

© В. Н. КУТРУНОВ, Е. А. ПАДИН

Тюменский государственный университет
243526@mail.ru

УДК 532.546.2

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА
ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСЬЮ**
**MATHEMATICAL MODEL OF OIL DISPLACEMENT
BY WATER-GAS MIXTURE**

В связи с увеличением объемов трудноизвлекаемых запасов нефти появляется необходимость использования современных методов воздействия на пласт. Наряду с традиционным заводнением на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, на месторождениях с высоковязкой нефтью широкое распространение получили водогазовые методы, которые позволяют использовать благоприятные свойства газа и воды. В данной статье рассматривается процесс вытеснения нефти водогазовой смесью с учетом образования микропузырьков за счет использования пенообразующих свойств нефти. Процесс образования микропузырьков сопровождается эффектами «газовой смазки», изменением вязкости нефти. Представлено математическое описание одномерного процесса вытеснения нефти водогазовой смесью с учетом образования микропузырьков. Проведено сравнение эффективности различных технологий закачки водогазовой смеси. Получено оптимальное соотношение воды и газа в смеси, которое позволяет достичь максимального вытеснения нефти в сравнении со стандартными методами. Рассмотрено несколько постановок задач, которые решались численным методом IMPES.

Due to the increasing volume of tight oil it becomes necessary to use modern methods of stimulation. Along with the traditional flooding on the fields that are in late-stage development or with high-viscosity oil, there are widespread water-gas methods that allow the use of the favorable properties of the gas and water. This article discusses the process of oil displacement by water-gas mixture with the formation of microbubbles by using the foaming properties of the oil. The formation of micro-bubbles accompanied by the effects of «gas bearing», change oil viscosity. The mathematical description of a one-dimensional process of oil displacement by water-gas mixture with the formation of microbubbles is presented. The comparison of the effectiveness of various technologies injection gas mixture is shown. The optimum ratio of water to gas in the mixture is found, which allows to maximize displacement of oil in comparison to the standard techniques. Several problems, solved numerically by IMPES method, are considered.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Водогазовое воздействие, микропузырьки газа.
KEY WORDS. Water-alternating-gas-injection, microbubbles of gas.

В настоящее время более половины запасов нефти и газа при разработке месторождения остаются в недрах. Это говорит о том, что подавляющая часть запасов относится к трудноизвлекаемым, поэтому весьма актуальным представляется внедрение новых эффективных способов оптимизации процесса разработки и закачки новых агентов в пласт для увеличения количества извлекаемых запасов. Одним из таких способов является применение водогазового воздействия (ВГВ) для повышения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

Для того чтобы использование ВГВ сочетало полезные свойства воды и газа, необходимо подобрать оптимальное соотношение закачки этих агентов. В последнее время появляются предложения по усовершенствованию традиционной технологии. Например, использование закачки водогазовой смеси с учетом эффекта пенообразования рассмотрено в работах [1; 2]. Другие аспекты подобных технологий, например, закачка мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) и др. излагаются в работах [3-6].

Рассмотрим математическую постановку процесса вытеснения нефти водогазовой смесью с учетом образования микропузырьков, предложенную в работе [7]. В ней исследуется течение трехфазной смеси вдоль оси x , соответствующее условиям лабораторного эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти в образце пористой породы. Газ, при попадании в пористую среду, находится в виде микропузырьков до тех пор, пока насыщенность ими не превышает критического значения, после этого микропузырьки объединяются в сплошную фазу. Считается, что скорость движения микропузырьков, образующихся в области контакта нефти и газа, превышает скорость движения нефти. Микропузырьки, образующиеся в области контакта нефти с газом, будут продвигаться вглубь нефтяной фазы, область вспенивания расширяться за счет пенообразующих свойств нефти.

В процессе движения микропузырька в пористой среде он может быть захвачен поровым «горлышком». Скорость захвата пропорциональна скорости потока и соотношению радиуса пузырька и характерного размера поровых «горлышек».

Насыщенность порового пространства микропузырьками газа обозначим S_b , подвижными микропузырьками — S_b^f , а захваченными — S_b^c . Насыщенность порового пространства свободным газом обозначим S_g , нефтью — S_o , водой — S_w . Запишем уравнения неразрывности с учетом указанных выше эффектов, считая, что в нефти не содержится растворенный газ.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_w \rho_w) + \frac{\partial}{\partial x}(\varphi S_w u_w \rho_w) = 0. \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_o \rho_o) + \frac{\partial}{\partial x}(\varphi S_o u_o \rho_o) = 0. \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_g \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\varphi S_g u_g \rho_g) = -q_b^f. \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_b^f \rho_b) + \frac{\partial}{\partial x}(\varphi S_b^f u_b^f \rho_b) = q_b^f - q_b^c. \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_b^c \rho_b) = q_b^c. \quad (5)$$

Здесь φ — пористость; ρ_i — плотность фазы i ; u_i — скорость течения в пористой среде фазы i , где индекс $i = o, w, g, b$ соответственно отвечает за нефть, воду, газ, микропузырьки; q_b^f — объемный расход газа на образование подвижных микропузырьков; q_b^c — интенсивность захвата микропузырьков пористой средой.

По определению,

$$S_o + S_g + S_b + S_w = 1, S_b = S_b^f + S_b^c. \quad (6)$$

Для замыкания математической модели заданы уравнения, определяющие расход газа q_b^f на образование подвижных микропузырьков и интенсивность захвата микропузырьков q_b^c пористой средой.

В общем случае текущая насыщенность микропузырьками (подвижными и захваченными) является динамическим параметром системы, изменяющимся от нуля до критического значения S_b^{cr} , при котором микропузырьки в образце объединяются в сплошную газовую фазу, что называется, обычно, прорывом газа через образец.

Предполагается, что скорость образования подвижных микропузырьков пропорциональна произведению разности между критической и текущей насыщенностями микропузырьков и насыщенностями нефтью и газом.

$$\frac{\partial S_b^f}{\partial t} = -\frac{S_o S_g}{\tau} (S_b - S_b^{cr}), \quad (7)$$

где τ — характерное время образования микропузырьков.

Будем считать, что скорость захвата подвижных микропузырьков поровыми «горлышками» пропорциональна их насыщенности и скорости фильтрации:

$$\frac{\partial S_b^c}{\partial t} = \lambda_c w_b S_b^f. \quad (8)$$

Здесь λ_c — коэффициент захвата, в общем случае зависящий от отношения радиуса пузырька к характерному размеру поровых «горлышек».

Таким образом, получена замкнутая система уравнений.

В работе [7] было выполнено моделирование лабораторного эксперимента по определению зависимости коэффициента вытеснения нефти из образца породы, достигаемого при закачке фиксированных поровых объемов флюидов

(газ — вода), от соотношения закачиваемых объемов газа и воды при их чередующемся воздействии. Система (1-8) решалась численно с помощью метода IMPRES (неявно по давлению, явно по насыщенности) [8-10].

В начальный момент времени однородный образец пористой среды, насыщенный остаточной водой S_{wc} и нефтью, имел следующие характеристики:

$$p(x,0) = p_0, S_w(x,0) = S_{wc}, S_o(x,0) = 1 - S_{wc}, S_g(x,0) = S_b(x,0) = 0,$$

где $S_{wc} = 0,5$; $p_0 = 10^7$ Па — начальное давление.

Предполагалось также, что в ходе эксперимента образец находится под действием постоянного перепада давления и происходит чередующаяся закачка газа и воды. Закачка осуществляется через левый конец образца, причем на правом конце («выходе») давление поддерживается равным исходному давлению p_0 , а на левом конце («входе») задается требуемое избыточное давление. Тогда граничные условия принимают вид:

$$p(L,t) = p_0, p(0,t) = p_0 + \Delta p,$$

$$S_o(0,t) = 0, S_w(0,t) = S_{win}(t), S_g(0,t) = 1 - S_{win}(t),$$

где L — длина образца пористой среды; $S_{win}(t)$ — насыщенность воды на левом конце образца, меняющаяся в зависимости от того, закачка какого вытесняющего агента (воды или газа) моделируется.

В работе [7] были выбраны следующие значения сжимаемостей и вязкостей фаз: $\beta_o = 4 \cdot 10^{-11}$ Па⁻¹, $\beta_w = 4 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, $\mu_o = 20$ мПа·с, $\mu_o = 1$ мПа·с, $\mu_g = 0,01$ мПа·с. Длина образца пористой среды $L = 0,6$ м, диаметр $d = 3$ см. Перепад давления на образце предполагался $\Delta p = 2 \cdot 10^6$ Па. Остальные параметры модели принимали следующие значения: $k = 350$ мД, $\varphi = 0,2$, $R_b = 10^{-6}$, где R_b — радиус микропузырьков.

Характерное время образования микропузырьков полагалось равным $\tau = 10^{-3}$, а коэффициент захвата изменялся в диапазоне $\lambda_c = 10^{-2} - 10$ м⁻¹.

До достижения критического значения насыщенности микропузырьков скорость фильтрации смеси нефть — микропузырьки определяется в соответствии с законом Дарси:

$$w_m = - \frac{k(S_b^{surf})}{\mu_m(S_b^f)} f_m(S_m) \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (9)$$

В общем случае скорость движения микропузырьков принималась отличной от скорости движения нефти:

$$\begin{aligned} w_b^f &= \varphi w_m - \frac{2 R_b^2 \varphi^2}{9 \mu_o} (1 - \varphi) \varphi S_m^2 \frac{\partial p}{\partial x}, \\ w_o &= (1 - \varphi) w_m + \frac{2 R_b^2 \varphi^2}{9 \mu_o} (1 - \varphi) \varphi S_m^2 \frac{\partial p}{\partial x}, \end{aligned} \quad (10)$$

где $\varphi = \frac{S_b^f}{S_m}$, $S_m = S_o + S_b^f$.

Скорость фильтрации связана с ее скоростью течения в пористой среде одним из соотношений

$$w_o = \varphi S_o u_o, w_g = \varphi S_g u_g, w_b^f = \varphi S_b^f u_b^f.$$

В выражении (9) проницаемость породы полагалась пропорциональной насыщенности микропузырьков на поверхности поровых каналов S_b^{surf} :

$$k(S_b^{surf}) = k_0 \left(1 + \frac{4b}{\zeta}\right), \quad (11)$$

где ζ — средний радиус порового канала; b — эмпирически определяемый коэффициент [6], k_0 — начальная проницаемость (эффект «газовой смазки»), а вязкость смеси μ_m — зависящей от объемной концентрации микропузырьков в смеси нефть — микропузырьки.

Вязкость аппроксимировалась обобщенной формулой Эйнштейна:

$$\mu_m = \mu_0 (1 + \chi\varphi), \quad (12)$$

где χ — эмпирический коэффициент (было принято значение $\chi = 2,5$, соответствующее суспензии твердых шариков).

В области порового пространства, где насыщенность газа меньше допоровывной, имеет место фильтрация двух сплошных фаз: смеси нефть — микропузырьки и воды. В этом случае относительные фазовые проницаемости аппроксимировались следующими функциями:

$$f_m(S_m) = \left(\frac{S_m - 0,25}{0,75}\right)^{3,5}, f_w(S_w) = \left(\frac{S_w - 0,15}{0,85}\right)^{2,5}. \quad (13)$$

В области, где происходит трехфазная фильтрация для аппроксимации относительной фазовой проницаемости смеси использовалась вторая модель Стоуна [8]. При этом относительные фазовые проницаемости в системе газ — смесь аппроксимировались функциями:

$$f_m(S_m) = \left(\frac{S_m - 0,15}{0,85}\right)^{4,5}, f_g(S_g) = \left(\frac{S_g - 0,1}{0,9}\right), \quad (14)$$

а в системе вода — смесь — функциями (13).

По результатам численного эксперимента поставленной задачи в работе [7] были сделаны следующие выводы:

1. Увеличение допоровывной газонасыщенности S_b^{cr} приводит к значительному увеличению коэффициента вытеснения нефти до момента образования сплошной газовой фазы.

2. При наличии относительного движения микропузырьков фронт вытеснения размывается: микропузырьки, образующиеся в области контакта нефти с газом, продвигаются вглубь нефтяной фазы, что приводит к расширению области вспенивания.

3. При чередующейся закачке соотношение объемов воды и газа в диапазоне $V_g/V_w = 0,2-0,4$ дает максимальный коэффициент нефтеотдачи.

Целями данной работы являются анализ и описание характера вытеснения нефти при ВГВ с учетом образования микропузырьков на основе рассмотренной математической постановки, а также проверка основных результатов, полученных в работе [7] и выявление новых эффектов.

В данной работе система (1-8) решена методом IMPES в пакете MATLAB. Были приняты физические параметры, использовавшиеся в работе [7]. Рассмотрено несколько постановок задач с использованием сделанных предположений.

Пример 1. Моделируется процесс вытеснения нефти газом без учета захвата микропузырьков в пористой среде. Вода в образце находится в связанном виде и неподвижна. Для решения этой задачи используем уравнения (1-7). В этом случае происходит следующий процесс. Газ, закачанный в пласт, в виде микропузырьков образует с нефтью мелкодисперсную смесь.

Таким образом, в зоне контакта с газом нефть вспенивается, что значительно повышает ее вытеснение. Когда насыщенность микропузырьками достигает критического значения S_b^{cr} , микропузырьки объединяются в сплошную подвижную газовую фазу, которая быстро прорывается к «выходу», тем самым уменьшая вытеснение нефти. На рис. 1 приведены распределения нефтенасыщенности для различных моментов времени. Видно, что на контакте с газом происходит резкое падение нефтенасыщенности, что обусловлено положительным влиянием микропузырьков. После этого вытеснение нефти снижается, т. к. газ присутствует в пласте в виде подвижной газовой фазы, которая, прорываясь, захватывает незначительные объемы нефти. Следовательно, для максимального вытеснения нужно подобрать такие условия, при которых насыщенности газом будет меньше критической.

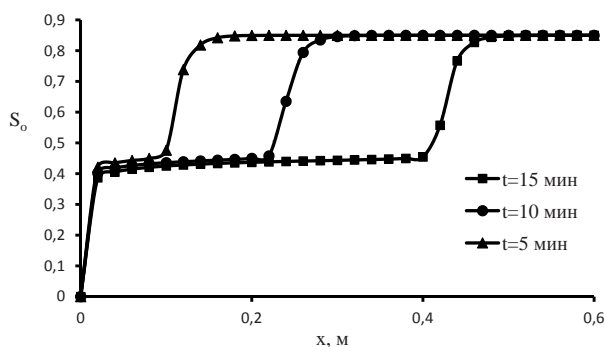


Рис. 1. Распределение нефтенасыщенности S_o по оси x при вытеснении газом без учета захвата микропузырьков ($\lambda_c = 0$) в пористой среде для различных моментов времени

Пример 2. Воспользуемся предположениями, сделанными в предыдущем примере. Проверим, как влияет значение критической газонасыщенности S_b^{cr} на процесс вытеснения нефти. В результате численного эксперимента получено, что увеличение критической насыщенности микропузырьками S_b^{cr} ведет к приросту объемов вытесняемой нефти (рис. 2). Данный вывод совпадает с выводом, полученным в работе [7]. Таким образом, в реальных условиях необходимо найти способ, который бы увеличивал это критическое значение.

Пример 3. Чтобы не произошло прорыва газа, необходимо так организовать процесс, чтобы насыщенность микропузырьками не достигала критической, либо достигала как можно позже. Одним из способов поддержания допрорывной насыщенности является поочередная или совместная закачка воды и газа. В отличие от работы [7], рассмотрим совместную закачку воды и газа. В ходе численного эксперимента решалась система (1-8), причем на «входе» задавалась постоянное соотношение закачиваемых объемов воды и газа. На рис. 3 изображено распределение нефтенасыщенности при различных соотношениях воды и газа в смеси. Максимальное вытеснение нефти достигается при соотношениях объемов $V_g/V_w = 0,18-0,28$, что на порядок выше вытеснения при «чистом» заводнении или закачке одного газа.

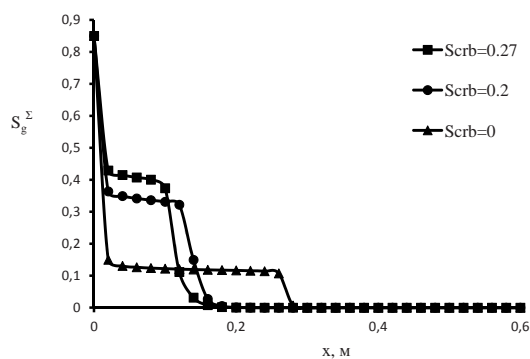


Рис. 2. Распределение суммарной газонасыщенности при вытеснении нефти газом без учета захвата микропузырьков в пористой среде ($\lambda_c = 0$) при различных критических значениях газонасыщенности S_b^{cr}

Это объясняется тем, что закачка небольших порций газа, которые оседают в нефти в виде микропузырьков, тем самым вытесняя ее, не допускает быстрого прорыва газа. А весовая доля воды в объеме закачанной смеси обоснована тем, что вода вымывает оставшуюся нефть из пор значительно лучше газа.

Пример 4. Сравним эффективность технологии закачки водогазовой смеси с эффектом образования микропузырьков, без учета эффекта образования микропузырьков, а также закачку водогазовой смеси, когда изначально пузырьки закачиваются с водой (технология МВГС), используя представленную модель. Для проведения численного исследования в первом случае решалась система (1-8), для второго случая используем уравнения (1-3) и (6), причем правая часть уравнения (3) нулевая, а в уравнении (6) используются насыщенности только

нефти, газа и воды. Процесс закачки МВГС описывался аналогично первому случаю, однако на «входе» вместо соотношения вода — газ, задавалось соотношение вода — микропузырьки. Рассмотрим эти три технологии закачки смеси для соотношений $V_g/V_w = 0,25; 2,33$, сравним их с закачкой отдельных фаз воды и газа (рис. 4).

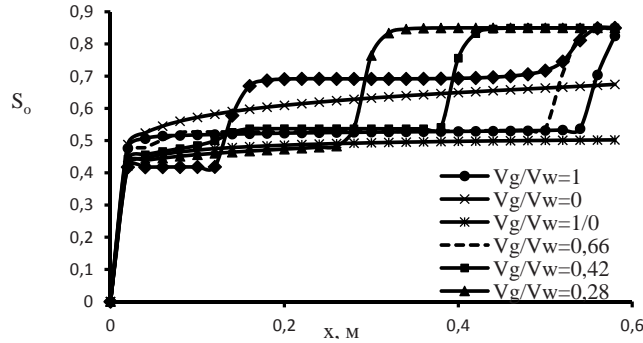


Рис. 3. Распределение нефтенасыщенности при различных соотношениях объемов закачиваемой смеси вода — газ с учетом образования микропузырьков

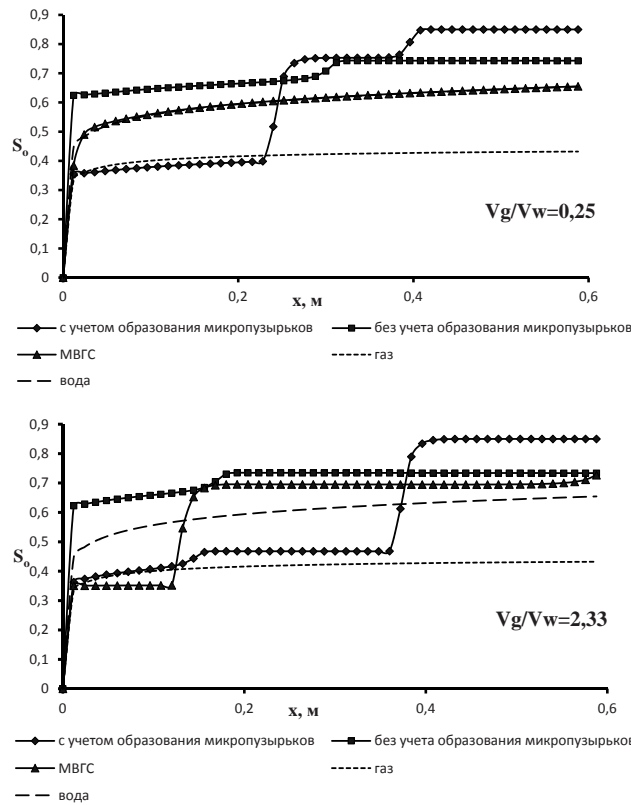


Рис. 4. Распределение нефтенасыщенности при соотношениях объемов воды и газа $V_g/V_w = 0,25; 2,33$ закачиваемой смеси при различных технологиях закачки

При соотношении $V_g/V_w = 0,25$ наибольшее вытеснение нефти достигается при закачке водогазовой смеси с учетом образования микропузырьков. Закачка водогазовой смеси без учета образования микропузырьков не дает положительного результата, уступая в вытеснении воде и газу. Технология МВГС при данном соотношении компонентов смеси практически аналогична вытеснению водой.

Рассмотрим соотношение $V_g/V_w = 2,33$. Здесь закачка мелкодисперсной водогазовой смеси дает наилучшие результаты, при таком соотношении компонентов смесь близка к пене, что благоприятно влияет на вытеснение нефти. Вытеснение водогазовой смесью с учетом образования микропузырьков близко к вытеснению газом, что объясняется значительной долей газа в смеси.

Таким образом, отметим, что технологии вытеснения нефти водогазовыми смесями с учетом образования микропузырьков, мелкодисперсной водогазовой смесью являются эффективными, имеют более высокий коэффициент вытеснения относительно традиционных методов воздействия. Выбор между этими технологиями зависит от соотношений закачиваемых объемов воды и газа. Закачка водогазовой смеси без учета пенообразующих эффектов малоэффективна и характеризуется быстрыми прорывами газа и низким коэффициентом вытеснения.

В заключении, помимо подтверждения результатов, полученных в работе [7], можно сделать следующие выводы:

1. При закачке одного газа в пласт ключевую роль в вытеснении нефти играют микропузырьки, вспенивающие нефть на контакте с газом, тем самым способствуя продвижению нефти к скважинам.

2. При совместной закачке воды и газа в пласт оптимальное соотношение объемов, при которых достигается максимальное вытеснение $V_g/V_w = 0,18-0,28$ (с учетом микропузырьков и принятых физических параметров).

3. Численные эксперименты по применению ВГВ с учетом образования микропузырьков, МВГС показали эффективность данных технологий, относительно традиционных методов воздействия. Закачка ВГВ без учета указанных явлений является менее эффективной, уступая в вытеснении нефти технологиям закачки воды или газа по отдельности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. С. 19.
2. Михайлов Д. Н., Степанова Г. С. Механизм вытеснения нефти газом и водой в присутствии пенообразующих ПАВ // Изв. РАЕН. Сер. Технологии нефти и газа. 2004. № 5. С. 50-60.
3. Дроздов А. Н., Телков В. П., Егоров Ю. А. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты // Территория НефтеГаз. 2006. № 2. С. 54-59.
4. Рассохин С. Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт // Газовая промышленность. 2009. № 5. С. 40-44.
5. Мамлев Р. Ш., Прокошев Н. А. Опыт закачки водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 1979. № 3. С. 32-34.

6. Сулейманов Б. А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Ижевск: ИКИ, 2006. С. 113.
7. Михайлов Д. Н. Особенности процесса вытеснения нефти при наличии микропузырьков в фильтрационном потоке // Прикладная механика и техническая физика. 2012. № 3. С. 68-83.
8. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем. Ижевск: ИКИ, 2004. С. 121.
9. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Ижевск: ИКИ, 2003. С. 121.
10. Кричлоу Г. Современная разработка нефтяных месторождений — проблемы моделирования. М.: Недра, 1979. С. 205.

REFERENCES

1. Stepanova, G. S. Gas and water-gas methods of influence on oil layers. M.: Gasoil Press, 2006. Pp. 19.
2. Mikhailov, D. N., Stepanova, G. S. Mechanism of oil displacement gas and water in the presence of foaming surfactant // Math. RANS. Ser. Technology of oil and gas. 2004. № 5. Pp. 50-60.
3. Drozdov, A. N., Telkov, V. P., Egorov, Y. A. and others. Technology and technique of water-gas influence on oil layers // Oil & Gas Territory. 2006. № 2. Pp. 54-59.
4. Rassokhin, S. G. Modeling WAG on low permeability oil reservoir // Gas industry. 2009. № 5. Pp. 40-44.
5. Mamlev, R. S., Prokoshev, N. A. Experience of water-gas mixture injection for increasing of oil recovery // Neftianoye hoziastvo. 1979. № 3. Pp. 32-34.
6. Suleimanov, B. A. Features filtration of heterogeneous systems. Izhevsk: IKI, 2006. P. 113.
7. Mikhailov, D. N. Features of process of oil displacement in the presence of microbubbles in the filtration flow // Applied Mechanics and Technical Physics. 2012. № 3. Pp. 68-83.
8. Aziz, H. Mathematical modeling of reservoir systems. Izhevsk: IKI, 2004. P. 121.
9. Kanevskaya, R. D. Mathematical modeling of hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits. Izhevsk: IKI, 2003. P. 121.
10. Crichlow, H. Modern reservoir engineering — a simulation approach. M.: Nedra, 1979. P. 205.

Авторы публикации

Кутрунов Владимир Николаевич — заведующий кафедрой алгебры и математической логики Тюменского государственного университета, доктор физико-математических наук, профессор

Падин Егор Александрович — аспирант кафедры алгебры и математической логики Тюменского государственного университета

Authors of the publication

Vladimir N. Kutrunov — Dr.Sci. (Phys.-Math.), Professor, Head of the Department of Algebra and Mathematical Logics, Tyumen State University

Egor A. Padin — Postgraduate of the Department of Algebra and Mathematical Logic Tyumen State University