

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Т.Р. Закиров (ИММ КазНЦ РАН, Россия, 420111, Казань, Лобачевского, 2/31)  
E-mail: Timurz0@mail.ru

## SIMULATION OF OIL RESERVIOR FLOODING USING ACID IMPACT

T.R. Zakirov (IME KazSC RAS, Russia, 420111, Kazan, Lobachevsky, 2/31)

В работе исследуется процесс заводнения нефтяной залежи с применением кислотной обработки пластов. Для описания воздействия кислоты на нефтяной пласт используются идеальная модель пористой среды в виде пучка цилиндрических капилляров и функция распределения пор по размерам. Итоговая система уравнений решается методом контрольных объемов на равномерной сетке.

*Ключевые слова:* пористая среда, двухфазное течение, контрольный объем, константа химической реакции, функция распределения

In this study, the process of flooding the oil reservoir with acid treatment beds was investigated. To describe the effects of acid on the oil reservoir the ideal model of a porous medium in the form of a bundle of cylindrical capillaries and function of pore size distribution are used. The resulting system of equations is solved by the method of control volumes on a uniform grid.

*Key words:* porous medium, two-phases flow, control volume, chemical reaction constant, function distribution

### Введение

Для повышения производительности скважин и в качестве метода повышения нефтеотдачи широко применяются различные технологии кислотной обработки пластов. При этом происходит очистка призабойной зоны пласта, кроме того в окрестности скважины создаются высокорасходные каналы растворения, что эквивалентно увеличению эффективного радиуса скважины и способствует увеличению дебита. Для растворения карбонатных пород обычно используется соляная кислота, а для обработки песчаников применяется плавиковая кислота в сочетании с соляной. В технологиях глубокой соляно-кислотной обработки пластов для увеличения дальности проникновения кислоты в коллектор используются различные замедлители реакции растворения [1]. Несмотря на кажущуюся простоту, технологию воздействия на коллектор кислотой, необходимо рассматривать как сложный физико-химический процесс, а подборка режима кислотной обработки и технологических параметров в зависимости от конкретных геолого-физических параметров залежи играет решающую роль в успехе производимых мероприятий [2].

В большинстве известных математических моделей кислотного воздействия на нефтяные пласты используется взаимосвязь между пористостью и проницаемостью коллектора в виде формул Козени-Кармана [3-8], в которых изменения пористости определяются по количеству породы, растворенной в кислоте. В представленной работе для описания изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта используется модель идеальной пористой среды в виде пучка капилляров различных радиусов, которая ставится в соответствие реальной пористой среде. При этом предполагается, что и реальная пористая среда, и среда в виде пучка капилляров характеризуются одной и той же функцией распределения пор по размерам.

### Постановка задачи

Рассматривается двухфазная изотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в неоднородном недеформируемом пористом пласте. Предполагается, что динамические вязкости фаз постоянны, течение жидкостей медленное (т.е. насыщенности фаз меняются квазиравновесным образом) и происходит без фазовых переходов, а функции относительных фазовых проницаемостей являются известными однозначными функциями насыщенности. Моделируется кислотное воздействие на пласт, при этом считается, что концентрация кислоты мала.

Без учета капиллярных и гравитационных сил законы фильтрации для двух фаз можно записать в виде [9]:

уравнений неразрывности для нефти и воды

$$\frac{\partial(mS_i)}{\partial t} + \mathbf{div}(\mathbf{U}_i) = 0, \quad (i=o, w) \quad (1)$$

уравнения неразрывности для кислоты

$$\frac{\partial(mS_w C)}{\partial t} + \mathbf{div}(\mathbf{U}_c) = -\frac{\chi_c J_v}{\rho_c}, \quad (2)$$

уравнений движения для нефти и воды

$$\mathbf{U}_i = -K_i \mathbf{grad}(P_i), \quad (i=o, w) \quad (3)$$

и уравнения движения для кислоты

$$\mathbf{U}_c = C \mathbf{U}_w, \quad (4)$$

т.е. будем считать, что кислота переносится со скоростью несущей ее фазы.

В приведенных выше уравнениях  $m$  – пористость,  $K_i = k f_i / \mu_i$ ,  $k$  – абсолютная проницаемость,  $P_i$  – давление в фазах,  $\mu_i$  – динамическая вязкость,  $\mathbf{U}_i$  – скорость фильтрации  $i$ -ой фазы;  $S_i$  – насыщенность пористого тела  $i$ -ой фазой ( $S_o + S_w = 1$ ),  $f_i$  – функция относительной фазовой проницаемости,  $C$  – концентрация кислоты,  $\chi_c$  – стехиометрический коэффициент реакции кислоты,  $J_v$  – объемная константа химической реакции,  $\rho_c$  – плотность кислоты. Индексами «о» и «w» помечены величины, характеризующие нефть и воду.

После несложных преобразований для определения полей давления, насыщенности и концентрации кислоты получим следующую систему уравнений:

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \mathbf{div}(K\mathbf{grad}(P_i)) = 0, \quad (5)$$

$$\frac{\partial(mS_w)}{\partial t} + \mathbf{div}(FK\mathbf{grad}(P_i)) = 0, \quad (6)$$

$$\frac{\partial(mS_w C)}{\partial t} + \mathbf{div}(CFK\mathbf{grad}(P_i)) = -\frac{\chi_C J_V}{\rho_C}, \quad (7)$$

где  $K = K_o + K_w$ ,  $F = K_w / K$  - функция Баклея–Леверетта.

Пусть процесс фильтрации происходит в области  $\Omega$ , с границей  $\Gamma$ , состоящей из трех частей –  $\Gamma_1$ ,  $\Gamma_2$ ,  $\Gamma_3$ . Будем считать, что для начального момента времени известно распределение водонасыщенности:

$$S(x, y, 0) = S^0(x, y)$$

На входе в пласт (участок границы  $\Gamma_1$ ) будем считать известным давление, насыщенность и концентрацию кислоты:

$$P(x, y, t)|_{\Gamma_1} = P^0, \quad S(x, y, t)|_{\Gamma_1} = S^* \quad \text{и} \quad C(x, y, t)|_{\Gamma_1} = C^*.$$

На выходе из пласта (участок границы  $\Gamma_2$ ) будем считать заданным давление:

$$P(x, y, t)|_{\Gamma_2} = P^N.$$

Часть границы пласта  $\Gamma_3$  (подошву и кровлю) будем считать непроницаемой:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial n} \right|_{\Gamma_3} = 0.$$

Для того, чтобы описать изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта, воспользуемся одной из основных характеристик микронеоднородности пористой среды – функцией распределения пор по размерам  $\varphi$ . При взаимодействии кислоты с породой размеры пор будут меняться. Будем считать, что при этом количество пор остается неизменным. Тогда для функции распределения пор по размерам можно записать уравнение [10]:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial r}(u_r \varphi) = 0, \quad (8)$$

где  $u_r$  - скорость изменения радиуса пор. В начальный момент  $t=0$  распределение пор по размерам в каждой точке пласта будем считать известным:  $\varphi(r, 0) = \varphi^0(r)$ . Кинетическое уравнение реакции кислоты с пористым телом запишем в виде (химическая реакция первого порядка):

$$\frac{dM}{dt} = K_\sigma AC, \quad (9)$$

где  $M$  - масса прореагировавшей породы,  $A$  - площадь поверхности взаимодействия кислоты с породой,  $K_{\sigma}$  - поверхностная константа химической реакции [11].

Чтобы определить скорость изменения радиуса пор, элементарному объему реальной пористой среды поставим в соответствие эквивалентный элементарный объем в виде пучка цилиндрических капилляров [12]. Эквивалентность элемента реальной пористой среды и элемента, составленного из капилляров, будем понимать в следующем смысле. И тот, и другой характеризуются одной и той же функцией распределения пор по размерам. При одном и том же перепаде давления обеспечиваются одинаковые расходы жидкости через элементы.

Для капилляра радиуса  $r$  кинетическому уравнению (9) будет соответствовать уравнение  $\rho dr/dt = K_{\sigma}C$ , и скорость изменения радиуса капилляра будет  $u_r = K_{\sigma}C/\rho$ .

Изменение динамической пористости, вызванное структурными изменениями порового пространства, оценим, представив пористость для текущего момента времени в виде произведения  $m = \bar{m}m^0$ , где  $m^0$  - пористость пласта до кислотного воздействия,  $\bar{m}$  - фактор изменения пористости [10]:

$$\bar{m} = \int_0^{\infty} r^2 \varphi dr / \int_0^{\infty} r^2 \varphi^0 dr \quad (10)$$

Изменение абсолютной проницаемости оценим, также представив проницаемость для текущего момента времени  $k(x, y, z, t)$  в виде произведения:  $k = \bar{k}k^0$ , где  $k^0$  - проницаемость пласта до кислотного воздействия,  $\bar{k}(x, y, z, t)$  - фактор остаточного сопротивления, который определим, воспользовавшись моделью параллельных капилляров и законом Пуазейля:

$$\bar{k} = \int_0^{\infty} r^4 \varphi dr / \int_0^{\infty} r^4 \varphi^0 dr \quad (11)$$

### Численные результаты.

Численное решение сформулированной задачи отыскивалось методом контрольных объемов на прямоугольной сетке. При интегрировании конвективных слагаемых в уравнениях системы (5) – (7) использовалась аппроксимация «вверх по потоку» [13,14].

Модель пласта представляет собой прямоугольную область размером 50×15м, ограниченную двумя непроницаемыми поверхностями – кровлей и подошвой. Пласт сложен из двух пропластков с начальными проницаемостями соответственно  $k_{high}=0.5\text{мкм}^2$ ,  $k_{low}=0.25\text{мкм}^2$ . Начальная пористость пласта  $m=0.15$ , динамические вязкости нефти и воды  $\mu_o=35\text{мПа}\times\text{с}$ ,  $\mu_w = 1\text{мПа}\times\text{с}$  соответственно.

Через левое сечение в пласта нагнетается вода, через правое – происходит отбор жидкости. На входе в пласт поддерживается постоянное значение давления  $P_{in}=10$  МПа, а на выходе –  $P_{out}=9$  МПа. Вместе с водой в слабопроницаемый пропласток (на рисунках он расположен ниже) производится закачка кислоты.

Функции относительных фазовых проницаемостей были приняты в следующем виде:  $f_w = A_w (S - S_{min})^{P_w} / (S_{max} - S_{min})^{P_w}$ ,  $f_o = A_o (S_{max} - S)^{P_o} / (S_{max} - S_{min})^{P_o}$ , где  $A_w = 0.8$ ,  $P_w = 3$ ,  $A_o = 1$ ,  $P_o = 3$ ,  $S_{min} = 0.2$  – насыщенность пласта связанной водой,  $1 - S_{max} = 0.2$  – насыщенность пласта остаточной нефтью. Шаг по времени составлял 0.25 сут. Вычисления выполнялись на сетке  $50 \times 30$  узлов.

Полагалось, что в начальный момент времени функции распределения пор по размерам представляет собой распределение Гаусса с минимальным диаметром поры 10 мкм, максимальным 50 мкм и дисперсией 5 мкм. На рис.1 показана функции распределения пор по размерам для трех моментов времени в точке с координатами (2,2). Вследствие химической реакции кислоты с поверхностью капилляра его радиус увеличивается. Данное явление находит отражение в смещении графика функции распределения в сторону больших радиусов. В расчетах было наложено ограничение на максимальный размер канала травления, поэтому на рисунке наблюдается увеличение количества каналов с предельным размером.

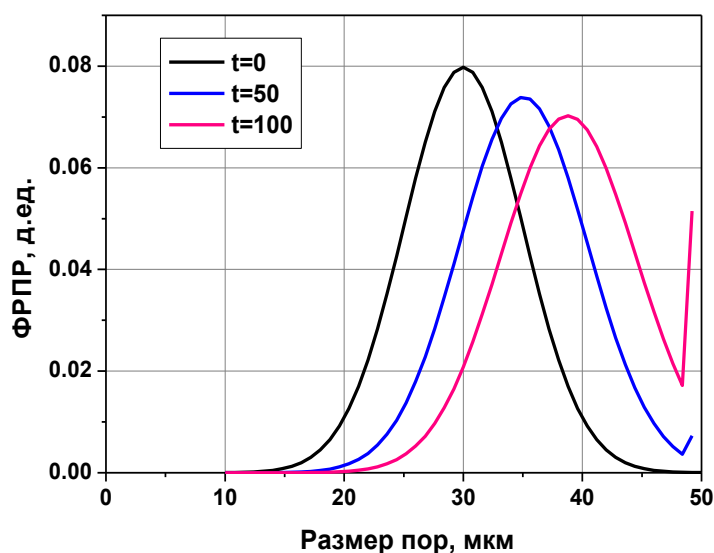


Рис.1. Изменение функция распределения пор по размерам в результате кислотной обработки

На следующих рисунках изображены профили распространения абсолютных проницаемостей после кислотной обработки слабопроницаемого участка в разные моменты времени:

T=0 сут

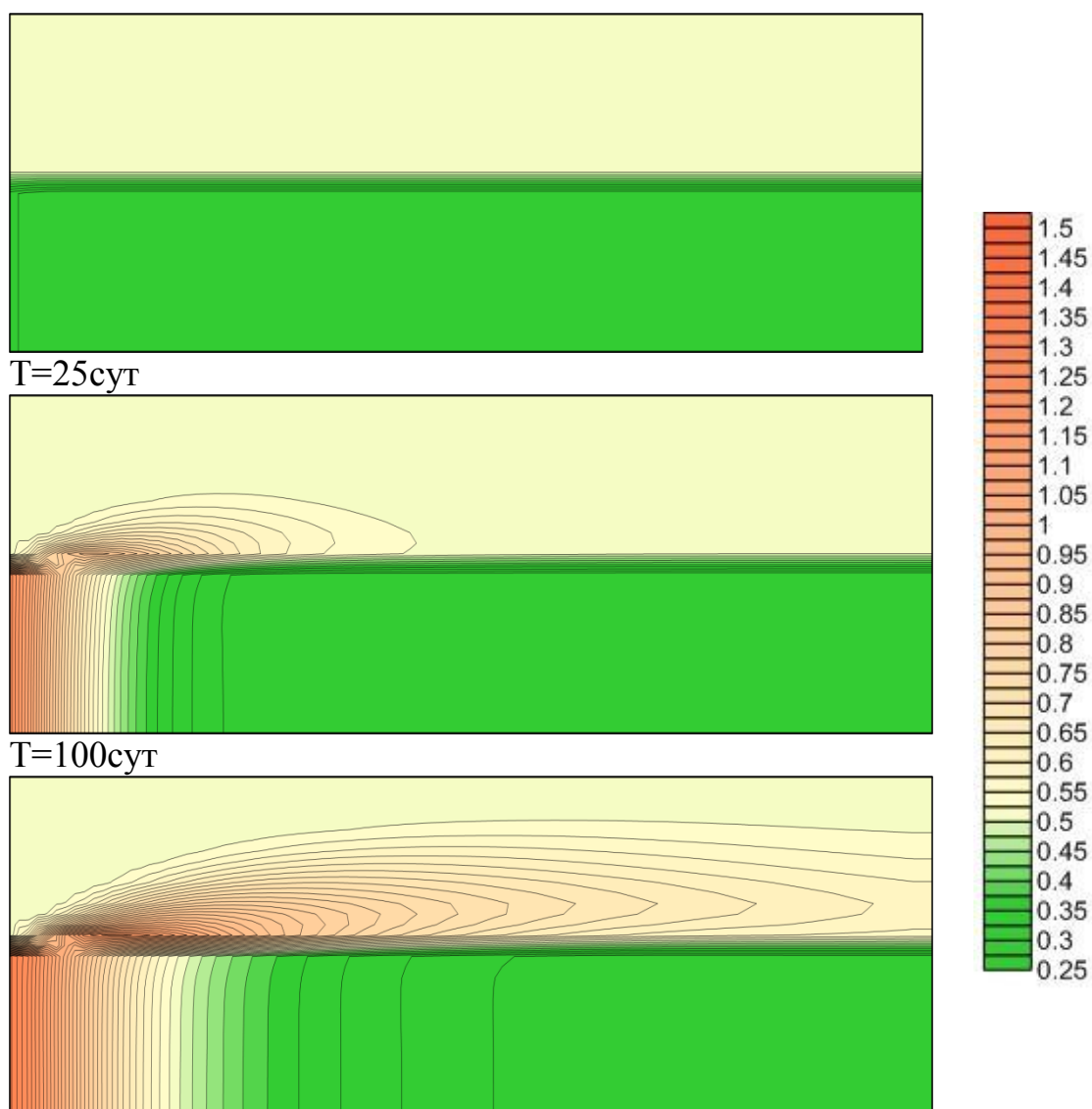


Рис.2. Поля распространения абсолютной проницаемости после кислотной обработки.

Начальный дебит нефти  $0.4 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Численный эксперимент прерывался при дебите менее  $0.05 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В случае обычного заводнения ограничение по дебиту достигалось при обводненности продукции  $94\%$ , а в результате кислотного воздействия обводненность на выходе при данном ограничении составляла  $98\%$ ; что указывает на экономическую выгоду проводимых мероприятий. На рис.3 для нескольких случаев показан коэффициент извлечения нефти (КИН).

Как видно из графика, закачка раствора кислоты в слабопроницаемый пропласток позволила увеличить коэффициент извлечения нефти на  $1,8\%$ .

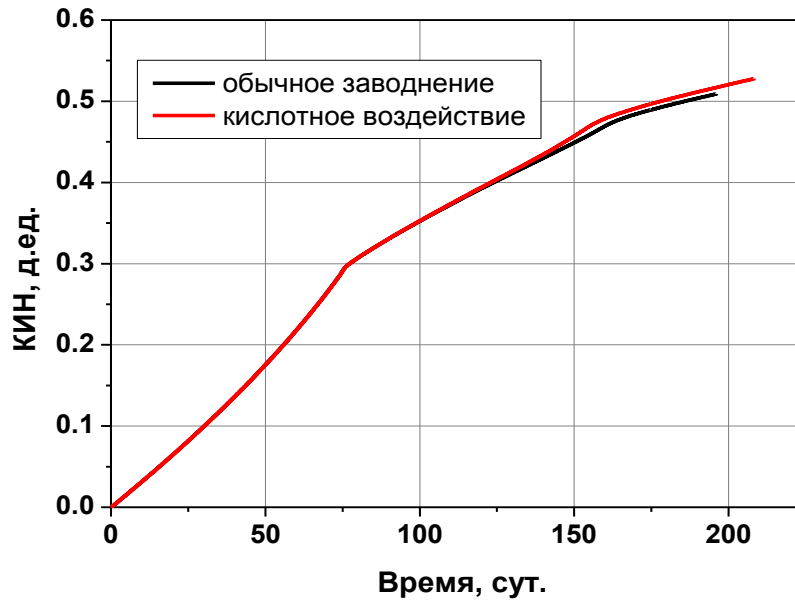


Рис.3. Результаты расчетов КИНа с применением и без применения кислотной обработки.

С целью оптимизации данного процесса была проведена серия расчетов, в которых варьировался момент начала закачки кислотной оторочки, длительность воздействия при этом фиксировалась. Результаты расчетов представлены на рис.4. Анализ полученных результатов показывает, что оптимальный момент для начала воздействия находится в интервале 90-110 суток.

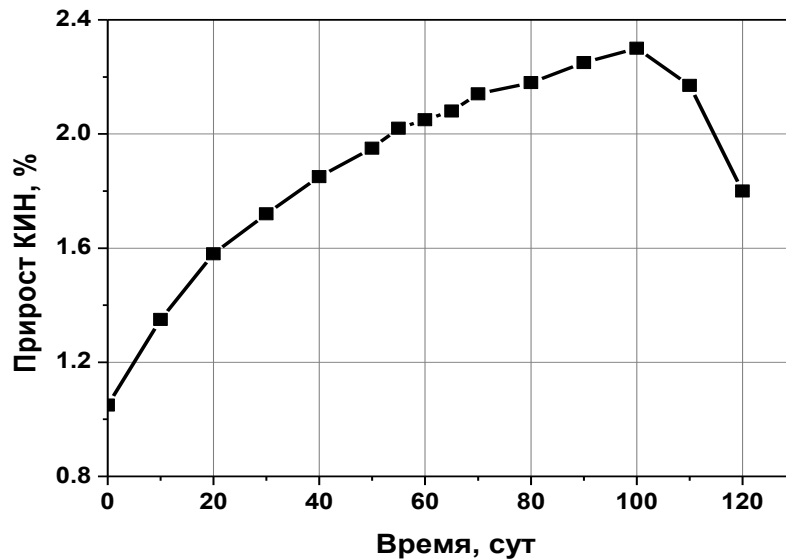


Рис.4. Зависимость прироста КИН от времени начала кислотного воздействия

## Результаты и выводы.

В работе представлена математическая модель вытеснения нефти водой с применением кислотного воздействия на пласт, в которой для описания изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта использована модель идеальной пористой среды в виде пучка капилляров различных радиусов.

Получены результаты, характеризующие эффективность кислотного воздействия на пласт. Экономическая выгодность проводимых мероприятий отражается в увеличении коэффициента извлечения нефти.

Показано, что путем вычислительного эксперимента возможно подобрать оптимальные параметры технологии с целью достижения максимального коэффициента извлечения нефти.

1. Кроуи К., Масмонтейл Ж., Томас Р. Тенденции в кислотной обработке матрицы // Нефтяное обозрение. – 1996г. – № 3. – С. 20-30.
2. Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Харисов Р.Я., Байзигитова А.В., Телин А.Г., Пестриков А.В. Лабораторные и технические исследования кислотной обработки карбонатов // - Нефтяное хозяйство. – 2010. – V.4. – P.2-6.
3. Смирнов А.С., Федоров К.М., Шевелев А.П. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт // Известия РАН. Серия МЖГ. – 2010. – № 5. – С. 114–121.
4. Golfier F., Quintard M., Bazin B. and Lenormand R. Core-Scale Description of Porous Media Dissolution During Acid Injection – Part II\_ Calculation of the Effective Properties // Computational and Applied Mathematics. – 2006. - V. 25. - N. 1. - P. 55–78.
5. Apoung J.-B., Have P, Houot J., Kern M. and Semin A. Reactive Transport in Porous Media // ESAIM: Proc. - 2009. - V. 28 - P. 227-245.
6. Hoefner M. L., Fogler H. S. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // AIChE Journal. – 1988. - V 34. - N1. – P. 45–54.
7. Golfier F., Bazin B., Lenormand R. and Quintard M. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection – Part I\_ Theoretical development // Computational and Applied Mathematics. - 2004. - V. 23. - N. 2-3.- P.173–194.
8. Данаев Н.Т., Кашеваров А.А., Пеньковский В.И. Оценка эффективности кислотной обработки прискважинной зоны с учетом капиллярного запираания пластовой воды // ПМТФ. 2004. Т. 45, № 3. – С. 111-118.
9. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра. - 1984. – 207 с.
10. Никифоров А. И., Анохин С. В. О моделировании вытеснения нефти водой с гелеобразующими добавками // Математическое моделирование. – 2002. – Т. 14. - 12. – С. 117-127.



11. *Полтавцев Ю. Г., Князев А. С.* Технология обработки поверхностей в микроэлектронике. – Киев: Техника. – 1990. – 243 с.

12. *Хейфец Л. И., Неймарк А. В.* Многофазные процессы в пористых средах. – 1982. – М:Химия. – 1982. – 320 с.

13. *Флетчер Р.* Численные методы на основе метода Галеркина: Пер. с англ. – М.: Мир. – 1988. – 352 с.

14. *Taniguchi N., Kobayashi T.* Finite Volume Method on the Unstructured Grid System // Computers Fluids. – 1991. – V.19. - № 3/4. - P. 287-295.