

**Копченова Дарья Михайловна**, Студент,  
 Санкт-Петербургский Горный Университет  
 императрицы Екатерины II

**Шишов Сергей Алексеевич**, Студент,  
 Санкт-Петербургский Горный Университет  
 императрицы Екатерины II

## РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

**Аннотация.** В статье выполнен расчёт показателей разработки однородного пласта по модели непоршневого вытеснения. Определены время безводной добычи, динамика обводнённости и нефтеотдачи для элемента и месторождения.

**Ключевые слова:** Двухфазная фильтрация, непоршневое вытеснение, функция Бакли-Леверетта, нефтеотдача, обводнённость.

Прогнозирование разработки при заводнении базируется на модели непоршневого вытеснения Бакли-Леверетта, учитывающей двухфазную фильтрацию. В статье представлен расчёт показателей для однородного пласта в жестком водонапорном режиме для элемента семиточечной системы с последующим масштабированием на месторождение с учётом поэтапного ввода скважин.

Основные параметры пласта и флюидов представлены в таблице 1.

$$K_{\mu} = \left( \frac{S^* - S}{S^* - S_{св}} \right)^2 \text{ при } S_{св} < S < S^* \quad (1)$$

$$K_{\sigma} = \begin{cases} \left( \frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^2 & \text{при } S_{св} < S < S_1 \\ A \left( \frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^{1/2} & \text{при } S_1 < S < 1 \end{cases} \quad (2)$$

Таблица 1

Исходные данные		
F=	1890·10 <sup>4</sup>	м <sup>2</sup>
h <sub>0</sub> =	13	м
m=	0,16	д.ед
K	0,850	мкм <sup>2</sup>
S <sub>св</sub> =	0,08	д.ед
S* =	0,73	д.ед
μ <sub>н</sub> =	8	мПа*с
μ <sub>в</sub> =	1	мПа*с
q=	380	м <sup>3</sup> /сут
η <sub>2</sub> =	0,75	д.ед
T=	3,5	года
N=	9	единиц
B=	97,5	%

### Расчёт параметров двухфазной фильтрации

Значение коэффициента A находят из условия, что K<sub>в</sub> (1)= 1



$$I = A \left( \frac{1 - 0,08}{0,73 - 0,08} \right)^{1/2}$$

Откуда  $A=0,841$ .

Значение параметра  $S_1$  определяют из условия:

$$A \left( \frac{S_1 - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^{1/2} = \left( \frac{S_1 - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^2$$

Отсюда:

$$\left( \frac{S_1 - 0,08}{0,73 - 0,08} \right)^{3/2} = 0,841$$

Откуда получаем, что  $S_1=0,659$

Зависимости  $K_H(S)$  и  $K_B(S)$  построены в диапазоне  $S_{св} \leq S \leq 1$  по формулам:

$$K_H = \left( \frac{S^* - S}{S^* - S_{св}} \right)^2 \text{ при } S_{св} < S < S^*$$

$$K_B = \begin{cases} \left( \frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^2 & \text{при } S_{св} < S < 0,659 \\ 0,841 \left( \frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^{1/2} & \text{при } 0,659 < S < 1 \end{cases}$$

Строим и обрабатываем график функции Бакли-Леверетта (рис. 1) по формуле (3):

$$f(s) = \frac{K_B(S)}{K_B(S) + \frac{\mu_B}{\mu_H} K_H(S)} \quad (3)$$

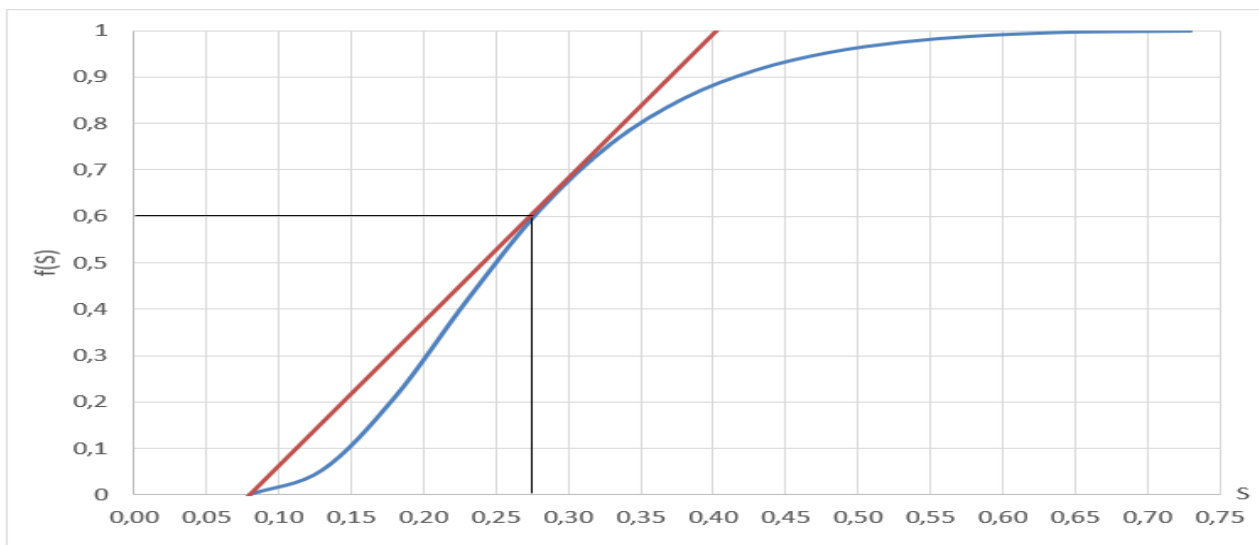


Рисунок 1. График функции Бакли-Леверетта

Из графика видно, что  $f(S^*)=1$ .

Касательная к кривой  $f(S)$  из точки  $S_{св}$  определяет  $S_\phi = 0,286$ ,  $f(S_\phi) = 0,633$ .

График производной  $f'(S)$  построен численным дифференцированием функции  $f(S)$  по формуле (4).

$$f'_i(S) = \frac{f(S)_{i+1} - f(S)_{i-1}}{S_{i+1} - S_{i-1}} \quad (4)$$

Находим значение производной в точке  $S_\phi$ :

$$f'(S_\phi) = 2,49$$



График производной функции Бакли-Левретта указан на рисунке 2.

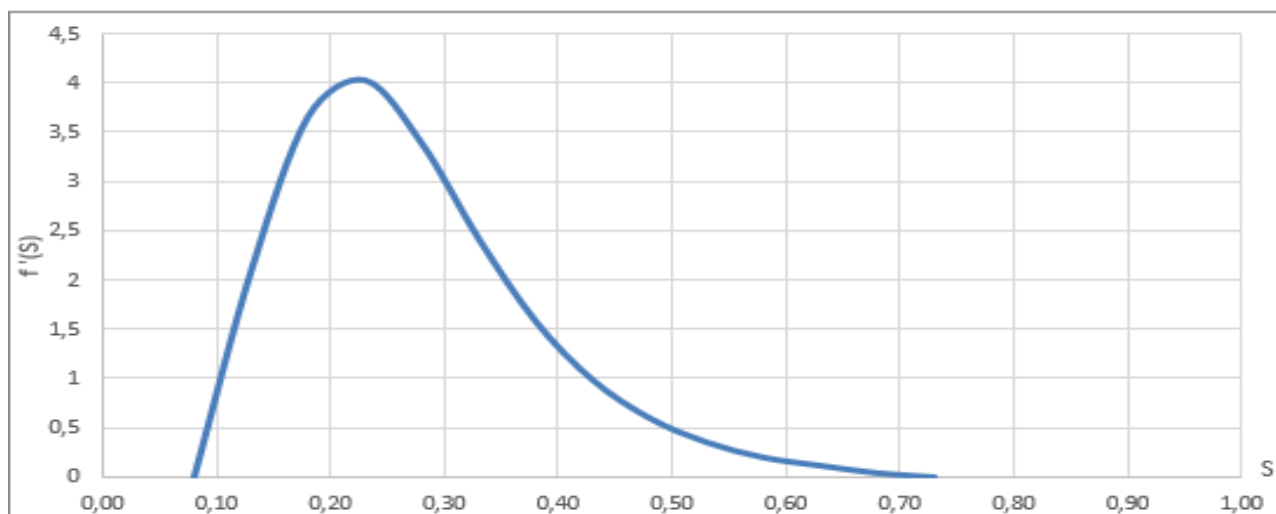


Рисунок 2. График функции производной Бакли-Левретта

Время безводной добычи для элемента (1 нагнетательная, 6 добывающих) определяют по формуле:

$$t^* = \frac{V_n}{q \cdot f'(S_\phi)} = \frac{m \cdot \pi \cdot h \cdot r_k^2}{q \cdot f'(S_\phi)} \quad (5)$$

где  $V_n$  – объем пор пласта, охваченных заводнением;  $h$  – охваченная заводнением толщина пласта  $h = h_0 \cdot n_2$ ;  $r_k$  – радиус кругового элемента, эквивалентного семиточечному элементу площади, рассчитывается по формуле:

$$r_k = \sqrt{\frac{F_3}{\pi}} \quad (6)$$

Площадь кругового элемента  $F_3$ :

$$F_3 = \frac{F}{2 \cdot N \cdot T} \quad (7)$$

Проводим расчет по формулам (5-7):

$$F_3 = \frac{F}{2 \cdot N \cdot T} = \frac{1890 \cdot 10^4}{2 \cdot 9 \cdot 3,5} = 300000 \text{ м}^2$$

$$r_k = \sqrt{\frac{F_3}{\pi}} = \sqrt{\frac{300000}{3,14}} = 309 \text{ м}$$

$$t^* = \frac{V_n}{q \cdot f'(S_\phi)} = \frac{m \cdot \pi \cdot h \cdot r_k^2}{q \cdot f'(S_\phi)} = \frac{0,16 \cdot 3,14 \cdot 13 \cdot 0,75 \cdot 309^2}{380 \cdot 3,33 \cdot 365,25} = 1,01 \text{ года}$$

Рассчитываются технологические показатели элемента: обводненность, суточные дебиты нефти и воды, текущая и накопленная добыча нефти, коэффициент нефтеотдачи.

До достижения фронтом вытеснения внешней границы элемента добывается чистая нефть в объёме закачиваемой воды; обводненность равна нулю.

При  $t = t^*$  фронт достигает границы элемента – начинается добыча обводнённой продукции. Для  $t > t^*$  используется модель фиктивного фронта ( $r > r_k$ ), водонасыщенность на границе элемента обозначается  $\bar{S}$ .

Чтобы найти производную функции Бакли-Левретта воспользуемся формулой:

$$f'(S_\phi) = \frac{V_n}{q \cdot t} = \frac{m \cdot \pi \cdot h \cdot r_k^2}{q \cdot t} \quad (8)$$



Для нахождения дебита воды элемента воспользуемся следующей формулой:

$$q_{нз} = q \cdot v_3 \quad (9)$$

Для нахождения дебита нефти элемента воспользуемся следующей формулой:

$$q_{нз} = q \cdot (1 - v_3) \quad (10)$$

Добыча за период равна суточному дебиту, умноженному на число суток. На обводнённой стадии используют средний дебит. Накопленная добыча – это сумма отборов.

Определим коэффициент нефтеотдачи:

$$\eta_3 = \frac{\int_0^t q_{нз}(t) dt}{m \pi h_0 r_k^2 (1 - S_{св})} \quad (11)$$

Интеграл в формуле (11) найдем по методу трапеций. Все полученные величины внесем в таблицу 2:

Результаты:

Продолжительность разработки до предельной обводнённости – 9 лет, достигнутая нефтеотдача – 0,407. В безводный период извлечено 140,541 тыс. м<sup>3</sup> (безводная нефтеотдача 0,245). В водный период нефтеотдача возрастёт на 0,162 (рекомендуется сравнить с расчётом по формуле).

$$\eta = \frac{\eta_2}{f'(S_e) \cdot (1 - S_{св})} = \frac{\eta_2}{f'(S_e) \cdot (1 - S_{св})} = \frac{0,75}{3,33 \cdot (1 - 0,08)} = 0,245$$

Таблица 2

Показатели разработки элементов

t, ГОДЫ	$f'(S)$	$\bar{S}$	$f'(\bar{S})$	$Q_n$ , М <sup>3</sup> /СУТ	$Q_v$ , М <sup>3</sup> /СУТ	$\Delta Q$ , ТЫС.М <sup>3</sup>	$Q_n$ , ТЫС.М <sup>3</sup>	$\eta$ , д.ед.
0,5	0	0,08	0	380	0	69,398	69,398	0,161
1	0	0,08	0	380	0	69,398	138,795	0,242
1,01	3,33	0,286	0,633	139,6	240,4	1,746	140,541	0,245
1,5	2,25	0,345	0,792	79,1	300,9	13,767	154,307	0,269
2	1,69	0,388	0,867	50,5	329,5	14,446	168,754	0,294
2,5	1,35	0,402	0,886	43,5	336,5	9,224	177,978	0,310
3	1,12	0,412	0,897	39,3	340,7	7,943	185,921	0,324
3,5	0,96	0,421	0,907	35,2	344,8	7,173	193,093	0,336
4	0,84	0,432	0,918	31,2	348,8	6,430	199,523	0,348
4,5	0,75	0,443	0,928	27,4	352,6	5,695	205,218	0,357
5	0,67	0,455	0,937	24,1	355,9	5,009	210,228	0,366
5,5	0,61	0,465	0,944	21,1	358,9	4,396	214,623	0,374
6	0,56	0,476	0,951	18,6	361,4	3,861	218,485	0,381
6,5	0,52	0,486	0,957	16,5	363,5	3,403	221,888	0,387
7	0,48	0,495	0,961	14,7	365,3	3,011	224,899	0,392
7,5	0,45	0,504	0,966	13,1	366,9	2,678	227,577	0,396
8	0,42	0,512	0,969	11,8	368,2	2,150	229,726	0,400
8,5	0,40	0,519	0,972	10,6	369,4	1,940	231,666	0,404
9	0,37	0,526	0,975	9,6	370,4	1,759	233,426	0,407

Показатели рассчитаны для поэтапного ввода 63 элементов за 3,5 года (по 9 за полугодие), скважины останавливаются при достижении предельной обводнённости. Динамика добычи нефти приведена в табл. 3.



Таблица 3

Динамика добычи нефти из месторождения

t, годы	Добыча нефти по группам элементов, тыс. м <sup>3</sup> /сут							Добыча нефти из месторождения q <sub>н</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>н</sub> , тыс. м <sup>3</sup>
	N=9	N=9	N=9	N=9	N=9	N=9	N=9		
	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5		
0,5	3,420	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,420	312,08
1	3,420	3,420	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,840	1248,30
1,5	0,712	3,420	3,420	0,000	0,000	0,000	0,000	7,552	2561,56
2	0,455	0,712	3,420	3,420	0,000	0,000	0,000	8,007	3981,27
2,5	0,391	0,455	0,712	3,420	3,420	0,000	0,000	8,398	5478,18
3	0,353	0,391	0,455	0,712	3,420	3,420	0,000	8,751	7043,06
3,5	0,317	0,353	0,391	0,455	0,712	3,420	3,420	9,068	8669,11
4	0,281	0,317	0,353	0,391	0,455	0,712	3,420	5,929	10037,61
4,5	0,247	0,281	0,317	0,353	0,391	0,455	0,712	2,756	10830,09
5	0,217	0,247	0,281	0,317	0,353	0,391	0,455	2,261	11287,84
5,5	0,190	0,217	0,247	0,281	0,317	0,353	0,391	1,996	11676,27
6	0,168	0,190	0,217	0,247	0,281	0,317	0,353	1,773	12020,16
6,5	0,148	0,168	0,190	0,217	0,247	0,281	0,317	1,567	12324,93
7	0,132	0,148	0,168	0,190	0,217	0,247	0,281	1,383	12594,11
7,5	0,118	0,132	0,148	0,168	0,190	0,217	0,247	1,220	12831,57
8	0,106	0,118	0,132	0,148	0,168	0,190	0,217	1,079	13041,32
8,5	0,096	0,106	0,118	0,132	0,148	0,168	0,190	0,958	13227,17
9	0,087	0,096	0,106	0,118	0,132	0,148	0,168	0,854	13392,52
9,5	0,000	0,087	0,096	0,106	0,118	0,132	0,148	0,687	13533,12
10	0,000	0,000	0,087	0,096	0,106	0,118	0,132	0,538	13644,87
10,5	0,000	0,000	0,000	0,087	0,096	0,106	0,118	0,406	13731,05
11	0,000	0,000	0,000	0,000	0,087	0,096	0,106	0,288	13794,42
11,5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,087	0,096	0,182	13837,36
12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,087	0,087	13861,91

На рисунке 5 указан график зависимости показателей разработки от времени.



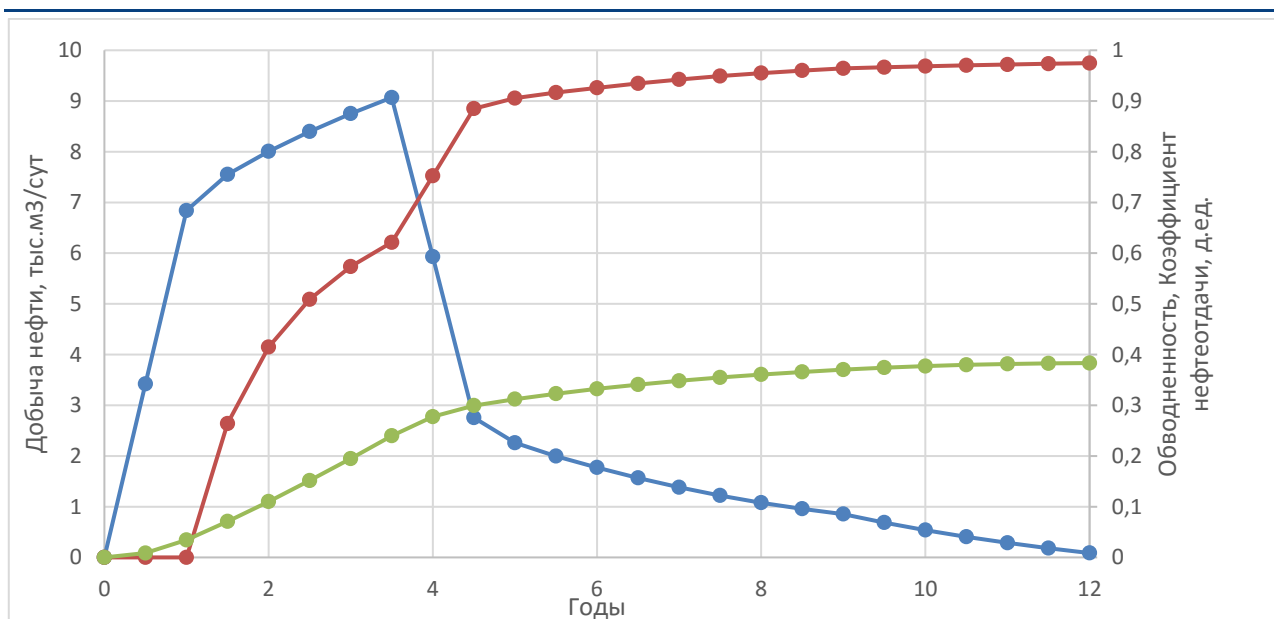


Рисунок 5. График зависимости параметров разработки месторождения от времени

Разработка завершится через 12 лет при обводнённости 97,5%; накопленная добыча нефти – 13,86 млн м<sup>3</sup>, конечная нефтеотдача – 0,383.

Далее рассчитываются распределения дебитов (нефть, вода, жидкость) по каждой скважине; число добывающих скважин определяется по известной формуле.

$$n_{\partial} = 3N + 4 \quad (12)$$

Дебиты нефти и воды определяются делением покомпонентных дебитов элементов на число скважин; дебит жидкости – их сумма. Данные занесены в таблицу 4.

Таблица 4

Показатели эксплуатации скважин

t, годы	Дебит одной добывающей скважины, м <sup>3</sup> /сут			
	Число добывающих скважин	вода	нефть	жидкость
0,5	31	0,00	110,32	110,32
1	58	0,00	117,93	117,93
1,5	85	31,86	88,85	120,71
2	112	50,66	71,49	122,14
2,5	139	62,60	60,42	123,02
3	166	70,89	52,72	123,61
3,5	193	77,06	46,99	124,04
4	193	93,32	30,72	124,04
4,5	193	109,76	14,28	124,04
5	193	112,33	11,71	124,04
5,5	193	113,70	10,34	124,04
6	193	114,86	9,18	124,04
6,5	193	115,92	8,12	124,04
7	193	116,88	7,16	124,04
7,5	193	117,72	6,32	124,04
8	193	118,45	5,59	124,04



8,5	193	119,08	4,96	124,04
9	193	119,62	4,43	124,04
9,5	166	119,48	4,14	123,61
10	139	119,15	3,87	123,02
10,5	112	118,52	3,63	122,14
11	85	117,31	3,39	120,71
11,5	58	114,79	3,14	117,93
12	31	107,53	2,80	110,32

Перепад давления по поршневой модели,  $\sigma$  – половина расстояния между скважинами вдоль контура гк (семиточечная система)

$$\sigma = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_k}{6 \cdot 2} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 309}{6 \cdot 2} = 161,8 \text{ м}$$

а) В области элемента пласта от  $r_{nc}$  до  $r_k$  (при  $r_b = r_{nc}$ ) движется чистая нефть, фазовая проницаемость для нефти равна абсолютной ( $K_n = 1$ ).

$$P_n - P_c = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \cdot \left( \frac{\mu_n \cdot \ln \frac{r_k - \sigma/\pi}{r_{nc}}}{K_n(S_{св})} + \frac{\mu_n \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c}}{2 \cdot K_n(S_{св})} \right) = 8,194 \text{ МПа}$$

б) При  $r_b = r_k/2$  в зоне  $r_{nc} < r_b < r_k/2$  движется вода ( $K_b = 0,837$ ); в остальной части элемента – нефть, следовательно:

$$P_n - P_c = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \cdot \left( \frac{\mu_e \cdot \ln \frac{r_k}{2 \cdot r_{nc}}}{K_e(S^*)} + \frac{\mu_n \cdot \ln \frac{2 \cdot (r_k - \sigma/\pi)}{r_k}}{K_n(S_{св})} + \frac{\mu_n \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c}}{2 \cdot K_n(S_{св})} \right) = 3,971 \text{ МПа}$$

в) при  $r_b = r_k$  во всей области фильтрации движется вода, поэтому:

$$P_n - P_c = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \cdot \left( \frac{\mu_e \cdot \ln \frac{r_k - \sigma/\pi}{r_{nc}}}{K_e(S^*)} + \frac{\mu_e \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c}}{2 \cdot K_e(S^*)} \right) = 1,219 \text{ МПа}$$

При постоянной закачке перепад давления в элементе пласта уменьшается по мере продвижения фронта вытеснения.

**Вывод:** с использованием модели Бакли-Левверетта выполнен прогноз до предельной обводнённости, рассчитано время безводного периода, определены КИН (графически и аналитически) для элемента и всего месторождения.

*Список литературы:*

1. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
2. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
3. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2010.

