

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.564
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
PIHII (Russia) = 0.126
ESJI (KZ) = 8.716
SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
PIF (India) = 1.940
IBI (India) = 4.260
OAJI (USA) = 0.350

SOI: [1.1/TAS](#) DOI: [10.15863/TAS](#)

International Scientific Journal Theoretical & Applied Science

p-ISSN: 2308-4944 (print) e-ISSN: 2409-0085 (online)

Year: 2019 Issue: 12 Volume: 80

Published: 30.12.2019 <http://T-Science.org>

QR – Issue



QR – Article



Nozim Muhammadrashitovich Kurbonov

Tashkent University of Information Technologies named after Muhammad Al-Khwarizmi
Associate Professor of the Department “Basics of Informatics”, Tashkent, Uzbekistan
nozim_kurbonov@mail.ru

Komila Ahmedovna Ibragimova

Tashkent University of Information Technologies named after Muhammad Al-Khwarizmi
Senior Lecturer of the Department “Basics of Informatics”, Tashkent, Uzbekistan
komila.ibragimova@inbox.ru

MATHEMATICAL MODELING OF THE PROBLEMS OF MULTIDIMENSIONAL THREE-PHASED FILTRATION

Abstract: The paper deals with development of mathematical model and computational algorithm for solving the problems of multidimensional three-phased filtration in porous medium. The developed mathematical software allows determining the operating time of payout bed depending on its length and thickness, the number of wells and their production rates. The developed mathematical model and computational algorithm can be used to analyze the functioning, operational management and forecasting the development of oil and gas fields under various conditions of stimulation and the adoption of specific practical recommendations.

Key words: mathematical model, numerical method, numerical simulation, filtration, liquid, oil, gas, water, porous media, fluid software tool.

Language: Russian

Citation: Kurbonov, N. M., & Ibragimova, K. A. (2019). Mathematical modeling of the problems of multidimensional three-phased filtration. *ISJ Theoretical & Applied Science*, 12 (80), 435-440.

Soi: <http://s-o-i.org/1.1/TAS-12-80-83> **Doi:**  <https://dx.doi.org/10.15863/TAS.2019.12.80.83>

Scopus ASCC: 2604.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАДАЧ МНОГОМЕРНОЙ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Аннотация: В работе приведены математическая модель и вычислительный алгоритм для решения задач многомерной трехфазной фильтрации в пористой среде. Разработанный математический инструментальный позволяет определять время эксплуатации пласта в зависимости от его длины и мощности, числа скважин и их дебитов. Разработанные математическая модель и вычислительный алгоритм могут быть использованы для анализа функционирования, оперативного управления и прогнозирования разработки нефтегазовых месторождений при различных условиях воздействия на пласт и принятия конкретных практических рекомендаций.

Ключевые слова: математическая модель, численный метод, вычислительный эксперимент, фильтрация, жидкость, нефть, газ, вода, пористая среда, флюид, программное средство.

Введение

В настоящее время все остро встаёт задача экономии энергоносителей, более точно эту проблему можно сформулировать, как создание систем управления рациональным использованием энергоресурсов. Нефтегазовые

месторождения, как один из основных источников добычи энергоносителей, требуют большого внимания, изучения и управления для определения путей увеличения конечной нефтегазоотдачи.

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.564
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
РИИЦ (Russia) = 0.126
ESJI (KZ) = 8.716
SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
PIF (India) = 1.940
IBI (India) = 4.260
OAJI (USA) = 0.350

Исследование многих из этих процессов вызывает необходимость создания адекватных математических моделей и алгоритмов расчета для определения динамического состояния и управления пластовых фильтрационных систем с учетом динамики переходных процессов.

Математическое моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений при совместной фильтрации трех фаз (газа, нефти и воды) в каждой точке пласта приводит к многомерным нелинейным уравнениям в частных производных с начальными внутренними и граничными условиями, решение которых даёт возможность прогнозировать состояние системы в реальном масштабе времени и оперативно управлять технологическими процессами разработки месторождения.

К настоящему времени, по рассматриваемой проблематике многими исследователями в мире получены значительные теоретические и практические результаты.

В работе [1] предлагается математическая модель течения в нано-пористых породах. Математическая модель предполагает что, фильтрационный слой состоит из двух компонентов: трещиновато-пористая среда; специфические органические включения, состоящие из керогена. Модель основана на гипотезе, что проницаемость включений существенно зависит от градиента давления.

Усовершенствованная математическая модель для неравновесных двухфазных (например, вода - масло) потоков в пористых средах приведена в работе [2]. Полученные результаты проведенных расчетов сопоставлены с эксперимента данными.

В работе [3] модель процесса фильтрации многокомпонентной среды, в которой относительная фазовая проницаемость газовой фазы заменена новым выражением, учитывающим влияние вязкости, плотности и капиллярного эффекта смеси.

Изучению капиллярных давлений, соответствующих треугольному тензору капиллярной диффузии в трехфазной жидкости посвящена работа [4]. Фильтрация с таким тензором описывается вырождающейся на решениях параболической системой уравнений. Эта система интегродифференциальная, так как искомыми являются суммарный расход и распределение фазовых насыщенных в условиях заданного перепада давления в одной из фаз на границах области течения. Показано, что в задаче капиллярного вытеснения вырождающаяся система может быть исследована на основе специального принципа максимума.

В работе [5] приведена математическая модель для разработки нефтегазовых

месторождений с учетом вероятностного распределения параметров процесса.

Проблемы построения интегрированных (комплексных) математических моделей фильтрации флюидов в пластах и течения газожидкостных смесей в нефтегазосборных сетях трубопроводов рассмотрены в работе [6]. Моделирование такой комплексной системы определяется как процесс вычисления обобщенного решения начально-краевой задачи для системы уравнений, описывающих реальные физические процессы в нефтеносных пластах, стволах (лифтах) скважин и наземных нефтегазосборных сетях трубопроводов. Предложены и исследованы методы решения систем нелинейных алгебраических уравнений, получаемых после дискретной (сеточной) пространственно-временной аппроксимации начально-краевых задач рассматриваемого класса.

Вопросы математического моделирования процесса неизотермической фильтрации в пористой среде в случае, когда задан полный расход смеси $v = v(t)$ рассматриваются в работе [7].

В работе [8] рассматривается задача о распространении поля давления в низкопроницаемой пористой среде с двумя скважинами, которые соединены техногенной трещиной гидроразрыва. Получено приближенное численное решение этой задачи, выполнен анализ влияния указанной трещины на параметры системы, смоделированы отклики давления в скважине. С использованием разработанной численной модели решена обратная задача и оценены параметры системы по промысловым данным, измеренным в процессе гидродинамического исследования методом гидропрослушивания.

В работе [9] рассмотрена задача переноса в пористой среде трехфазной смеси «вода-газ-нефть» в случае, когда вода содержит мелкодисперсную газовую фазу в виде пузырьков микро- или наноразмеров. Предполагается, что перенос пузырьков в основном определяется течением дисперсной фазы (воды). При этом крупные скопления газовой фазы в поровом пространстве, а также вода и нефть переносятся в соответствии с модифицированным законом Дарси для многофазных смесей. Построена математическая модель движения смеси, когда основные фазы (вода, газ, нефть) подчиняются уравнениям фильтрации, а мелкодисперсная газовая фаза описывается кинетическим уравнением типа Больцмана.

Задача фильтрации трех вязких, несжимаемых и взаимно несмешивающихся жидкостей в пористой среде без учета массовых сил и капиллярных давлений между фазами рассмотрена в работе [10]. Там же получено решение для трехфазного течения, аналогичное

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
 ISI (Dubai, UAE) = 0.829
 GIF (Australia) = 0.564
 JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
 ПИНЦ (Russia) = 0.126
 ESJI (KZ) = 8.716
 SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
 PIF (India) = 1.940
 IBI (India) = 4.260
 OAJI (USA) = 0.350

решению Бакля-Левретта для двух фаз, а также показано, что характер распределения насыщенностей существенно зависит от начального насыщения пористого пласта и фазового состава нагнетаемой смеси. При разработке нефтяных месторождений возникает задача о совместной фильтрации нескольких фаз.

В работах [11-12] численно решается и исследуется задача одномерной трехфазной фильтрации в неоднородном пласте с учетом растворимости газа в нефтяной и водной фазах, сжимаемости фаз и пористой среды, а также силы тяжести.

Исследованию задачи двухфазной и трехфазной фильтрации флюидов посвящена работа [13]. А в работе [14] в более общем виде с учетом многих особенностей поставлена и решена задача фильтрации многофазных смесей.

В настоящее время, процессы совместного движения нефти и воды, нефти, воды и газа достаточно хорошо изучены при несмешивающемся движении фаз. Однако, недостаточно исследована фильтрация многофазных смесей со смешивающимися фазами.

Анализ вышеуказанных источников и других научных работ показал, что в исследованиях практически не рассмотрен процесс двухстороннего вытеснения нефти газом и водой, в результате которого образуются зоны чистого газа, смеси «нефть-газ-вода» и чистой нефти. В настоящей работе предприняты усилия для восполнения данного пробела.

Постановка задачи.

Рассмотрим совместное течение нефти, газа и воды в системе N_1 эксплуатационных и N_2 нагнетательных скважин. При этом их количество может меняться во времени, т.е. $N = N_1(t), N = N_2(t)$. Допустим, что $N = \overline{N_1 + N_2}$, месторасположение скважин (x_i, y_i) ($i = 1, N$) известны.

Для описания уравнения состояния системы пласта используем уравнение неразрывности для каждой из фаз, обобщенный закон Дарси и уравнения состояния газа, нефти и воды, что приводит к интегрированию системы уравнений [15-17]:

$$\begin{cases} \operatorname{div} \left[\frac{K_{ГK}}{\mu_{Г}} \rho_{Г} (\operatorname{grad} P_{Г} - \gamma_{Г} \operatorname{grad} z) + R_s \lambda_n (\operatorname{grad} P_{Г} - \gamma_{Г} \operatorname{grad} z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \left(\frac{R_s}{B_n} S_n + \frac{S_{Г}}{B_n} \right) \right], \\ \operatorname{div} \left[\frac{K_{HK}}{\mu_H} \rho_H (\operatorname{grad} P_H - \gamma_H \operatorname{grad} z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_H S_H), \\ \operatorname{div} \left[\frac{K_{BK}}{\mu_B} \rho_B (\operatorname{grad} P_B - \gamma_B \operatorname{grad} z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_B S_B), \end{cases} \quad (1)$$

Здесь K – абсолютная проницаемость породы, $K_j, \mu_j, \rho_j, \gamma_j$ – относительные фазовые проницаемости, коэффициенты динамической вязкости, плотности и удельные веса j -ой фазы; индекс $j = Г, H, B$ означает газ, нефть и вода в пластовых условиях, R_s – коэффициент растворимости газа в нефти, B_j – объёмные коэффициенты, λ_j – проводимость.

Эта система уравнений интегрируется в многосвязной области $D = G \setminus \bigcup_{k=1}^N \gamma_k \cup b_k(x, y)$ с внешней границей $\Gamma \cup D_1 \cup D_2$, где $D_1(x, y), D_2(x, y)$ – поверхности, соответствующие кровле и подошве пласта;

$G(x, y, z)$ – боковая поверхность области фильтрации G ; $b_k(x_k, y_k)$ – вскрытая часть пласта k -ой скважины.

В начале разработки пласта система фаз находится в равновесном состоянии, т.е. при $t=0$ выполняется условие

$$P_j(x, y, z, 0) = P_j(x, y, z) \quad (2)$$

на внутренних границах области фильтрации задаются условия следующего вида:

1. Заданы давления

$$P_i(x, y, z, t) = P_{ic}. \quad (3)$$

2. Заданы дебиты каждой из фаз

$$\int_0^b \oint_{\gamma_{ij}} \frac{K_{iK}}{\mu_i} \rho_i (\operatorname{grad} P_i - \gamma_i \operatorname{grad} z) \cdot dz = Q_{ij} \quad i = 1, N; j = Г, H, B. \quad (4)$$

На границах области фильтрации могут быть заданы следующие условия:

на поверхностях, соответствующих кровле и подошве пласта, а также на боковой границе Γ , или заданы давления

$$\begin{cases} P_i(x, y, z, t)|_{z \in D_k} = P_i(x, y, t), \quad k = 1, 2; \\ P_i(x, y, z, t)|_{(x, y, z) \in \Gamma} = P_i(x, y, z, t) \end{cases} \quad (5)$$

или заданы условия непроницаемости этих границ

$$\begin{cases} (\operatorname{grad} P_i - \gamma_i \operatorname{grad} z)|_{z \in D_k} = 0, \\ (\operatorname{grad} P_i - \gamma_i \operatorname{grad} z)|_{(x, y, z) \in \Gamma} = 0. \end{cases} \quad (6)$$

Кроме этих условий предполагается, что выполняются соотношения:

$$S_{Г} + S_H + S_B = 1; \quad (7)$$

$$P_{Г} - P_H = P_{\text{cog}}(S_{Г}), \quad P_{Г} - P_B = P_{\text{cBw}}(S_B). \quad (8)$$

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
 ISI (Dubai, UAE) = 0.829
 GIF (Australia) = 0.564
 JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
 ПИИЦ (Russia) = 0.126
 ESJI (KZ) = 8.716
 SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
 PIF (India) = 1.940
 IBI (India) = 4.260
 OAJI (USA) = 0.350

Таким образом, получены красивые задачи, описывающие процесс нестационарной фильтрации трехфазных флюидов в трехмерной постановке.

Математические модели нестационарной фильтрации трехфазных флюидов должны учитывать растворимость газа в нефти и воде, изменение проницаемости пластов по мере изменения насыщенных содержащих фаз, поверхностные силы между ними, интерференции скважин, влияние гравитационных сил.

Метод решения и обсуждение результатов.

Красивая задача (1) – (8) не имеет точного аналитического решения. Причина, кроме

нелинейности этих уравнений, в том, что фазовые проницаемости для нефти, газа и воды устанавливаются в предположении присутствия всех трех фаз экспериментально. Они зависят, кроме свойств фаз, и от коллекторных свойств породы. Дать общие аналитические связи невозможно. Можно считать, что относительная фазовая проницаемость для газа зависит только от коэффициента газонасыщенности, относительная фазовая проницаемость для воды – только от коэффициента водонасыщенности, а относительная фазовая проницаемость для нефти – как от коэффициента газонасыщенности, так и от водонасыщенности. Таким образом, можно принять

$$\begin{cases} \text{div}\left[\frac{K_{\Gamma K}}{\mu_{\Gamma}}\rho_{\Gamma}(\text{grad}P_{\Gamma} - \gamma_{\Gamma}\text{grad}z) + R_s\lambda_n(\text{grad}P_{\Gamma} - \gamma_{\Gamma}\text{grad}z)\right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{R_s}{B_H}S_H + \frac{S_{\Gamma}}{B_H}\right)\right] + \sum_{i=1}^N q_{\Gamma_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i) + \sum_{i=1}^N R_s q_{H_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i), \\ \text{div}\left[\frac{K_{HK}}{\mu_H}\rho_H(\text{grad}P_H - \gamma_H\text{grad}z)\right] = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_H S_H) + \sum_{i=1}^N q_{H_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i), \\ \text{div}\left[\frac{K_{BK}}{\mu_B}\rho_B(\text{grad}P_B - \gamma_B\text{grad}z)\right] = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_B S_B) + \sum_{i=1}^N R_s q_{B_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i). \end{cases} \quad (9)$$

Здесь $q_{k_i} = \frac{dQ_i}{dz} \delta(x - x_i, y - y_i)$ – точечные источники, описывающие работу скважин в точке (x_i, y_i) ; Q_i – расход жидкости через поперечное сечение скважин в единицу времени.

Если на скважинах задано давление P_{c_i} , то мощность источников определяется по формуле

$$q_{k_i} = 2\pi\rho_k \frac{K}{\mu_k} \frac{\bar{P}_k - P_{ik}(z)}{\ln R_o / R_{c_i} - 0.5} \delta(x - x_i, y - y_i).$$

Здесь \bar{P}_k – среднее давление в расчетном элементе; R_o – фиктивный контур расчетного элемента; R_{c_i} – радиус скважины ($R_o \gg R_{c_i}$).

Таким образом, в обоих случаях, если заданы условия (3) и (4) на скважинах, то они учитываются в уравнениях.

Заметим также, что в случае задания общего (суммарного) расхода Q_i скважины, фазовые расходы можно определить по формуле

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma_i} &= Q_i \frac{\int_0^B \lambda_{\Gamma} dz}{\int_0^B (\lambda_{\Gamma}(z) + \lambda_H(z) + \lambda_B(z)) dz}, \\ Q_{H_i} &= Q_i \frac{\int_0^B \lambda_H dz}{\int_0^B (\lambda_{\Gamma}(z) + \lambda_H(z) + \lambda_B(z)) dz}, \\ Q_{B_i} &= Q_i \frac{\int_0^B \lambda_B dz}{\int_0^B (\lambda_{\Gamma}(z) + \lambda_H(z) + \lambda_B(z)) dz}, \end{aligned}$$

где $\lambda_{\Gamma}(z), \lambda_H(z), \lambda_B(z)$ – проводимость газа, нефти и воды.

Численное решение задач (2), (5) – (9) удобно получить в безразмерных переменных, которые можно определить по формулам [15-17]:

$$\begin{aligned} x^* &= x/l; z^* = z/l; P^*_i = P_i/P_h; P^*_{cow} = P_{cow}/P_h; P^*_{cgw} = P_{cgw}/P_h; \\ \tau &= (K P_h t) / (m \mu_o L^2); L = \max[L_x, L_y]; q^*_i = q_i \mu_o / K H_h P_h, \end{aligned}$$

где P_h, H_h – характерное значение давления и мощности; L_x, L_y – протяженность пласта соответственно по x и y .

Оставляя прежние обозначения, систему уравнений (9) можно описать в виде

$$\begin{cases} \text{div}\left[\frac{K_{\Gamma K}}{\mu_{\Gamma}}\rho_{\Gamma}(\text{grad}P_{\Gamma} - \gamma_{\Gamma}\text{grad}z) + R_s\lambda_n(\text{grad}P_{\Gamma} - \rho_{\Gamma}\text{grad}z)\right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{R_s}{B_H}S_H + \frac{S_{\Gamma}}{B_H}\right)\right] + \sum_{i=1}^N q_{\Gamma_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i) + \sum_{i=1}^N R_s q_{H_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i), \\ \text{div}\left[\frac{K_{HK}}{\mu_H}\rho_H(\text{grad}P_H - \gamma_H\text{grad}z)\right] = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_H S_H) + \sum_{i=1}^N q_{H_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i), \\ \text{div}\left[\frac{K_{BK}}{\mu_B}\rho_B(\text{grad}P_B - \gamma_B\text{grad}z)\right] = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_B S_B) + \sum_{i=1}^N R_s q_{B_i} \cdot \delta(x - x_i, y - y_i). \end{cases} \quad (10)$$

Impact Factor:

| | | | | | |
|------------------|---------|----------------|---------|--------------|---------|
| ISRA (India) | = 4.971 | SIS (USA) | = 0.912 | ICV (Poland) | = 6.630 |
| ISI (Dubai, UAE) | = 0.829 | ПИИЦ (Russia) | = 0.126 | PIF (India) | = 1.940 |
| GIF (Australia) | = 0.564 | ESJI (KZ) | = 8.716 | IBI (India) | = 4.260 |
| JIF | = 1.500 | SJIF (Morocco) | = 5.667 | OAJI (USA) | = 0.350 |

С начальными и граничными условиями

$$P_i(x, y, z, 0) = P_i(x, y, z) \quad (11)$$

$$\{P_i(x, y, z, t)|z \in D_k = P_i(x, y, t), k = 1, 2; \quad (12)$$

$$\{P_i(x, y, z, t)|x, y, z \in \Gamma = P_i(x, y, z, t), \quad (13)$$

$\{(grad P_i - \gamma_i grad z)|z \in D_k = 0$
 $\{(grad P_i - \gamma_i grad z)|x, y, z \in \Gamma = 0.$
Приближенное решение системы уравнений (10) с соответствующими условиями (11) – (13) можно получить, применяя явно-неявный и полностью неявный метод. Но для проведения вычислительных экспериментов на ЭВМ необходимы аналитический вид капиллярного давления и относительные фазовые проницаемости. Капиллярное давление неопределимо при малых насыщениях, когда смачивающая фаза распадается на отдельные капли. В пористой среде смачивающая фаза

$$K_G(S_H, S_B) = \begin{cases} \left[\frac{1 - S_H - S_B - 0.1}{0.9} \right]^{3.5} [1 + 3(S_H + S_B)], & \text{при } 0.1 \leq 1 - S_H - S_B \leq 1 \\ 0, & \text{при } 0 \leq 1 - S_H - S_B \leq 0.1 \end{cases}$$
$$K_H(S_H, S_B) = \begin{cases} \left[\frac{0.85 - (1 - S_H)}{0.85} \right]^{2.8} [1 + (2.4 + 6.5(S_H + S_B))], & \text{при } 0 \leq 1 - S_H \leq 0.85 \\ 0, & \text{при } 0.85 \leq 1 - S_H \leq 1 \end{cases}$$
$$K_B(S_H, S_B) = \begin{cases} \left[\frac{S_H - 0.2}{0.85} \right]^{3.5}, & \text{при } 0.2 \leq S_B \leq 1 \\ 0, & \text{при } 0 \leq S_B \leq 0.2 \end{cases}$$

Заключение.

Для анализа, исследования, принятия решений при разработке нефте- и газовых месторождений, определения основных параметров процесса фильтрации многофазных смесей в пористых средах, на основе разработанного алгоритма, создано программное средство для проведения вычислительных экспериментов на ЭВМ и проведены вычислительные эксперименты на ЭВМ.

Вычислительными экспериментами определены основные параметры процесса фильтрации смеси «нефть-газ-вода» в пористой среде и диапазоны их изменения, что может быть использовано с целью проектирования и разработки углеводородных месторождений при неустановившейся фильтрации флюидов в пористых средах.

Проведенными численными расчетами на ЭВМ установлено время эксплуатации пласта в зависимости от длины и мощности пласта, числа скважин и их дебитов.

стремится заполнить преимущественно более тонкие капилляры. Это приводит к тому, что кривизна межфазной поверхности уменьшается с ростом насыщенности смачивающей фазы и капиллярное давление оказывается убывающей функцией насыщенности $P_G - P_H = P_{cog}(S_G)$. Многочисленные исследования разных авторов показывают, что капиллярное давление можно брать в виде

$$P_{cog} = A \cdot (S_G)^\alpha,$$

где $A=1106.67$, $\alpha = -2.30778$.

Функцию растворимости газа в нефти также можно брать в виде следующей зависимости

$$R_s = 11.3 + 0.75P_H.$$

Кроме того, в результате экспериментов для функции фазовых насыщений получены следующие зависимости

Анализ результатов вычислительных экспериментов при широких изменениях фильтрационных параметров для решения различных тестовых задач, показывает адекватность построенных математических моделей, сходимость и устойчивость построенных вычислительных алгоритмов.

Результаты подтверждают пригодность алгоритма и программы для расчетов полей давлений и насыщений, а также показателей разработки месторождений в системах «нефть-газ-вода».

Разработанные математическая модель, вычислительный алгоритм и программное средство могут быть использованы для анализа функционирования, оперативного управления и прогнозирования разработки нефтегазовых месторождений при различных условиях воздействия на пласт и принятия конкретных практических рекомендаций.

References:

1. Monteiro, P.J., Rycroft, Ch.H., & Barenblatt, G.I. (2012). *A mathematical model of fluid and*

gas flow in nanoporous media. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.564
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
PIHII (Russia) = 0.126
ESJI (KZ) = 8.716
SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
PIF (India) = 1.940
IBI (India) = 4.260
OAJI (USA) = 0.350

- States of America. Vol. 109. – № 50, pp. 20309-20313.
- Barenblatt, G.I., Patzek, T.W., & Silin, D.B. (2003). The mathematical model of nonequilibrium effects in water-oil displacement // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 2003. – Vol. 8. – № 4, pp. 409-416.
 - Chraibi, M., Zaleski, S., & Franco, F. (2008). *Modeling the solution gas drive process in heavy oils*. Zapiski Gornogo instituta. (pp.36-40). Sankt-Peterburg, T. 174.
 - Sheluhin, V.V. (2003). Zadacha kapilljarnogo vytesnenija dlja odnoj modeli trehfaznoj fil'tracii // *Prikladnaja mehanika i tehničeskaja fizika*. – Novosibirsk, T. 44, № 6, pp. 95-106.
 - Atkinson, C., & Isangulov, R. (2010). A mathematical model of an oil and gas field development process. *European Journal of Applied Mathematics, UK, Vol. 21, Issue 3*, pp. 205-227.
 - Ahmetzjanov, A.V., Ibragimov, I.I., & Jaroshenko, E.A. (2010). Integrirovannye gidrodinamičeskije modeli pri razrabotke neftjanyh mestorozhdenij upravlenie bol'shimi sistemami. *Upravlenie bol'shimi sistemami : sbornik trudov*. – M, № 29, pp. 167-183.
 - Ahmed-Zaki, D.Zh. (2010). Ob odnoj zadache dvuhfaznoj fil'tracii smesi v poristoj srede s uchetom teplovogo vozdejstvija. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz*. - Baku, № 3, pp. 29-33.
 - Davletbaev, A.Ja. (2012). Fil'tracija zhidkosti v poristoj srede so skvazhinamis vertikal'noj treshhinoj gidrorazryva plasta. *Inženerno-fizičeskij zhurnal*. – Minsk, T. 85, № 5, pp. 919-924.
 - Dem'janov, A.Ju., Dinariev, O.Ju., & Ivanov, E.N. (2012). Modelirovanie perenosa vody s melkodispersnoj gazovoj fazoj v poristyh sredah. *Inženerno-fizičeskij zhurnal*. – Minsk, T. 85, № 6, pp. 1145-1154.
 - Vasilev, Ju.N. (1987). *Avtomatizirovannaja sistema upravlenija razrabotkoj gazovyh mestorozhdenij*. (p.141). Moscow: Nedra.
 - Shalimov, B.V. (1972). O fil'tracii trehfaznoj zhidkosti (model' Baklerja-Leveretta). *Mehanika zhidkosti i gaza, № 1*, pp. 39-44.
 - Shalimov, B.V. (1972). Chislennoe modelirovanie odnomernoj trehfaznoj fil'tracii. *Mehanika zhidkosti i gaza, № 6*, pp. 59-66.
 - Charnyj, I.A. (1963). *Podzemnaja gidrogazodinamika*. (p.396). Moscow: Gostoptehizdat.
 - Filinov, M.V., & Rohlin, I.M. (1969). K issledovaniju fil'tracii mnogofaznoj zhidkosti v poristoj srede. *Neftegazovaja i podzemnaja gidrogazodinamika. M.: Nedra, Vyp. 74*, pp. 37-45.
 - Kurbonov, N.M. (2017). Vychislitel'nyj jeksperiment dlja issledovanija processa sovmestnoj fil'tracii zhidkostej i gaza v poristoj srede. *Theoretical & Applied Science, № 5(49)*, pp. 1-7.
 - Ravshanov, N., & Kurbonov, N. (2013). *Modelirovanie processa fil'tracii trehfaznoj smesi «neft'-gaz-voda» v poristyh sredah*. Tehnologija materialov. (pp.3-13). Moskva: Izd-vo INGN.
 - Ravshanov, N., Abilkasimov, B., & Kurbonov, N. (2012). The Model and Numerical Algorithm, to Research the Filtration processes in porous media taking into account the phase transitions of multicomponent mixtures. *European researcher, Sochi, № 1(16)*, pp. 5-11.