Подготовка и разработка высокогазоносных угольных пластов. — М.: Горная книга, 2010. — 500 с.
4. **Пучков Л. А., Сластунов С. В., Корликов К. С.** Извлечение метана из угольных пластов. — М.: МГГУ, 2002. — 383 с.
5. **Полевщиков Г. Я., Козырева Е. Н., Рябцев А. А., Родин Р. И., Непейна Е. С., Цуран Е. М.** Оценка влияния напряжений на газоносность приконтурной части пласта // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. — 2016. — № 1. — С. 16–24.
6. **Трубецкой К. Н., Рубан А. Д., Забурдяев В. С.** Методология обоснования способов и параметров дегазации угольных шахт // ФТПРПИ. — 2011. — № 1. — С. 3–11.
7. **Проблемы дегазации угольных шахт** [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://prom-nadzor.ru/content/problemy-degazacii-ugolnyh-shaht> (дата обращения: 20.09.2017).
8. **Lu S., Cheng Y., Ma J., and Zhang Y.** Application of in-seam directional drilling technology for gas drainage with benefits to gas outburst control and greenhouse gas reductions in Daning coal mine, China, *Natural Hazards*, 2014, Vol. 73, Issue 3. — P. 1419–1437.
9. **Gandossi L. and Von Estorff U.** An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, 2015. DOI: 10.2790/379646.
10. **Mills K., Jeffrey R., Black D., Meyer T., and Carey K.** Developing Methods for Placing Sand-Propped Hydraulic Fractures for Gas Drainage in the Bulli Seam, Coal Operators' Conference, Wollongong, Australia, 2006. — P. 190–199.
11. **Jeffrey R. G. and Boucher C.** Sand propped hydraulic fracture stimulation of horizontal in-seam gas drainage holes at dartbrook coal mine, Coal Operators' Conference, Wollongong, Australia, 2004. — P. 169–179.
12. **Case Study: UltraTRAC Tractor Conveys FMI Imager in One-Third of the Time Required for Drillpipe Logging** [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/case_studies/ultratrac_spyglass_cs.pdf (дата обращения: 20.09.2017).
13. **Сердюков С. В., Дегтярева Н. В., Патутин А. В., Шилова Т. В.** Технический комплекс для множественного локального гидроразрыва породного массива в необсаженных скважинах // ФТПРПИ. — 2016. — № 6. — С. 180–186.
14. **Тимонин В. В., Кондратенко А. С.** Система транспортирования технологического и измерительного оборудования в необсаженных скважинах // ФТПРПИ. — 2015. — № 5. — С. 187–193.
15. **Patutin A. and Serdyukov S.** Transverse hydraulic fracture initiation by indentation in an uncased borehole, *Procedia Engineering*, 2017, Vol. 191. — P. 287–290.
16. **Курленя М. В., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Патутин А. В., Сердюков С. В.** Пенгель для гидроразрыва газоносных угольных пластов в шахтных условиях // ФТПРПИ. — 2012. — № 6. — С. 3–11.