ISNN:2181-1296



SHAROF RASHIDOV NOMIDAGI SAMARQAND DAVLAT UNIVERSITETI

САМАРКАНДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ШАРОФА РАШИДОВА

SAMARKAND STATE UNIVERSITY NAMED AFTER SHAROF RASHIDOV

ILMIY AXBOROTNOMA

НАУЧНЫЙ ВЕСТНИК
SCIENTIFIC JOURNAL

ANIQ VA TABIIY FANLAR SERIYASI

Matematika, Mexanika, Informatika
Fizika, Kimyo, Biologiya, Geografiya

№ 1/1 (137)
2023

ISSN 2181-1296

ILMIY AXBOROTNOMA

НАУЧНЫЙ ВЕСТНИК SCIENTIFIC JOURNAL

2023-yil, 1-son (137/) ANIQ VA TABIY FANLAR SERIYASI

Matematika, Mexanika, Informatika, Fizika, Kimyo, Biologiya, Geografiya

Samarqand viloyat matbuot boshqarmasida ro‘yxatdan o‘tish tartibi 09-25.
Jurnal 1999-yildan chop qilina boshlagan va OAK ro‘yxatiga kiritilgan.

BOSH MUHARRIR **R. I. XALMURADOV, t.f.d., professor**
BOSH MUHARRIR O‘RINBOSARLARI: **H.A. XUSHVAQTOV, f-m.f.d., dotsent**
A. M. NASIMOV, t.f.d., professor

TAHRIRIYAT KENGASHI:

ANIQ FANLAR

SH.A.ALIMOV - O‘zFA akademigi
S.N.LAKAYEV - O‘zFA akademigi (SamDU)
M.M.MIRSAIDOV - O‘zFA akademigi
A.S.SOLEEV - f.-m.f.d., professor (SamDU)
I.A.IKROMOV - f.-m.f.d., professor (SamDU)
B.X.XO‘JAYAROV - f.-m.f.d., professor (SamDU)
A.G.YAGOLA - f.-m.f .d., professor (Moskva davlat universiteti, Rossiya)
I.I.JUMANOV - f.-m.f .d., professor (SamDU)
X.X.XUDOYNAZAROV - t.f.d., professor (SamDU)
ALBERTO DEL BIMBO - Florensiya universiteti professori, Italiya
L.SABIROV - f.-m.f .d., professor (SamDU)
A.JUMABOYEV - f.-m.f .d., professor (SamDU)
N.N.NIZAMOV - f.-m.f.d., professor (SamDU)
O.Q.QUVONDIQOV - f.-m.f.d., professor (SamDU)
I.A.RAXMATULLAYEV - f.-m.f .d., professor
A.SH.YARMUXAMEDOV - f.-m.f.n., (SamDU)
X.S.XAYDAROV - f.-m.f .n., dotsent (SamDU)

TABIY FANLAR

M.X.ASHUROV - O‘zFA akademigi
N.B. FERAPONTOV - k.f .d., professor (Moskva davlat universiteti, Rossiya)
SH. M. TUGIZOV - professor, Koliforniya universiteti, AQSh
H. I. AKBAROV - k.f.d., professor (O'zMU)
E. A. ABDURAXMONOV - k.f.d., professor (SamDU)
N. K. MUXAMADIYEV - k.f.d., professor (SamDU)
L. A. BULAVIN - Kiev milliy universiteti professori, Ukraina
X. Q. XAYDAROV - b.f.d., professor (SamDU)
Z. I. IZZATULLAYEV - b.f.d., professor (SamDU)
Sh. T. XOLIQULOV - g.f.d., professor (SamDU)
S. B. ABBASOV - g.f.d., professor (SamDU)
Q. S. YARASHEV - g.f.d., professor (SamDU)
GUN-SIK PARK - Seul univeriteti professori, Koreya
D.B.XURSANOV - g.f.f.d., dotsent (SamDU)
M. S. QUZIYEV - b.f.f.d., dotsent (SamDU)

Obuna indeksi – yakka tartibdagi obunachilar uchun **- 5583,**
tashkilot, korxonalar uchun **- 5584**

MUNDARIJA

Faraz Mehmood, Soleev A. *New generalization of ostrowski-grüss like inequality on time scales*……..	2-9
Alimov A.A. *On the properties of solutions of a nonlinear filtration problem with a source and multiple nonlinearities*.....	10-17
Axatov A.R., Tojiyev M.R. *Fazo-vaqt tahlili va tayanch vektor mashinasi asosida yong'inni tezkor aniqlash algoritmi*……	18-25
Байжуманов А.А. *Проблемы минимизации специальных дизъюнктивных нормальных форм сложных конъюнкций высказываний систем нелинейных булевых уравнений*……	26-30
Djuraev A.S., Obidov A.E. *Pedagogik kadrlar malakasini oshirish uchun moslashuvchan elektron ta'lim tizimini modellashtirish*	31-39
Иванов А.К., Мухамедов А.К., Шаронов И.А., Эшбуриев Р.М. *Об измерении радиоактивности мукомольно-крупяной пищевой продукции*.....	40-46
Ishankulov A.F., Tursunova N.R., Ergasheva D.R., Khalilov K.F., Galyametdinov Y.G., Mukhamadiyev N.K. *Obtaining semiconductor CdS, CdSe AND CdSe/ZnS core/shell nanoparticles and their composites with polymers*……	47-51
Шодиев Д.С., Хайруллаев М., Махмудов Ш. *О задаче коши для бигармонического уравнения* ……	52-57
Рахматуллаев И.А., Ботиров Х.З., Курбонов А.К., Хайдаров Х.С., Ахмедова Ш.Ш, Абдирахматова М.П. *Способ регистрации слабых оптических сигналов с помощью резонаторных кювет и импульсно-периодических лазерных источников*……	58-65
Jo'rakulov I.T., Umrzoqov F.B. $Ge_2Sb_2Te_5$ *yupqa qatlam plyonkalarining solishtirma kontakt qarshiligini o'rganish*……	66-71
Ikromova D.I. *On the sharp estimates for the fourier transform of measures supported to surfaces related with* E_8 *type singularities*……	72-83
Arziqulov M.M., Shermuxamedov U.A. *Urganch shahri iqlimiy ko'rsatgichlarining o'zgarishi va atmosfera gazlari konsentratsiyasiga bog'liqligi*.....	84-88
Komilova N.K., Maxmudov B.X. *Geokriminogen vaziyat va uni tadqiq etishdagi yondashuvlar*……	89-94
Fayzullayev N.I., Tillayev S.U., Mamirzayev M.A. *Metandan nanouglerod va vodorod olish reaksiyasi tezligiga turli omillarning ta'siri*.....	95-101
Djabbarov O.R., Zaripova A.R., Sodiqova U.U. *Divergent ko'rinishdagi biologik populyatsiya sistemalarining avtomodel yechimlari asimptotikasi*....	102-106
Tursunova N.G., Musulmanov N.H., Fayzullaev N.I. *Mezog'ovakli uglerod sintezining maqbul sharoitini tanlash*……	107-116
Бурнашев В.Ф., Кайтаров З.Д. *Численное исследование многофазной фильтрации в деформируемой пористой среде с учетом внешнего воздействия*……	117-130
Turayeva B.I., Kutliyeva G.J., Zuhritdinova N.Y., Kamolova X.F., Maxkamov A. *Tokdan ajratib olingan bakteriyalarning uzum fitopatogen mikromitsetlariga nisbatan antifungal xususiyatlari*.....	131-135
Mardonov J.A. *Uch o`lchovli fazoda laplas maydoni uchun karleman formulasi*……	136-140

УДК 532.546 **DOI: https://doi.org/10.59251/2181-1296.2023.v1.1.1886**

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ДЕФОРМИРУЕМОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ С УЧЕТОМ ВНЕШНЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

В.Ф.Бурнашев, З.Д.Кайтаров
Самаркандский государственный университет имени Шарофа Рашидова
E-mail: vladimir.burnash@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрен вопрос численного моделирования процесса многофазной фильтрации в деформируемой пористой среде с учетом внешнего воздействия. Разработана математическая модель и численный алгоритм ее реализации. Исследовано влияние деформации среды на процесс многофазной фильтрации. Кроме того, с учетом деформации окружающей среды изучалось влияние давления на нефтяных скважинах на процесс добычи нефти. Показано, что для обеспечения производительности скважин добывающих нефть необходимо учитывать деформацию окружающей среды.

Ключевые слова: деформация, насыщенность, пористость, окрестность скважины, проницаемость, фаза,фильтрация.

Numerical study of multi-phase filtration in a deformable porous medium taking into account the effect of external forces

Abstract. The paper considers the issue of numerical simulation of the process of multiphase filtration in a deformable porous medium, taking into account the influence of external forces. A mathematical model and a numerical algorithm for its implementation have been developed. The effect of medium deformation on the process of multiphase filtration has been studied. In addition, taking into account the deformation of the environment, the influence of pressure in oil wells on the process of oil production was studied. It is shown that to ensure the productivity of oil producing wells, it is necessary to take into account the deformation of the environment.

Key words: deformation, saturation, porosity, well vicinity, permeability, phase, filtration.

Tashqi ta’sirni hisobga olgan holda deformatsiyalanuvchi g‘ovak muhitda ko‘p fazali filtratsiya jarayonini sonli tahlil qilish

Аннотация. Maqolada tashqi ta’sirlarni hisobga olgan holda deformatsiyalanuvchi g‘ovak muhitda ko‘p fazali sizish jarayonini sonli modellashtirish masalasi qaralgan. Matematik model va uni amalga oshirishning sonli algoritmi ishlab chiqilgan. Muhit deformatsiyasining ko‘p fazali sizish jarayoniga ta’siri o‘rganildi. Bundan tashqari, atrof-muhitning deformatsiyasini hisobga olgan holda, neft quduqlaridagi bosimning neft qazib olish jarayoniga ta’siri o‘rganildi. Neft quduqlarining unumdorligini ta'minlash uchun atrof-muhitning deformatsiyasini hisobga olish kerakligi ko'rsatildi.

Kalit so’zlar: deformatsiya, to’yinganlik, g’ovaklik, neft qudug’i atrofi, o’tkazuvchanlik, faza, sizish.

Введение. Моделирование течения вязкой жидкости в пористой деформируемой среде имеет множество практических приложений в различных областях [1]. Ранние исследования рассматривали течение жидкости через уплотненные участки песка [2,3]. Позднее эти работы были расширены за счет учета анизотропии сжимаемой среды [4] и рассмотрения распространения волн в деформируемой среде [1].

Позднее эта теория была применена к биологическим тканям [5]. Позднее эти работы были применены к модели течения жидкости через артериальную ткань на примере радиального течения вдоль пористых стенок цилиндра[6]. Эта теория применялась и к вопросу о смазке диартрозных суставов, например, коленного [7,8].

В статье [9] рекомендуется использовать модель деформируемой пористой среды при производстве композиционных материалов методом прессования.

Разработка перспективных расчетных моделей сжимаемых многофазных течений представляет интерес для ряда научных и инженерных дисциплин и многих областей промышленности. Хотя в последние годы были предприняты интенсивные усилия по моделированию многофазных течений, многие фундаментальные физические, математические

и вычислительные проблемы остаются нерешенными. Классический подход к разработке многофазных моделей состоит в том, чтобы рассматривать многофазный поток как совокупность взаимодействующих континуумов и предполагать, что поведение каждой фазы может быть описано как средняя сплошная среда, подчиняющаяся законам сохранения массы. импульс и энергия, а межфазное взаимодействие учитывается дифференциальными и алгебраическими исходными членами в законах сохранения фаз [10].

Численное моделирование фильтрации флюидов в насыщенной деформируемой пористой среде выполнено гибридным методом с использованием решеточных методов Больцмана (LBM) и методов конечных элементов (FEM) [11, 12].

Предложена нелинейная модель течения смеси сжимаемых жидкостей в пористой среде с учетом конечных деформаций и тепловых эффектов. Модель разрабатывалась для решения задач, возникающих при изучении гидродинамических процессов на разных масштабах. Рассмотрена эволюция волновых полей в неоднородных насыщенных пористых средах [13]. В [14] теоретически и экспериментально исследовано течение жидкости через деформируемую пористую среду в одномерной конфигурации, которая оказывает вязкое сопротивление твердой матрице и вызывает ее деформацию. Получена общая теоретическая модель, и предсказания модели хорошо согласуются с экспериментальными измерениями.

В [15] для эффективного и удобного моделирования реальной пористой среды использовалась модель бидисперсной пористой среды, созданная путем цифровой реконструкции изображения. Модель термогидромеханики, построенная на основе уравнений Навье-Стокса и дифференциальных уравнений напряжений, решается методом конечных элементов.

В статье [16] рассмотрено численное решение математической модели движения и взаимодействия частиц в многокомпонентной плазме на примере электродугового синтеза углеродных наноструктур, а для реализации расчетов использован метод крупных частиц. Использование метода крупных частиц позволяет снизить объем вычислений и требования к аппаратным ресурсам, не влияя на точность численных расчетов. В статье [17] исследуется устойчивость численных схем модифицированного метода «крупных частиц» для процесса нестационарной неизотермической многофазной фильтрации. Для схемы модифицированного метода «крупных частиц» в целом получены критерии устойчивости.

Упомянутые ранее подходы и алгоритмы совместного моделирования изменений напряженно-деформированного состояния пористых сред имеют систематические недостатки.

В данной работе исследуются изменения характеристик двухфазного течения, происходящие в среде при различных давлениях в нефтяных скважинах.

Постановка задачи. Рассмотрим нефтяной пласт вскрытый двымя добывающими скважинами. Предположим, что в процессе фильтрации в деформируемой пористой среде участвуют нефтяная и водная фазы.

Математическая модель двухфазной фильтрации в деформируемой пористой среде имеет следующий вид:

Закон сохранения массы для нефтяной фазы

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(m\rho_o s_o\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\rho_o u_o\right)=0 \qquad (1)$$

где s_o- насыщенность порового пространства нефтью, ρ_o- плотность нефтяной фазы, m – пористость, u_o – скорость нефтяной фазы.

Закон сохранения массы для водной фазы

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(m\rho_w s_w\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\rho_w u_w\right)=0 \qquad (2)$$

где s_w- насыщенность порового пространства водой, ρ_w- плотность водной фазы, u_w – скорость водной фазы.

Положим $\rho_o = const,\ \rho_w = const$ и перепишем уравнение (1) - (2) в следующем виде.

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(ms_o\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(u_o\right)=0, \qquad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(ms_w)+\frac{\partial}{\partial x}(u_w)=0, \qquad (4)$$

Скорости фильтрации фаз по закону Дарси

$$u_o=-\frac{Kk_o}{\mu_o}\frac{\partial p}{\partial x},\quad u_w=-\frac{Kk_w}{\mu_w}\frac{\partial p}{\partial x}, \qquad (5)$$

где K, k_o, k_w – абсолютная и относительные фазовые проницаемости, μ_o - вязкость нефти, μ_w - вязкость воды, p – давление.

Изменение пористости [18]

$$m=m_0+\beta_m(p-p_0), \qquad (6)$$

где p_0 –фиксированная давления, m_0 – коэффициент пористости при $p=p_0$, β_m –коэффициент упругости пласта.

Изменение абсолютной проницаемости

$$K=K_0(1-a_K(p_0-p)), \qquad (7)$$

где a_K – коэффициент проницаемости, K_0 – начальная абсолютная проницаемость

Добавим к системе уравнений очевидное равенство

$$s_o+s_w=1, \qquad (8)$$

зависимости для вязкостей

$$\mu_o=const,\quad \mu_w=const \qquad (9)$$

и относительных фазовых проницаемостей[18]

$$k_o=\begin{cases}\left(\dfrac{0{,}85-s_w}{0{,}8}\right)^{2{,}8}\cdot(1+2{,}4\cdot s_w), & 0\le s_w\le 0{,}85,\\ 0, & 0{,}85\le s_w\le 1;\end{cases} \qquad (10)$$

$$k_w=\begin{cases}0, & 0\le s_w\le 0{,}85,\\ \left(\dfrac{s_w-0{,}2}{0{,}8}\right)^{3{,}5}, & 0{,}85\le s_w\le 1;\end{cases}. \qquad (11)$$

Для вывода уравнения для давления просуммируем уравнения (3)-(4). В результате получим

$$\frac{\partial}{\partial t}[m(s_o+s_w)]+\frac{\partial}{\partial x}(u_o+u_w)=0.$$

Или, так как $s_o+s_w=1$, то

$$\frac{\partial m}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}(u_o+u_w)=0.$$

Поскольку $m = m(p)$, то

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \frac{\partial m}{\partial x}\frac{\partial p}{\partial t}$$

и учитывая, что $m = m_0 + \beta_m(p - p_0)$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t}(m_0 + \beta_m(p + p_0)) = \beta_m \frac{\partial p}{\partial t}.$$

Окончательно уравнение давления примет вид

$$\beta_m \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left[\left(\frac{Kk_0}{\mu_0} + \frac{Kk_w}{\mu_w}\right)\frac{\partial p}{\partial x}\right] \tag{12}$$

Задавая начальные

$$p(x,0) = p^0, \quad s_o(x,0) = s_o^0, \quad s_w(x,0) = s_w^0 \tag{13}$$

и граничные условия

$$\begin{aligned} &p(0,t) = p_0, \ p(l_1,t) = p_1^*, \quad p(l_2,t) = p_2^*, \quad p(L,t) = p_0 \\ &s_o(0,t) = s_o^*, \ s_w(0,t) = s_w^*, \quad s_o(L,t) = s_o^{**}, \ s_w(L,t) = s_w^{**}, \end{aligned} \tag{14}$$

где l_1 – координата первой скважин, l_2 –координата второй скважины, L –длина области фильтрации, p_1^* – забойное давление первой скважины, p_2^* – забойное давление второй скважины, s_o^* и s_w^* –нефтенасыщенность и водонасыщенность на левой границе, s_o^{**} и s_w^{**} – нефтенасыщенность и водонасыщенность на правой границе, получим замкнутую систему уравнений (3) – (14), описывающих двухфазную фильтрацию в деформируемой пористой среде.

Метод решения. Для решения задачи (3)-(14) воспользуемся методом крупных частиц [19].

Введем эйлерову сетку

$$\Omega_{th} = \left\{ t_{j-1} = t_j - \tau, \quad j = \overline{1,T}; \quad x_{i-1} = x_i - h, \quad i = \overline{1,N} \right\}.$$

Среда моделируется системой жидких частиц, соответствующих данному моменту времени ячейке эйлеровой сетки. Разобьем расчет каждого шага по времени на два этапа [18]:

Этап 1. Игнорируем эффекты, связанные со смещением элементарной ячейки. Аппроксимируем уравнения (3) – (14) в дискретном пространстве.

$$\begin{aligned} \beta_m \frac{\tilde{p_i} - p_i^k}{\tau} = \frac{1}{h^2}\Bigg\{ &\left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0} + \frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i+\frac{1}{2}}^k \cdot \tilde{p_{i+1}} - \\ &-\left\{\left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0} + \frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i+\frac{1}{2}} + \left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0} + \frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i-\frac{1}{2}}\right\}^k \cdot \tilde{p_i} + \left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0} + \frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i-\frac{1}{2}}^k \cdot \tilde{p_{i-1}}\Bigg\} \end{aligned} \tag{15}$$

$$A_i \cdot \tilde{p_{i-1}} - B_i \cdot \tilde{p_i} + C_i \cdot \tilde{p_{i+1}} = -F_i \tag{16}$$

где

$$A_i = \frac{\tau}{\beta_m h^2}\left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0} + \frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i-\frac{1}{2}}^k$$

$$B_i = 1 + \frac{\tau}{\beta_m h^2}\left\{\left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0}+\frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i-\frac{1}{2}}^{k} + \left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0}+\frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i+\frac{1}{2}}^{k}\right\}$$

$$C_i = \frac{\tau}{\beta_m h^2}\left[K\left(\frac{k_0}{\mu_0}+\frac{k_w}{\mu_w}\right)\right]_{i+\frac{1}{2}}^{k}$$

$$F_i = p_i^k$$

Решаем систему трехдиагональных линейных уравнений (16) методом прогонки. Рассчитываем коэффициенты прогонки по следующей формуле

$$\begin{cases} \alpha_{i+1} = \dfrac{C_i}{B_i - A_i\alpha_i}, & i = \overline{1,N} \\ \beta_{i+1} = \dfrac{F_i + A_i \cdot \beta_i}{B_i - A_i\alpha_i}, & i = \overline{1,N} \end{cases} \tag{17}$$

Рассчитываем давление по найденным коэффициентам следующим образом

$$\tilde{p_i} = \alpha_{i+1} \cdot \tilde{p_{i+1}} + \beta_{i+1}. \tag{18}$$

Из граничных условий находим

$$\alpha_1 = 0, \quad \beta_1 = p_0$$
$$p(0,t) = p_0, \qquad p(L,t) = p_0$$
$$p(l_1,t) = p_1^*, \qquad p(l_2,t) = p_2^*.$$

Определяем скорость фильтрации по значениям найденного давления в

$$(u_o)_{i+\frac{1}{2}}^{\sim} = -\left(\frac{Kk_o}{\mu_o}\right)_i^{\sim}\frac{\tilde{p_i} - \tilde{p_{i+1}}}{h}, \quad (u_w)_{i+\frac{1}{2}}^{\sim} = -\left(\frac{Kk_w}{\mu_w}\right)_i^{\sim}\frac{\tilde{p_i} - \tilde{p_{i+1}}}{h}$$

Этап 2. Находим значения пористости, насыщенности и проницаемости на текущем временном слое

$$m_i^{k+1} = m_0 + \beta_m\left(\tilde{p_i} - p_0\right)$$

$$(s_o)_i^{k+1} = \frac{1}{m_i^{k+1}}\left[m_i^{k+1}(s_o)_i^k + \frac{(u_o)_{i-1/2}^{\sim} - (u_o)_{i+1/2}^{\sim}}{h}\tau\right]$$

$$(s_w)_i^{k+1} = 1 - (s_o)_i^{k+1}$$

$$(k_o)_i^{k+1} = \begin{cases} \left(\dfrac{0{,}85 - (s_w)_i^{k+1}}{0{,}8}\right)^{2{,}8} \cdot \left(1 + 2{,}4 \cdot (s_w)_i^{k+1}\right), & 0 \le (s_w)_i^{k+1} \le 0{,}85, \\ 0 & 0{,}85 \le (s_w)_i^{k+1} \le 1; \end{cases}$$

$$(k_w)_i^{k+1} = \begin{cases} 0 & 0 \le (s_w)_i^{k+1} \le 0{,}85, \\ \left(\dfrac{(s_w)_i^{k+1} - 0{,}2}{0{,}8}\right)^{3{,}5}, & 0{,}85 \le (s_w)_i^{k+1} \le 1; \end{cases}$$

$$K_i^{k+1} = K_0\left(1 - a_K\left(\tilde{p_i} + p_0\right)\right)$$

После получения значений необходимых параметров переходим на следующий временной слой и так далее.

Результаты и обсуждение. Для исследования напряженно-деформированного состояния насыщенной пористой среды были проведены вычислительные эксперименты при следующих значениях параметров:

$m_0 = 0.03$, $K_0 = 4.8 \cdot 10^{-15}\, м^2$, $(s_o)_0 = 0.6$, $(s_w)_0 = 0.4$, $p_0 = 10^6\, Па$, $p^0 = 10^6\, Па$, $p_1^* = 10^5\, Па$, $p_2^* = 10^5\, Па$, $(s_o)^* = 0.6$, $(s_w)^* = 0.4$, $(s_o)^{**} = 0.6$, $(s_w)^{**} = 0.4$, $\mu_o = 1.3 \cdot 10^{-3}\, Па \cdot с$, $\mu_w = 1.768 \cdot 10^{-6}\, Па \cdot с$, $\beta_m = 10^{-9}\, Па^{-1}$, $l_1 = 90\, m$, $l_2 = 270\, m$

Результаты расчета представлены на рисунках 1-9.

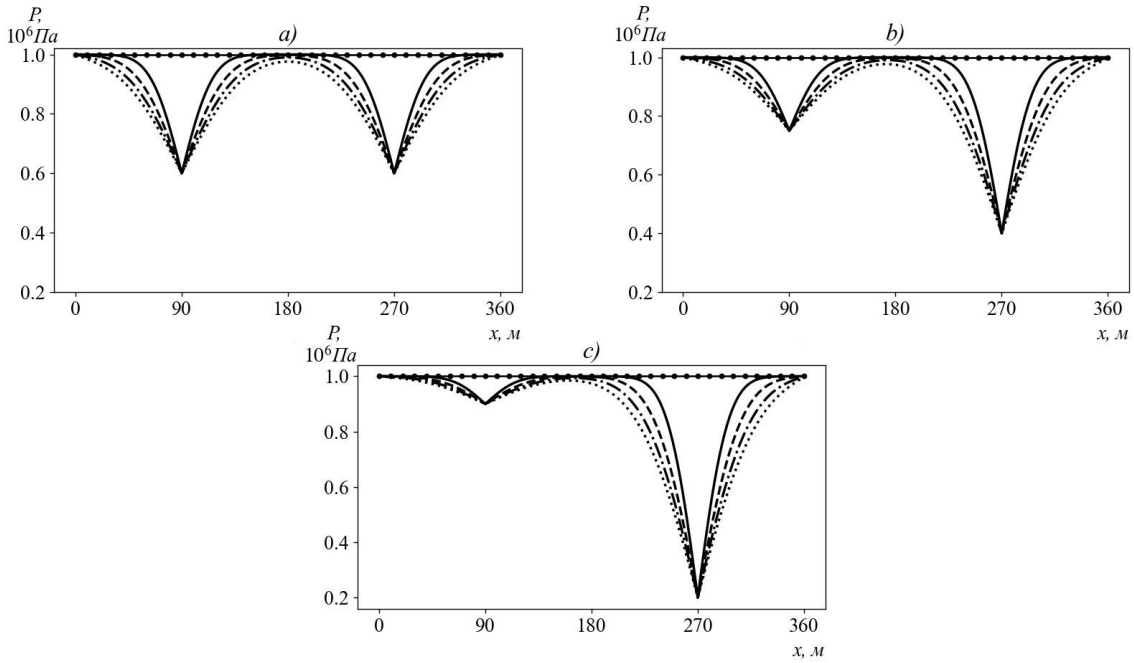


Рис 1. Влияние забойного давления скважин на распределение давления в пласте
t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток
a) $p_1^* = 6 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 6 \cdot 10^5$, *b)* $p_1^* = 7{,}5 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 4 \cdot 10^5$, *c)* $p_1^* = 9 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 2 \cdot 10^5$.

На рис. 1 показано изменение распределения давления в пласте при различных забойных давлениях скважин. Увеличение забойного давления скважин приводит к уменьшению перепада давления как вокруг них так и между ними.

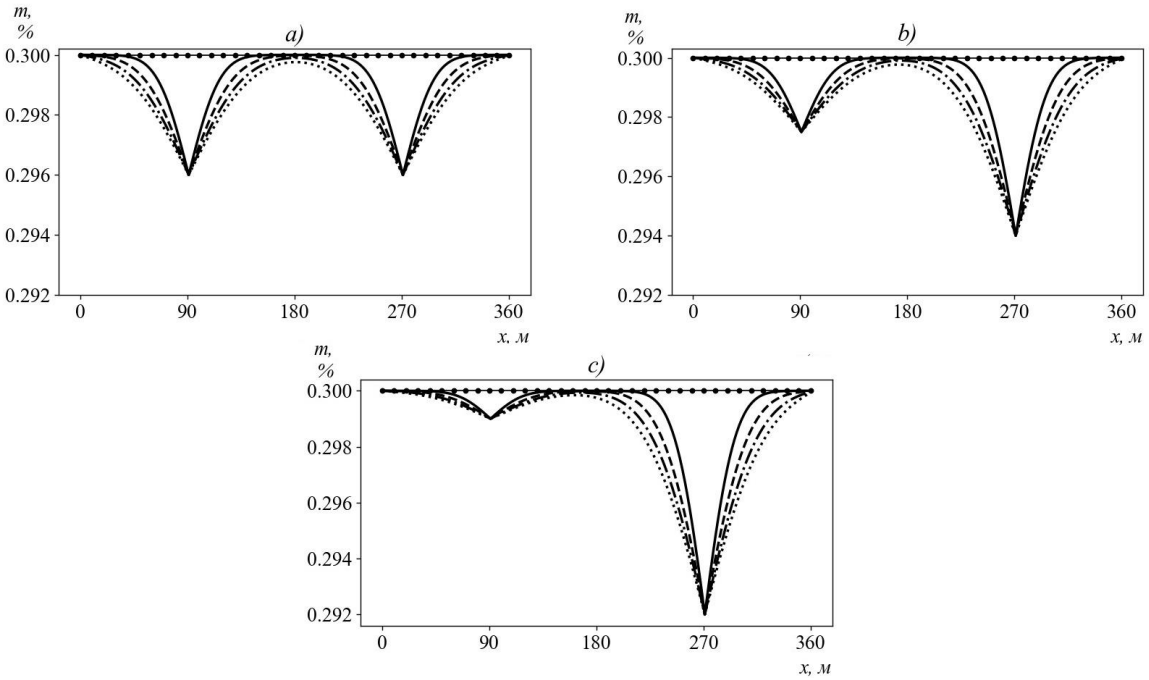


Рис 2.Влияние забойного давления скважин на пористость

t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

a) $p_1^* = 6 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 6 \cdot 10^5$, *b)* $p_1^* = 7{,}5 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 4 \cdot 10^5$, *c)* $p_1^* = 9 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 2 \cdot 10^5$.

На рис. 2 показано изменение пористости среды при различных забойных давлениях скважин. За счет более низкого давления на второй скважине пористость в ее окрестности уменьшается больше, чем в окрестности первой скважины.

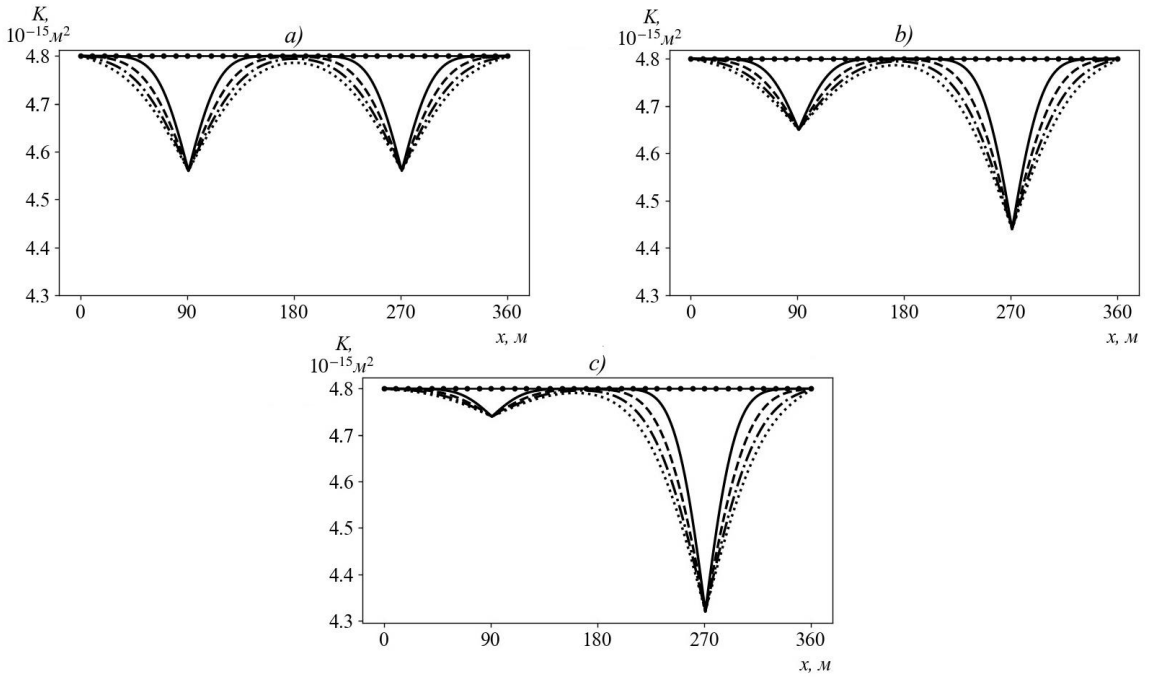


Рис 3.Влияние забойного давления скважин на проницаемость пласта

t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

a) $p_1^* = 6 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 6 \cdot 10^5$, *b)* $p_1^* = 7{,}5 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 4 \cdot 10^5$, *c)* $p_1^* = 9 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 2 \cdot 10^5$.

На рис. 3 показано изменение проницаемости в пласте при забойных давлениях скважин. За счет более низкого давления на второй скважине происходит резкое снижение проницаемости в ее окрестности по сравнению с проницаемостью в окрестности первой скважины.

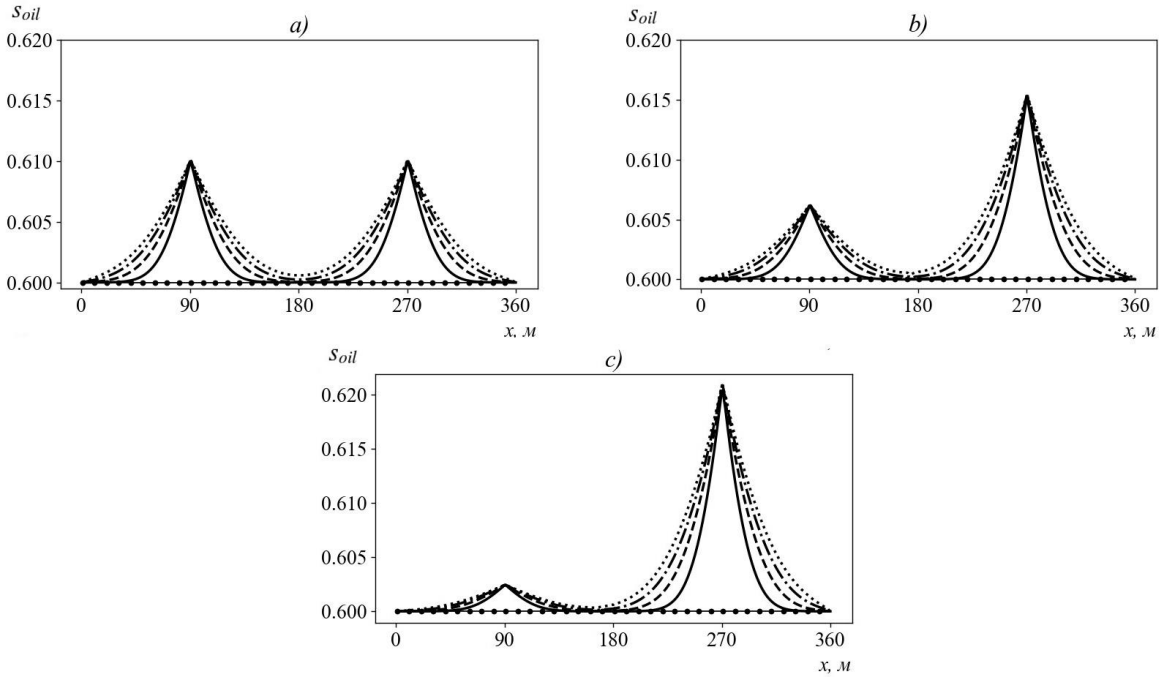


Рис 4.Влияние забойного давления скважин на нефтенасыщенность
t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

a) $p_1^* = 6 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 6 \cdot 10^5$, *b)* $p_1^* = 7{,}5 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 4 \cdot 10^5$, *c)* $p_1^* = 9 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 2 \cdot 10^5$.

На рис. 4 показано изменение нефтенасыщенности пласта при различных забойных давлениях скважин. Нефтенасыщенность в окрестности второй скважины значительно больше, чем в окрестности первой скважины, за счет перепада давления.

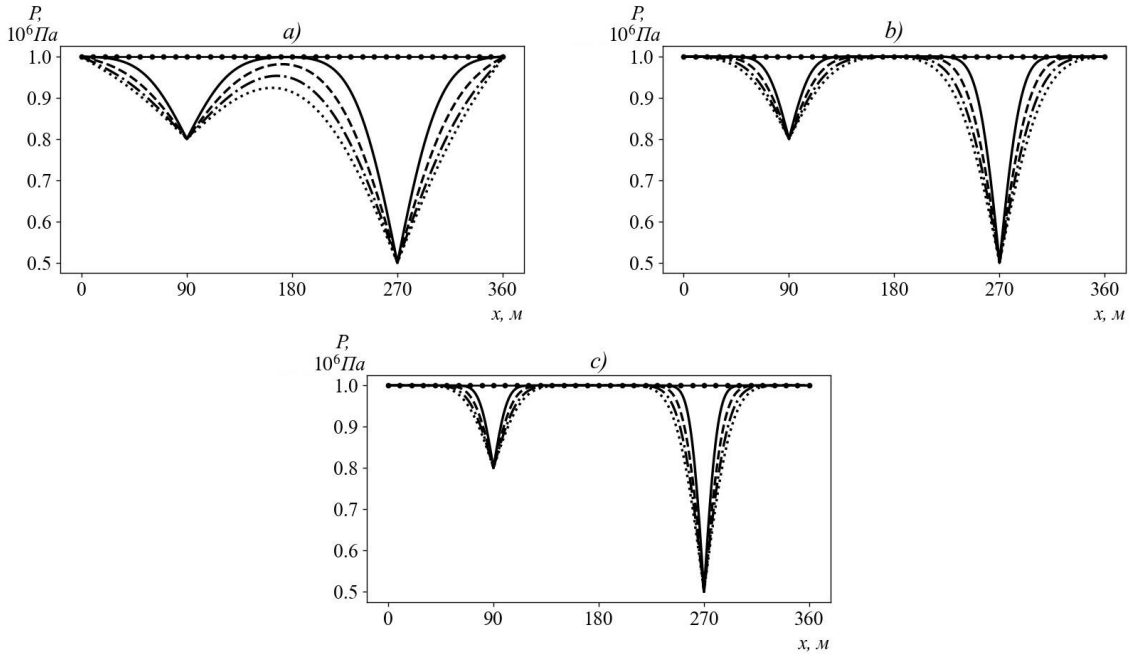


Рис 5. Влияние коэффициента упругости пласта на распределение давления в пласте
t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

$p_1^* = 8 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 5 \cdot 10^5$

a) $\beta_M = 5 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}$ *b)* $\beta_M = 2 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}$ *c)* $\beta_M = 5 \cdot 10^{-8}\ Па^{-1}$

На рис. 5 показано изменение распределения давления в пласте при различных значении коэффициент упругости пласта. Увеличение значения коэффициента упругости пласта приводит к меньшему распространению профиля давления.

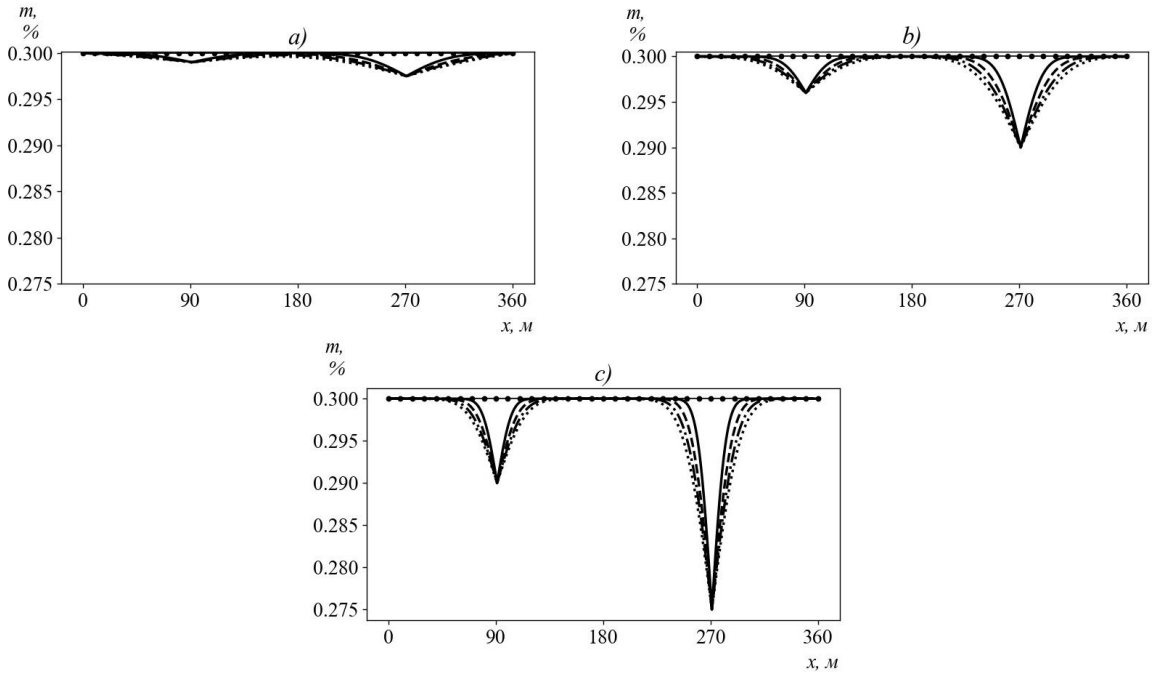


Рис 6. Влияние коэффициента упругости пласта на пористость

t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

$p_1^* = 8 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 5 \cdot 10^5$

a) $\beta_M = 5 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}$ *b)* $\beta_M = 2 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}$ *c)* $\beta_M = 5 \cdot 10^{-8}\ Па^{-1}$

На рис. 6 показано изменение пористости среды при различных значении коэффициент упругости пласта. За счет более низкого давления на второй скважине пористость в ее окрестности уменьшается больше, чем в окрестности первой скважины.

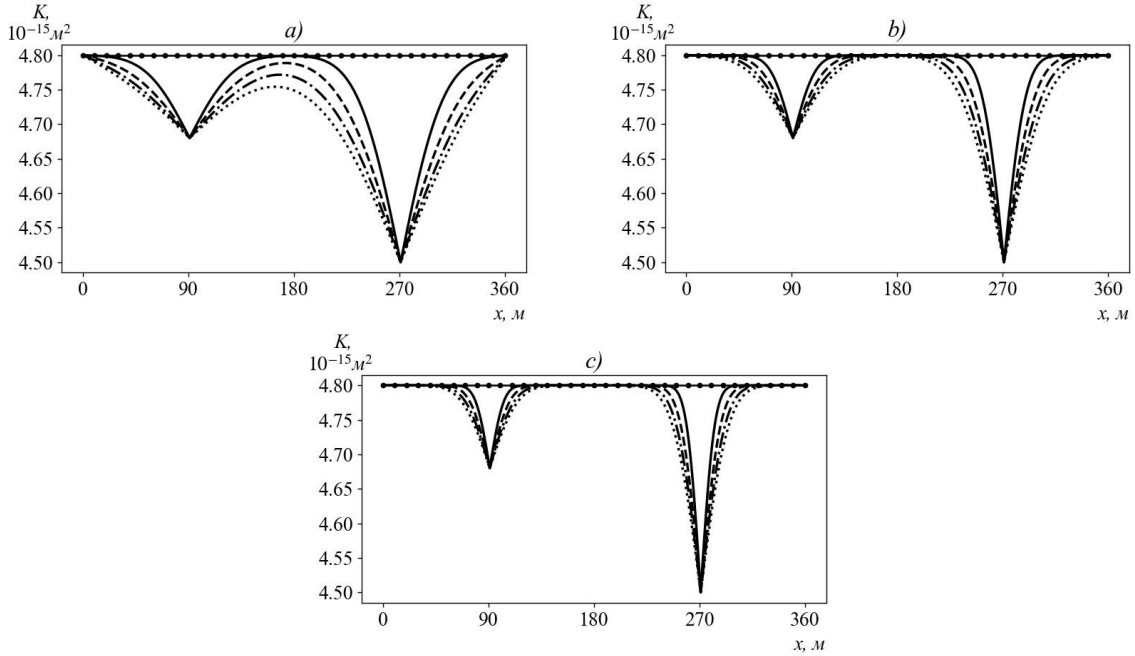


Рис 7.Влияние коэффициента упругости пласта на проницаемость пласта

t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

$p_1^* = 8 \cdot 10^5$ и $p_2^* = 5 \cdot 10^5$

a) $\beta_M = 5 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}$ *b)* $\beta_M = 2 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}$ *c)* $\beta_M = 5 \cdot 10^{-8}\ Па^{-1}$

На рис. 7 показано изменение проницаемости в пласте при различных значении коэффициент упругости пласта. За счет более низкого давления на второй скважине

происходит резкое снижение проницаемости в ее окрестности по сравнению с проницаемостью в окрестности первой скважины.

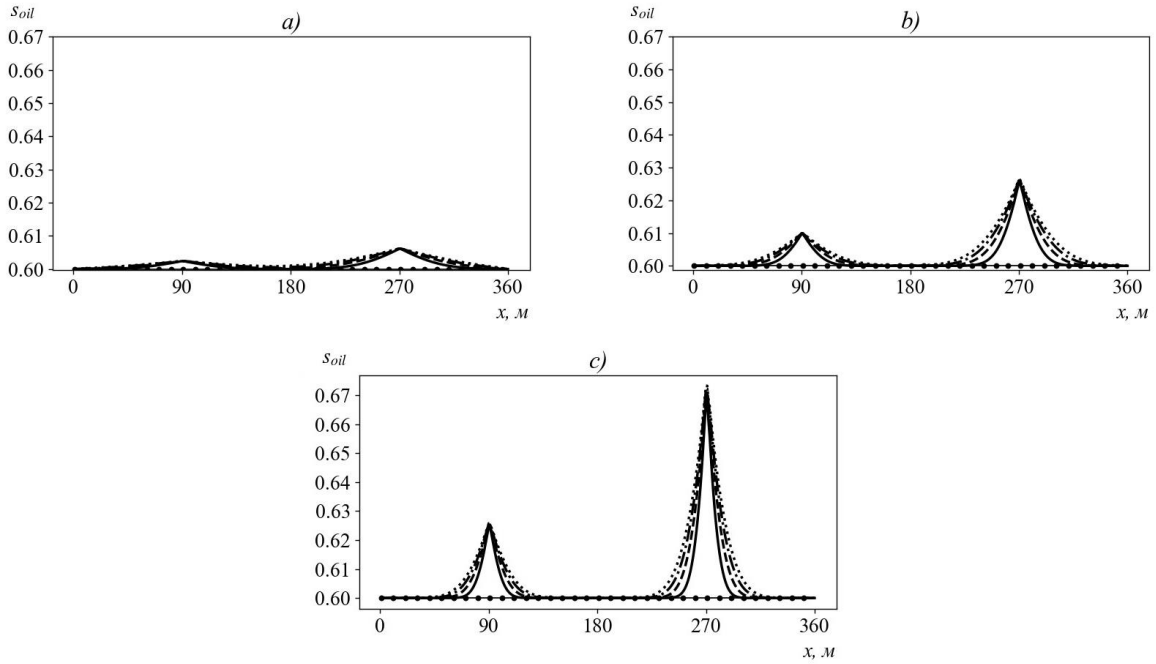


Рис 8.Влияние коэффициента упругости пласта на нефтенасыщенность
t=0, t=7 суток, t=14 суток, t=21 суток, t=30 суток

$$p_1^* = 8 \cdot 10^5 \quad \text{и} \quad p_2^* = 5 \cdot 10^5$$

$$a)\ \beta_M = 5 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}\ \ b)\ \beta_M = 2 \cdot 10^{-9}\ Па^{-1}\ c)\ \beta_M = 5 \cdot 10^{-8}\ Па^{-1}$$

На рис. 8 показано изменение нефтенасыщенности пласта при различных значении коэффициент упругости пласта. Нефтенасыщенность в окрестности второй скважины значительно больше, чем в окрестности первой скважины, за счет перепада давления.

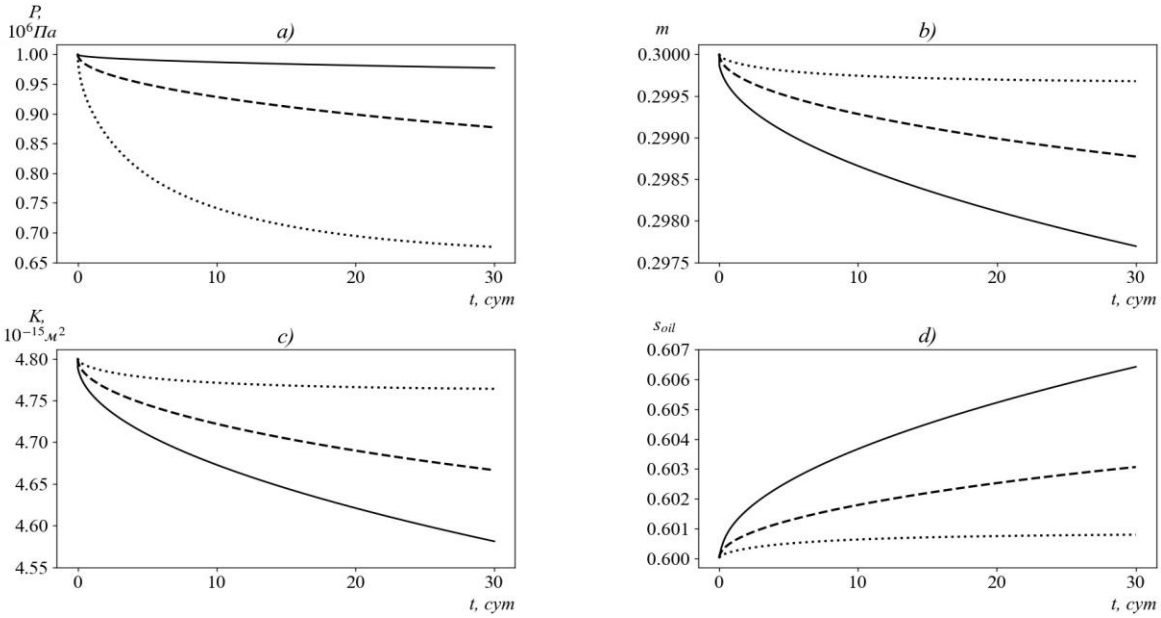


Рис 9. Динамика изменения средних значений гидродинамических показателей пласта при

$$p(l_2, t) = 8 \cdot 10^5\ Па$$

$p(l_1, t) = 6 \cdot 10^5\ Па$, $p(l_1, t) = 4 \cdot 10^5\ Па$, $p(l_1, t) = 2 \cdot 10^5\ Па$.

a)динамика изменения давления пласта, b)динамика изменения пористости пласта, c)динамика изменения абсолютной проницаемости пласта, d) динамика изменения нефтенасыщенностью

На рис. 9 показано влияние забойного давления скважин на распределение средних значений давления, пористости проницаемости и нефтенасыщенности пласта. С увеличением разности забойных давлений скважин наблюдается более резкое изменение средних по пласту значений давления, пористости и проницаемости во времени.

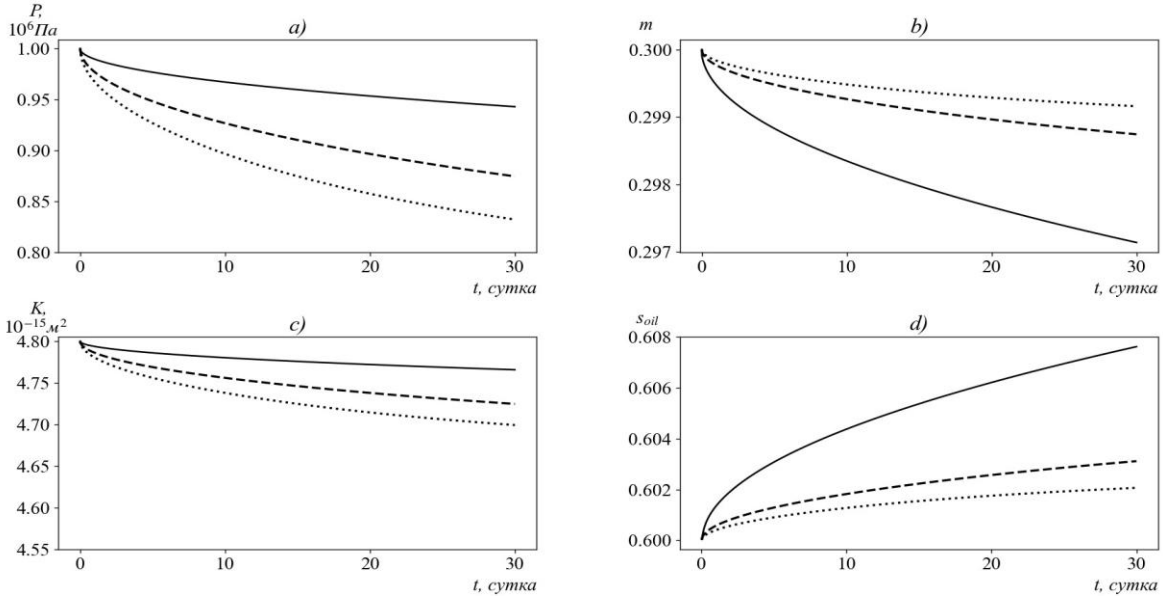


Рис 10. Динамика изменения средних значений гидродинамических показателей пласта

при $p(l_2,t)=8\cdot10^5\ Па$, $p(l_1,t)=5\cdot10^5\ Па$, $K=K_0(1-a_K(p_0-p))$,

—— $\beta_M=5\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$, ---- $\beta_M=10^{-8}\ Па^{-1}$, ····· $\beta_M=10^{-9}\ Па^{-1}$.

a)динамика изменения давления пласта, b)динамика изменения пористости пласта, c)динамика изменения абсолютной проницаемости пласта, d) динамика изменения нефтенасыщенностью

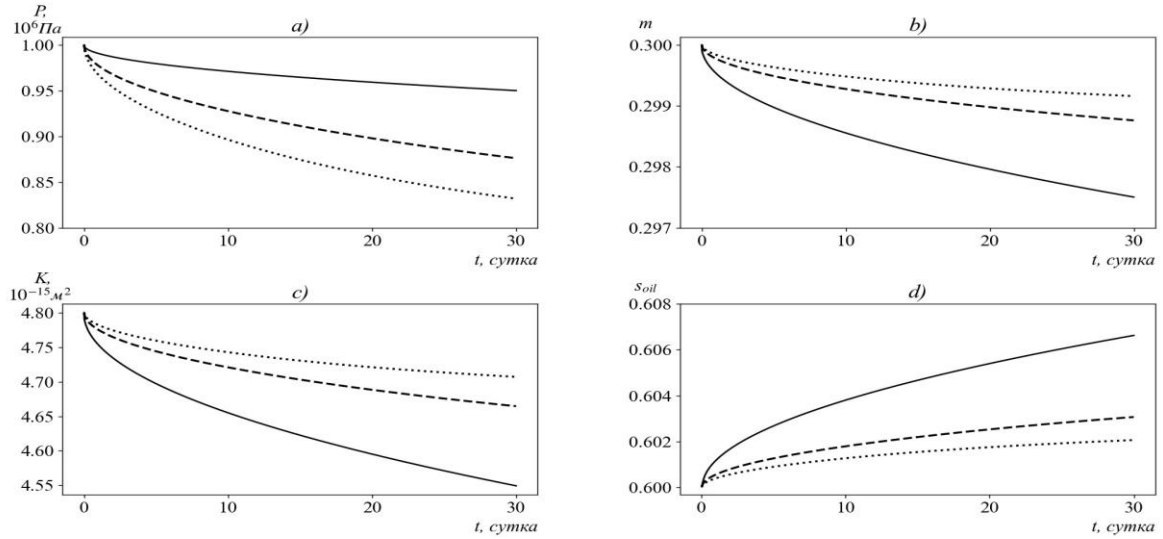


Рис 11. Динамика изменения средних значений гидродинамических показателей пласта

при $p(l_2,t)=8\cdot10^5\ Па$, $p(l_1,t)=5\cdot10^5\ Па$, $K=K_0\left(\frac{m}{m_0}\right)^n$,

—— $\beta_M=5\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$, ---- $\beta_M=10^{-8}\ Па^{-1}$, ····· $\beta_M=10^{-9}\ Па^{-1}$.

a)динамика изменения давления пласта, b)динамика изменения пористости пласта, c)динамика изменения абсолютной проницаемости пласта, d) динамика изменения нефтенасыщенностью

На рисунках 10 и 11 показана динамика влияния коэффициента сжимаемости среды на распределение давления, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пласта. Увеличение значения коэффициента сжимаемости среды замедляет динамику среднего

давление пласта и ускоряет уменьшение пористости среды. При определении проницаемости среды по выражению ее зависимости от пластового давления (рис. 10) было замечено, если увеличение значения коэффициента сжимаемости среды приводит к уменьшению проницаемости, то при ее используется как отношение зависимости от пористости среды (рис. 10), наблюдается ускорение снижения проницаемости. Увеличение значения коэффициента сжимаемости привело к ускорению роста нефтенасыщенности на рассматриваемом участке пласта.

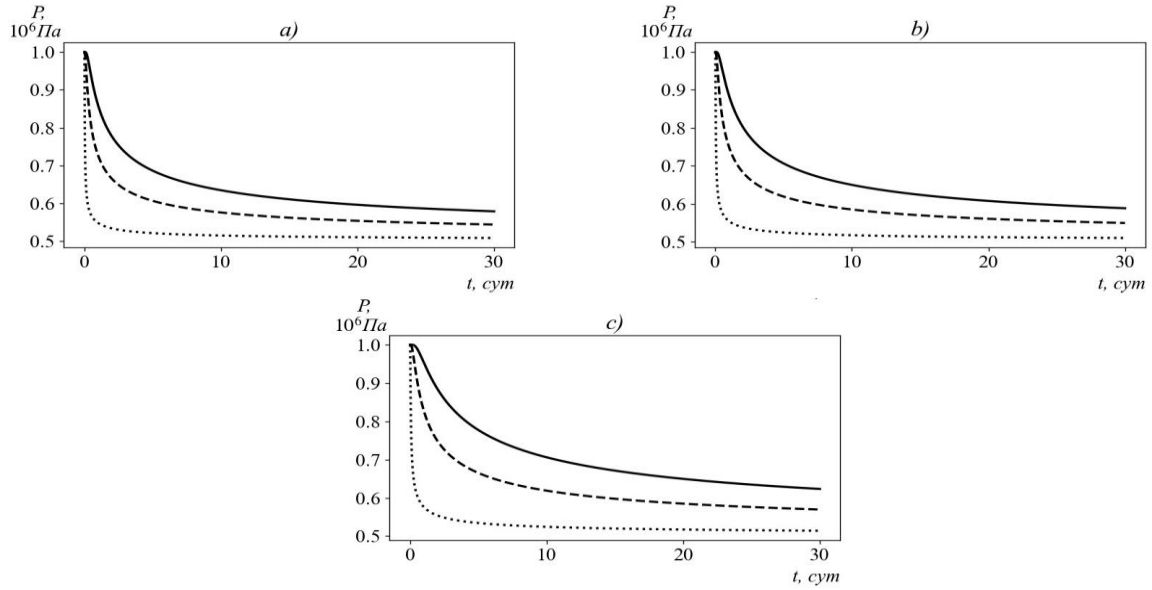


Рис 12.Динамика изменения давления при различных значениях коэффициента сжимаемости среды

—— $x=81м$, ---- $x=85м$, ····· $x=89м$ a) $\beta_M=2\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$ b) $\beta_M=10^{-8}\ Па^{-1}$ c) $\beta_M=8\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$

На рис. 12 представлена динамика изменения давления в окрестности первой скважины (в точках 81 метров, 85 метров и 89 метров) при разных значениях коэффициента сжимаемости среды. При уменьшении значения коэффициента сжимаемости среды наблюдается сначала быстрое уменьшение давления, с последующей стабилизацией. При больших его значениях наблюдается более медленное изменение поля давления.

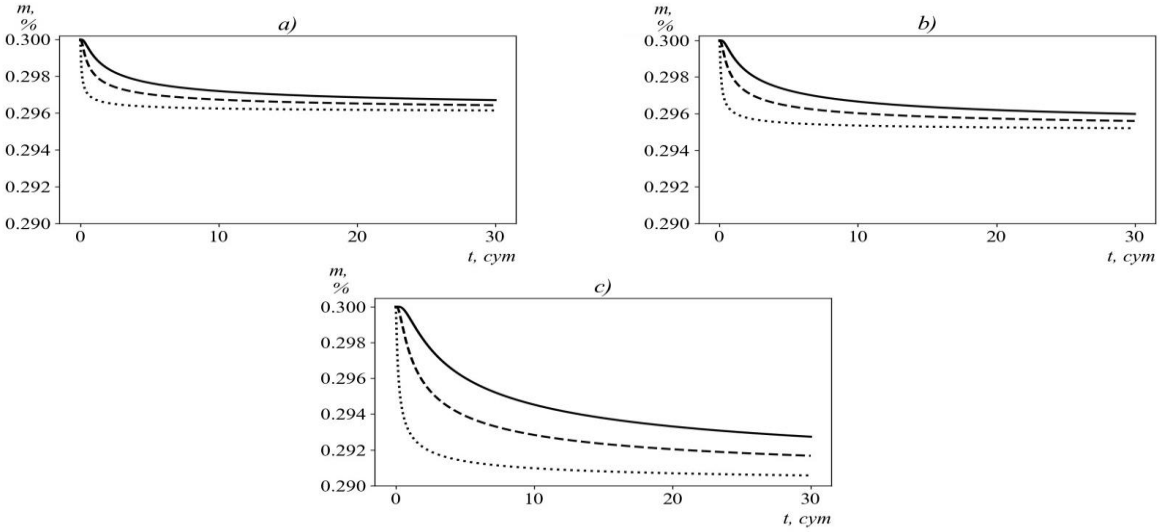


Рис 13.Динамика изменения пористости при различных значениях коэффициента сжимаемости среды

—— $x=81м$, ---- $x=85м$, ····· $x=89м$ a) $\beta_M=2\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$ b) $\beta_M=10^{-8}\ Па^{-1}$ c) $\beta_M=8\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$

На рис. 13 представлена динамика изменения пористости среды в окрестности первой скважины (в точках 81 метров, 85 метров и 89 метров) при различных значениях коэффициента сжимаемости среды. Согласно ему, при увеличении значения коэффициента сжимаемости среды наблюдалось резкое снижение пористости.

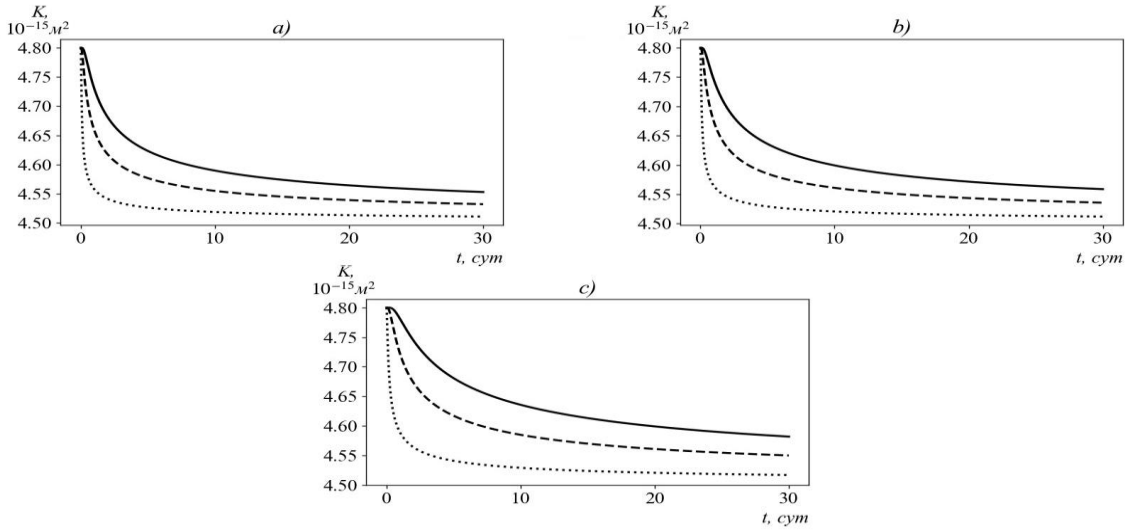


Рис 14.Динамика изменения проницаемости при различных значениях коэффициента сжимаемости среды

—— $x=81м$, - - - - $x=85м$, ····· $x=89м$ a) $\beta_M = 2\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$ b) $\beta_M = 10^{-8}\ Па^{-1}$ c) $\beta_M = 8\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$

На рис. 14 представлена динамика изменения проводимости среды в окрестности первой скважины (в точках 80 метров и 85 метров) при различных значениях коэффициента сжимаемости среды. Согласно ему, с изменение значения коэффициента сжимаемости среды существенно влияет на проницаемость. Чем выше его значение тем оно существеннее.

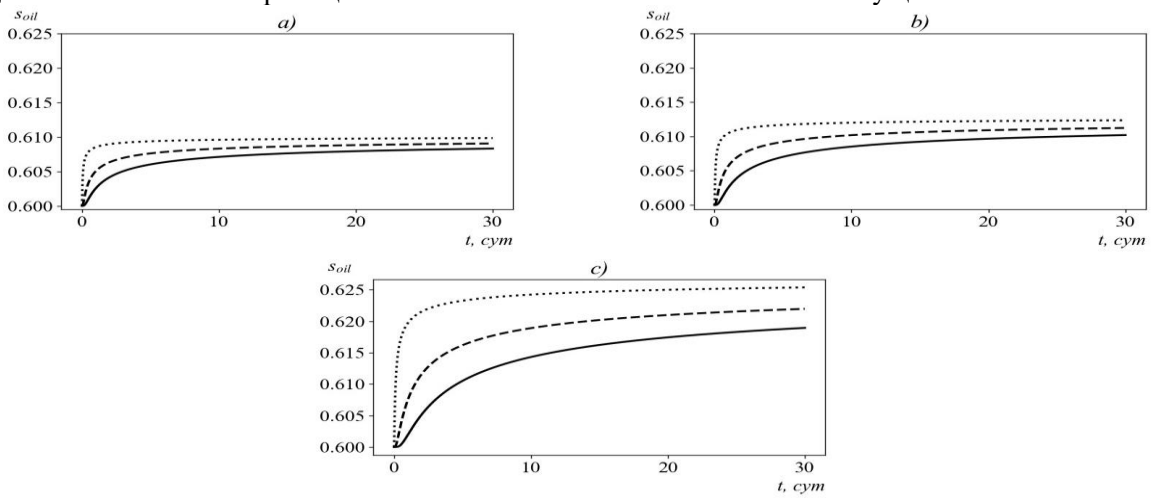


Рис 15.Динамика изменения нефтенасыщенности при различных значениях коэффициента сжимаемости среды

—— $x=81м$, - - - - $x=85м$, ····· $x=89м$ a) $\beta_M = 2\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$ b) $\beta_M = 10^{-8}\ Па^{-1}$ c) $\beta_M = 8\cdot10^{-8}\ Па^{-1}$

На рисунке 9 представлена динамика изменения нефтенасыщенности в окрестности первой скважины (в точках 81 метров, 85 метров и 89 метров) при различных значениях коэффициента сжимаемости среды. С увеличением значения коэффициента сжимаемости среды нефтенасыщенность сначала медленно увеличивается, а затем со временем уменьшается, а при малых его значениях ее изменение носит более резкий характер.

5. Заключение

В данной статье рассматривается задача математического моделирования процесса двухфазной фильтрации в деформируемой пористой среде с учетом влияния добывающих скважин. Для решения поставленной задачи разработан численный алгоритм с использованием метода крупных частиц. Результаты исследований показали, что увеличение разности забойных давлений скважин приводит к снижению продуктивности скважин, неравномерному изменению пористости как в окрестности скважин так и между ними, а так же существенное влияние на эти процессы коэффициента сжимаемости, то есть характеристик нефтяного пласта.

Литература

1. Biot M. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media // Journal of Applied Physics 33 (1962) 1482–1498.pp.
2. Terzaghi K. (1925) Erdbaumechanik auf Bodenphysikalischen Grundlagen. Wien, Deuticke.
3. Biot M. A. (1941) General theory of three-dimensional consolidation. J. Appl. Phys. 12, 155-164.
4. Biot M. A. (1955) Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid. J. Appl. Phys. 26, 182-185.
5. Kenyon D. E. (1976a) Transient filtration in a porous elastic cylinder. J. Appl. Mech. 98, 594-598.
6. Kenyon D. E. (1979) A mathematical model of water flux through aortic tissue. Bull. Math. Biology 41, 79-90.
7. Mow V. C. and Mansour J.M. (1977) The nonlinear interaction between cartilage deformation and interstitial fluid flow. J. Biomechanics 10, 31-39.
8. Kwan M. K., Lai W. M. and Mow V. C. (1990) A finite deformation theory for cartilage and other soft hydrated connective tissues - I. Equilibrium results. J. Biomechanics 23, 145-155.
9. Farina A., Cocito P., & Boretto G. (1997). Flow in deformable porous media: Modelling and simulations of compression moulding processes. Mathematical and Computer Modelling, 26(11), 1–15. doi:10.1016/s0895-7177(97)00220-3.
10. Ishii M. Thermo-fluid dynamic theory of two-phase flow, NASA STI/Recon Technical Report A 75 (1975), 29657.
11. Khan I., & Aidun C. K. (2010). Direct numerical simulation of saturated deformable porous media using parallel hybrid Lattice-Boltzmann and finite element method. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 86(12), 1379–1395. doi:10.1002/nme.3102.
12. Khan I., & Aidun C. K. (2015). Modeling the macroscopic behavior of saturated deformable porous media using direct numerical simulations. International Journal of Multiphase Flow, 71, 74–82. doi:10.1016/j.ijmultiphaseflow.2014.12.00310.1016/j.ijmultiphaseflow.2014.12.003.
13. Lyudmila Perepechko, Evgeniy Romenski, Galina Reshetova, Sergey Kireev, and Yury Perepechko. Modeling the multiphase flows in deformable porous media. MATEC Web of Conferences 115, 05004 (2017). 4p.
14. Duncan R. Hewitt, Japinder S. Nijjer., M. Grae Worster and Jerome A. Neufeld. Flow-induced compaction of a deformable porous medium. PHYSICAL REVIEW E 93, 023116 (2016). https://doi.org/10.1103/PhysRevE.93.023116.
15. Mou X., & Chen Z. (2020). Pore-scale simulation of heat and mass transfer in deformable porous media. International Journal of Heat and Mass Transfer, 158, 119878. doi:10.1016/j.ijheatmasstransfer.
16. Abramov G. V., & Gavrilov A. N. (2018). The application of the large particles method of numerical modeling of the process of carbonic nanostructures synthesis in plasma. Journal of Physics: Conference Series, 973, 012022. doi:10.1088/1742-6596/973/1/012022.
17. Абуталиев Ф.Б., Бурнашев В.Ф. Исследование устойчивости численных схем метода крупных частиц для нестационарной неизотермической многофазной фильтрации // Док. АН РУз, N 1, 1997. С. 19-25.
18. Басниев К.С., Кочин И. Н., Максимо В. М. Подземна гидромеханика: Учебнидлвузов.-М.: Недра, 1993.- 416 с: и ISBN 5-247-02323-4.
19. Белоцерковский О.М., Давыдов Ю.М. Метод крупных частиц в газовой динамике // М. Наука, 1982. 392 с.