Курсовой проект

Анализ и оптимизация технологического режима работы добывающей скважины № 115 Кыртаельского месторождения

Содержание

1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Кыртаельского месторождения
2. Технологическая часть

## Анализ состояния скважины

## Расчет процесса освоения скважины

* 1. Расчет условий фонтанирования скважины при начальных и текущих условиях
  2. Расчет и распределение давления в эксплуатационной колонне и НКТ при текущих условиях эксплуатации скважины
  3. Техническое обоснование способа эксплуатации скважины и выбор скважинного оборудования и режима его работы

Заключение

Список использованной литературы

1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Кыртаельского месторождения

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Параметры | Ед. | Пласты | | |
| п/п |  | измер. | D3 dzr | D2 st | D2 ef2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Средняя глубина залегания | м |  | 2754 |  |
| 2 | Тип залежи |  | Пластовый, тектонически экранированный | Массивный сводовый, стратиграфически и тектонически экранированный | Пластовый сводовый, тектонически экраниро-ванный |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
| 3 | Тип коллектора |  | Поровый | | |
| 4 | Площадь нефтегазоносности | тыс.м3 | 30753 | 34605 | 38352 |
| 5 | Средняя общая толщина | м | 51 | 142 | 135 |
| 6 | Средняя газонасыщенная толщина | м | 8,5-12,7 | 11,8\* | - |
| 7 | Средняя нефтенасыщенная толщина | м | 4,1-9,1 | 31,3\* | 16,5-18,2 |
| 8 | Средняя водонасыщенная толщина | м | 13,5 | 53,4 | 11,2 |
| 9 | Пористость | % | 9-13 | 10 | 8-13 |
| 10 | Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ | доли ед. | 0,82-0,85 | 0,9\* | 0,72-0,95 |
| 11 | Средняя нефтенасыщенность ВНЗ | доли ед. |  |  |  |
| 12 | Средняя нефтенасыщенность газовой шапки | доли ед. | - | 0,06 | - |
| 13 | Средняя насыщенность газом газовой шапки | доли ед. | 0,78-0,87 | 0,85 | - |
| 14 | Проницаемость по керну | мкм2 | 0,004-0,039 | 0,046 | 0,002-0,112 |
|  | по ГДИ | мкм2 |  |  |  |
|  | по ГИС | мкм2 |  |  |  |
| 15 | Коэффициент песчанистости | доли ед. | 0,512-0,692 | 0,68\* | 0,205-0,218 |
| 16 | Коэффициент расчлененности | доли ед. | 5-6 | 12-15 | 5-8 |
| 17 | Начальная пластовая температура | оС | 55 | 55 | 62 |
| 18 | Начальное пластовое давление | МПа | 27,17-27,47 | 27,4 | 28,81-29,4 |
| 19 | Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа\*с | - | 0,83-1,3 | - |
| 20 | Плотность нефти в пластовых условиях | т/м3 |  | 0,669 |  |
| 21 | Плотность нефти в повехностных условиях | т/м3 | 0,841 | 0,835 | 0,822-0,830 |
| 22 | Абсолютная отметка ВНК | м |  | -2492 |  |
| 23 | Объемный коэффициент нефти | доли ед. | 1,541 | 1,518 | 1,236\*\* |
| 24 | Содержание серы в нефти | % |  |  |  |
| 25 | Содержание парафина в нефти | % |  |  |  |
| 26 | Давление насыщения нефти газом | МПа | - | 27,4 | 11,65\*\* |
| 27 | Газосодержание | м3/т | 231,4\* | 231,4 | 87,1\*\* |
| 28 | Содержание стабильного конденсата | г/м3 |  | 225,8 |  |
| 29 | Вязкость воды в пластовых условиях | мПа\*с | - | 0,7 | - |
| 30 | Плотность воды в пластовых условиях | т/м3 | - | 1,1 | - |
| 31 | Средняя продуктивность | \*10м3/(сут\*МПа) |  |  |  |
| 32 | Начальные балансовые запасы нефти | тыс.т | 5579 | 48167 | 18127 |
|  | в т.ч.: по категориям А+В+С1 | тыс.т | 157 | 40324 | 7091 |
|  | С2 | тыс.т | 5422 | 7843 | 11036 |
| 33 | Коэффициент нефтеизвлечения | доли ед. | 0,180 | 0,355 | 0,200 |
|  | в т.ч.: по категориям А+В+С1 | доли ед. | 0,350 | 0,355 | 0,200 |
|  | С2 | доли ед. | 0,175 | 0,355 | 0,200 |
| 34 | Начальные извлекаемые запасы нефти | тыс.т | 1004 | 17099 | 3627 |
|  | в т.ч.: по категориям А+В+С1 | тыс.т | 55 | 14315 | 1419 |
|  | С2 | тыс.т | 949 | 2784 | 2208 |
| 35 | Начальные балансовые запасы газа | млн.м3 |  |  |  |
|  | в т.ч.: по категориям А+В+С1 | млн.м3 |  |  |  |
|  | С2 | млн.м3 |  |  |  |
| 36 | Начальные балансовые запасы конденсата | тыс.т |  |  |  |
| 37 | Коэффициент извлечения конденсата | доли ед. |  |  |  |

### 2. Технологическая часть

## 2.1 Анализ состояния скважины

## Для оценки состояния ПЗП определим скин – фактор по методике Ван - Эвердинга и Херста.

Таблица 1.1 Исходные данные:

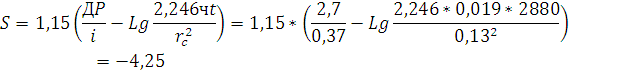
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п |  | Обозначение |  |
| 1 | Дебит скважины | q | 81 |
| 2 | Вязкость нефти | м | 0,00107 |
| 3 | Мощность пласта | h | 41,3 |
| 4 | Пористость | m | 0,1 |
| 5 | Сжимаемость нефти | вн | 15,03\*10-10 |
| 6 | Сжимаемость породы | вп | 1\*10-10 |
| 7 | Радиус скважины | rc | 0,13 |

Переведем КВД в координаты ∆P и Ln(t) :

|  |  |
| --- | --- |
| ∆P, МПа | LgT |
| 0 | 0 |
| 2,7 | 7,2 |
| 3,7 | 7,9 |
| 4,7 | 8,6 |
| 5 | 9,0 |
| 5,2 | 10,0 |
| 5,2 | 10,5 |



где уклон прямолинейного участка



Отрицательное значение скин-фактора указывает на улучшенное состояние ПЗП.

## 2.2 Освоение скважины

Таблица 2.1 Исходные данные:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п |  | Обозначение |  |
| 1 | Пластовое давление, МПа | Pпл | 18,94 |
| 2 | Глубина скважины, м | Н | 2652 |
| 3 | Внутренний диаметр НКТ, м | dнктв | 0,062 |
| 4 | Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м | dэкв | 0,13 |
| 5 | Плотность жидкости глушения, кг/м3 | ρгл | 1100 |
| 6 | Плотность нефти дегазированной, кг/м3 | ρнд | 883 |
| 7 | Вязкость нефти дегазированной, мПа·с | μнд | 2,84 |

Расход жидкости агрегата УНЦ-1-160×32к:

на первой передаче qI = 0.0032 м3/с

на четвёртой передаче qIV = 0.0102 м3/с

Решение:

Освоение скважины – комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей по той или иной причине скважины в разряд действующих. Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости. Принять, что для освоения требуемое забойное давление равно 0,75\*Рпл.

В качестве жидкости глушения используем глинистый раствор плотностью ρгл = 1200 кг/м3, в качестве жидкости замещения дегазированную нефть плотностью ρнд = 870 кг/м3данной залежи. Проектирование процесса освоения скважины методом замены жидкости на нефть (без поглощения её пластом) заключается в расчёте давления закачки (Рзак), объёма закачиваемой жидкости (Vзак) и продолжительности закачки (Тзак).

Закачка жидкости замещения производится насосным агрегатом УНЦ - 1-160×32к. Данный агрегат имеет четыре передачи, отличающиеся напорами и расходами жидкости и необходимо для каждой передачи найти потери напора на трение, чтобы установить режим закачки. В данном случае потери напора рассчитываются для двух режимов – на первой передаче (расход qI = 0.0032 м3/с) и на четвёртой передаче (расход qIV = 0.0102 м3/с).

Для оценки пластической вязкости глинистого раствора (ηгл) и его предельного напряжения сдвига (τгл) используются формулы Б.Е. Филатова

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |

Находим критическую скорость движения глинистого раствора в трубе Wкрт

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

Фактическую среднюю скорость движения глинистого раствора в НКТ при различных режимах закачки находим по следующей формуле:

на первой передаче:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

на четвертой передаче:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

Потери давления на трение при движении глинистого раствора по трубам определяются по формуле

|  |  |
| --- | --- |
| где Hнкт0 = Hскв-10 м; |  |
|  |  |

Для жидкости замещения в этом случае





Тогда коэффициент гидравлического сопротивления λ равен:





 МПа.

 МПа.

Таким образом, увеличение объемного расхода жидкости с 0,0032 до 0,0102 приводит к возрастанию потерь на трение в трубе. Освоение скважины, согласно проведенным расчётам, целесообразно вести на первой передаче.

Вытеснение глинистого раствора производиться жидкостью замещения (нефтью) по кольцевому зазору («затрубному пространству»).

Критическую скорость для кольцевого зазора рассчитываем по формуле:

.

Reкр – критическое число Рейнольдса, характеризующее смену режима течения жидкости в кольцевом зазоре и определяемое по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

где He = Re⋅Sen – параметр Хёдстрема.

Параметр Сен-Венана – Ильюшина для кольцевого зазора записывается в виде:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

число Рейнольдса:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

и тогда параметр Хёдстрема

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

Средняя скорость движения жидкости замещения в кольцевом зазоре при расходе qI = 0,0032 м3/с составит

|  |  |
| --- | --- |
| м/с |  |

Параметр Хёдстрема:



Тогда



число Рейнольдса при движении глинистого раствора в кольцевом зазоре



ReглкI = 1362 <ReкрI = 5560 т.е. режим движения ламинарный.

Потери давления на трение в кольцевом зазоре при движении глинистого раствора определяются по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

где βкI – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана-Ильюшина, который для случая движения жидкости по кольцевому зазору определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

по графику βкI = 0,56, определим потери на трение:

 МПа.

Для жидкости замещения:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

поскольку ReжзI = 18793 > Reкр = 2310, режим движения ламинарный.

Потери давления на трение:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

где λк – коэффициент гидравлического сопротивления.



Тогда



Прямая закачка

Рассмотрим случай прямой закачки, т.е. когда более лёгкая жидкость нагнетается в НКТ, а тяжелая жидкость вытесняется по межтрубному пространству.

1) Заполнение полости НКТ жидкостью замещения и как следствие перемещение границы раздела нефть – глинистый раствор (X) по НКТ от устья до башмака НКТ (). Принимаем, что башмак НКТ спущен до забоя скважины (1407м).



Для определения давления закачки используем формулу:



–



давление, необходимое для уравновешивания разности гидростатических давлений.



Для определения забойного давления используем формулу:



2) Заполнение затрубного пространства жидкостью замещения, перемещение границы раздела от башмака до устья, X – расстояние от устья до границы раздела. ().



Для определения давления закачки используем формулу:



Для определения забойного давления используем формулу:



Обратная закачка

Рассмотрим случай обратной закачки, т.е. когда более лёгкая жидкость нагнетается в затрубное пространство, а тяжелая жидкость вытесняется по НКТ. Расчеты производим аналогично расчетам при прямой закачке, результаты сводим в таблицах. Строим графики зависимостей забойного давления, и давления закачки от времени.

Прямая закачка:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | X, м | ДРт гл , МПа | ДРт з, МПа | ДРкз гл, МПа | ДРкз з, Мпа | Рзак, МПа | Рзаб, МПа | Vж.з.,м3 | Tзак, час |
| НКТ | 0 | 1,972 | 0,000 | 0,765 | 0 | 2,737 | 28,521 | 0,000 | 0,000 |
| 200 | 1,823 | 0,042 | 0,765 | 0 | 3,056 | 29,285 | 0,604 | 0,052 |
| 400 | 1,674 | 0,084 | 0,765 | 0 | 3,374 | 29,285 | 1,207 | 0,105 |
| 600 | 1,525 | 0,127 | 0,765 | 0 | 3,693 | 29,285 | 1,811 | 0,157 |
| 800 | 1,375 | 0,169 | 0,765 | 0 | 4,012 | 29,285 | 2,414 | 0,210 |
| 1000 | 1,226 | 0,211 | 0,765 | 0 | 4,330 | 29,285 | 3,018 | 0,262 |
| 1200 | 1,077 | 0,253 | 0,765 | 0 | 4,649 | 29,285 | 3,621 | 0,314 |
| 1400 | 0,928 | 0,295 | 0,765 | 0 | 4,968 | 29,285 | 4,225 | 0,367 |
| 1600 | 0,778 | 0,337 | 0,765 | 0 | 5,286 | 29,285 | 4,828 | 0,419 |
| 1800 | 0,629 | 0,380 | 0,765 | 0 | 5,605 | 29,285 | 5,432 | 0,471 |
| 2000 | 0,480 | 0,422 | 0,765 | 0 | 5,924 | 29,285 | 6,035 | 0,524 |
| 2200 | 0,331 | 0,464 | 0,765 | 0 | 6,242 | 29,285 | 6,639 | 0,576 |
| 2400 | 0,181 | 0,506 | 0,765 | 0 | 6,561 | 29,285 | 7,242 | 0,629 |
| 2600 | 0,032 | 0,548 | 0,765 | 0 | 6,880 | 29,285 | 7,846 | 0,681 |
| 2643 | 0,000 | 0,557 | 0,765 | 0 | 6,948 | 29,285 | 7,975 | 0,692 |
| Затрубное пространство | 2643 | 0 | 0,557 | 0,765 | 0 | 6,948 | 28,521 | 7,975 | 0,692 |
| 2600 | 0 | 0,557 | 0,707 | 0,001 | 6,800 | 28,429 | 8,236 | 0,715 |
| 2400 | 0 | 0,557 | 0,649 | 0,006 | 6,321 | 28,003 | 10,053 | 0,873 |
| 2200 | 0 | 0,557 | 0,591 | 0,011 | 5,843 | 27,578 | 11,869 | 1,030 |
| 2000 | 0 | 0,557 | 0,533 | 0,017 | 5,364 | 27,152 | 13,686 | 1,188 |
| 1800 | 0 | 0,557 | 0,475 | 0,022 | 4,886 | 26,726 | 15,503 | 1,346 |
| 1600 | 0 | 0,557 | 0,417 | 0,027 | 4,408 | 26,300 | 17,319 | 1,503 |
| 1400 | 0 | 0,557 | 0,360 | 0,032 | 3,929 | 25,875 | 19,136 | 1,661 |
| 1200 | 0 | 0,557 | 0,302 | 0,037 | 3,451 | 25,449 | 20,953 | 1,819 |
| 1000 | 0 | 0,557 | 0,244 | 0,043 | 2,972 | 25,023 | 22,769 | 1,977 |
| 800 | 0 | 0,557 | 0,186 | 0,048 | 2,494 | 24,597 | 24,586 | 2,134 |
| 600 | 0 | 0,557 | 0,128 | 0,053 | 2,015 | 24,172 | 26,403 | 2,292 |
| 400 | 0 | 0,557 | 0,070 | 0,058 | 1,537 | 23,746 | 28,219 | 2,450 |
| 200 | 0 | 0,557 | 0,012 | 0,063 | 1,058 | 23,320 | 30,036 | 2,607 |
| 0 | 0 | 0,557 | 0,000 | 0,068 | 0,625 | 22,894 | 31,853 | 2,765 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

## 2.3 Расчет условий фонтанирования скважины

Естественное оптимальное фонтанирование – это процесс подъема продукции скважины под действием природной энергии при работе подъемника на оптимальном режиме.

Условия фонтанирования определяется соотношением между эффектным газовым фактором смеси, поступающей из пласта, и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъемника.

Исходные данные для расчета:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п |  | Обозначение |  |
| 1 | Пластовое давление, МПа | Pпл | 18,9 |
| 2 | Глубина скважины, м | Н | 2653 |
| 3 | Внутренний диаметр НКТ, м | dнктв | 0,062 |
| 4 | Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м | dэкв | 0,13 |
| 5 | Устьевое давление, МПа | Ру | 7,0 |
| 6 | Давление насыщения, МПа | Рнас | 27,4 |
| 7 | Плотность пластовой нефти, кг/м3 | ρнпл | 669 |
| 8 | Плотность нефти дегазированной, кг/м3 | ρнд | 883 |
| 9 | Вязкость нефти дегазированной, мПа·с | μнд | 2,84 |
| 10 | Обводненность продукции, % | n | 0,32 |
| 11 | Плотность пластовой воды, кг/м3 | ρвпл | 1100 |
| 12 | Газовый фактор, м3/т | Г | 231,4 |

Определим коэффициент растворимости

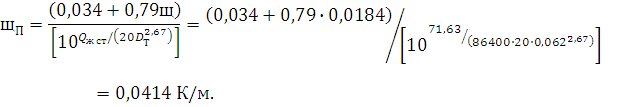
=231,4·0,883/(27,4-0,1) = 7,48 МПа-1

## 2.4 Гидравлический расчет движения газожидкостной смеси в скважине по методу Ф. Поэтмана – П. Карпентера

1. Принимаем величину шага изменения давления , соответственно число задаваемых давлений n = 21.



2. Рассчитываем температурный градиент потока



где - средний геотермический градиент скважины, Qж ст – дебит скважины по жидкости при стандартных условиях; DТ – внутренний диаметр колонны НКТ, м.



3. Определяем температуру на устье скважины



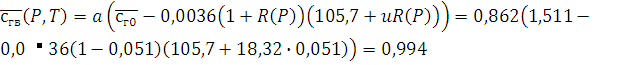
5. Рассчитаем остаточную газонасыщенность нефти (удельный объем растворенного газа) в процессе ее разгазирования. Например, при Р=10 МПа и Т=267,5 К.:

;



6. Определим плотность выделившегося газа при Р=10 МПа и Т=276, 5 К.:

;



где ;



;



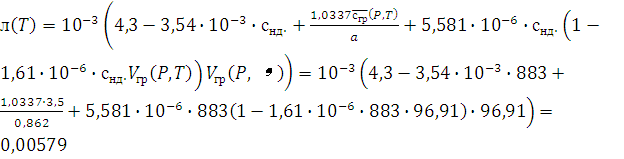
7. Находим относительную плотность растворенного газа, остающегося в нефти при Р=10 МПа и Т=267,5 К :

;



8. Рассчитаем объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения ее газонасыщенности л(Т), и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти бн при стандартном давлении:

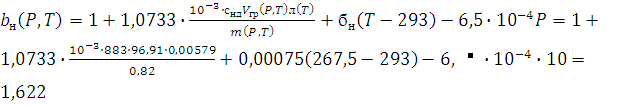
;



;



;



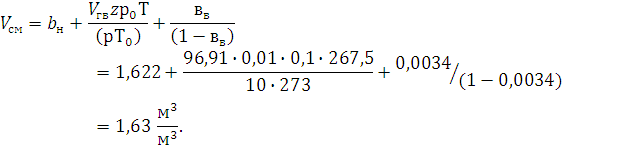
9. Определяем коэффициент сверхсжимаемости газа по следующим зависимостям



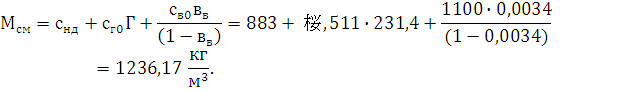
где Тпр и рпр – соответственно приведенные температура и давления определяются по следующим формулам



10. Вычисляем удельный объем газожидкостной смеси при соответствующих термодинамических условиях. Например, при термодинамических условиях Р = 10 МПа и Т = 267, 5 К, удельный объем будет



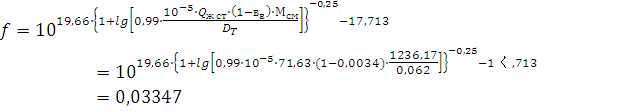
11. Определяем удельную массу смеси при стандартных условиях



12. Рассчитываем идеальную плотность газожидкостной смеси



13. Определяем корреляционный коэффициент необратимых потерь давления



14. Вычисляем полный градиент давления в точках с заданными давлениями, меньше, чем рнас. Например, градиент в точке, соответствующей давлению р = 7 МПа



15. Вычисляем dH/dp

16. Проводим численное интегрирование зависимости dH/dp = f(p), в результате чего получаем распределение давления на участке НКТ, где происходит течение газожидкостного потока.

2.5 Технико-экономическое обоснование способа эксплуатации скважины и выбор скважинного оборудования и режима его работы

Данная скважина эксплуатируется фонтанным способом. Это связано с высоким газосодержанием нефти 231,4 м3/т, давление на забое скважины меньше давления насыщения нефти газом поэтому фонтанирование газлифтное. Скважина относится к высоко дебитным (, обводненность продукции на данный момент 0,34 %), поэтому перевод на другой способ эксплуатации на данный момент не целесообразен.



Заключение

В процессе выполнения курсового проекта мною были выполнены расчеты освоения скважины, условий фонтанирования, распределения давлений в насосно-компрессорных трубах и эксплуатационной колонне, был выбран способ эксплуатации, закреплены знания по таким дисциплинам как нефтегазопромысловое оборудование, эксплуатация нефтяных и газовых скважин, разработка нефтяных и газовых скважин, гидравлика.

Наиболее целесообразно эксплуатировать скважину фонтанным способом.

### Список литературы

1. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти.: Под редакцией К.Р. Уразаков. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М., Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
3. Сборник задач по технологии и технике нефтедобыче: Учеб. пособие для вузов/ И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный - М.: Недра, 1984. - 272.с., ил.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учеб. пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. – 2-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1983 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 510 с.
6. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. Учебник для техникумов, 3-е изд., перераб. И доп., М. - «Недра», 1979. - 271 с.