УДК 532.5

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

© Ю. А. Питюк, А. А. Мусин, Л. А. Ковалева, Р. Р. Фахреева*

Башкирский государственный университет

Россия, Республика Башкортостан 450076 г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

Тел.: +7 (917) 352 03 37.

*Email: regina599@mail.ru

Работа посвящена разработке математической модели водогазового воздействия на нефтяные залежи и реализации соответствующего программного модуля. Рассматривается трехфазная фильтрация воды с пузырьками, нефти и свободного газа в пористой среде с учетом роста и укрупнения мелких пузырьков в порах, образования свободной газовой фазы, эффекта проскальзывания, сжимаемости пор и неизотермичности процесса. Проведено многопараметрическое исследование задачи и представлен анализ результатов численного моделирования.

Ключевые слова: водогазовая смесь, водогазовое воздействие, неизотермическая трехфазная фильтрация, математическое моделирование.

Введение

Особое место среди совокупности методов увеличения нефтеотдачи пласта занимает технология водогазового воздействия (ВГВ) на пласт, которая сочетает в себе положительные стороны технологии вытеснения нефти газом высокого давления и технологии разработки залежи нефти заводнением, а также устраняет присущие им недостатки. При использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента вытеснения нефти, а также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. ВГВ позволяет не только повысить коэффициент извлечения нефти, но и провести утилизацию больших объемов добываемого попутно с нефтью углеводородного газа, который часто сжигается на факелах.

В ряде работ можно найти описание экспериментов по вытеснению нефти из пласта водой и газом. В работе [1] впервые было предложено закачивать в пласт не сплошную газовую фазу и воду, а дисперсную водогазовую смесь, где газ содержится в виде мелких пузырей. Авторы работы [2] привели результаты лабораторных исследований по изучению механизма вытеснения нефти водой и газом при наличии пенообразующих ПАВ, а авторы [3] – при воздействии ультразвукового поля. Также распространенной задачей является численное моделирование фильтрации газожидкостных систем. Например, в [4] представлено моделирование нестационарного течения многофазного потока в пласте и в скважине. В [5] авторы разработали математическую модель вытеснения нефти газом с учетом фазового перехода части газа в нефть в форме микропузырьков газа и их последующей адсорбцией на стенках поровых каналов. Авторы [6–7] предложили математические модели нефтегазового течения с учетом различных эффектов, происходящих вследствие образования микропузырьков газа в нефти.

В данной работе рассматривается неизотермическая трехфазная фильтрация воды с пузырьками, нефти и газа в элементе пористой среды с учетом роста и укрупнения мелких пузырьков в порах, образования свободной газовой фазы, эффекта проскальзывания и сжимаемости пор.

Математическая модель

Рассматривается одномерная плоская задача совместного неизотермического вытеснения нефти пузырьковой жидкостью (вода с пузырьками газа) в элементе пористой среды с пористостью ϕ . В этом объеме пустотного пространства одновременно находятся нефть насыщенности S_o , водонасыщенности S_w с пузырьками газа насыщенности S_b и свободный газ насыщенности S_g . Здесь и далее нижними индексами «o», «w», «b», «g» обозначены соответственно нефть, вода, пузырьки газа и свободный газ. Согласно определению насыщенностей $S_o + S_w + S_g + S_b = 1$.

Вытесняющая жидкость представляет собой водогазовую смесь (ВГС, обозначена нижним индексом «wb»), где вода – дисперсионная среда (несущая фаза), а пузырьки – дисперсная фаза. Тогда насыщенность ВГС можно записать как $S_{wb} = S_w + S_b$, объемное содержание пузырьков в ВГС – $R_b = S_b/S_{wb}$. Скорость фильтрации ВГС определяется как

$$v_{wb} = -\frac{kk_{rw}}{\mu_{wb}} \frac{\partial P}{\partial x} = v_w + v_b$$

Вязкость ВГС аппроксимируется обобщенной формулой Эйнштейна $\mu_{wb} = \mu_w(1 + \chi R_b)$, где $\chi = 2.5$ – эмпирический коэффициент (данное значение соответствует сферическим пузырькам). Скорости фильтрации пузырьков и воды связаны со скоростью фильтрации ВГС в пористой среде следующим образом:

$$v_b = R_b v_{wb}, v_w = (1 - R_b) v_{wb},$$

Интенсивность перехода пузырьков в свободную газовую фазу за счет их объединения определяется как

$$q_g = \begin{cases} 0, R_b \leq R_b^* \\ V_b \rho_b j_g (R_b - R_b^*), R_b > R_b^* \end{cases}$$

где j_g – количество объединенных пузырьков в единице объема, R_b^* – критическое значение объемного содержания пузырьков в ВГС, при достижении которого пузырьки начинают объединяться и переходят в свободную газовую фазу.

Уравнения сохранения массы для нефти, воды, пузырьков в воде и свободного газа имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\phi S_o \rho_o) - \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k k_{ro} \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right] &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\phi S_w \rho_w) - \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{(1 - R_b) k k_{rw} \rho_w}{\mu_{wb}} \frac{\partial P}{\partial x} \right] &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\phi S_b \rho_b) - \frac{\partial}{\partial x} \left[R_b \frac{k k_{rb} \rho_b}{\mu_{wb}} \frac{\partial P}{\partial x} \right] &= -q_g, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\phi S_g \rho_g) - \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k k_{rg} \rho_g}{\mu_g} \frac{\partial P}{\partial x} \right] &= q_g, \end{aligned}$$

где ρ – плотность, P – давление, μ – вязкость, k – проницаемость пористой среды, k_r – относительная фазовая проницаемость пористой среды.

Предполагается, что жидкие фазы (вода и нефть) несжимаемые, а плотность газа изменяется согласно уравнению состояния идеального газа

$$\rho_g = \rho_b = \frac{PM}{RT},$$

где T – температура, M – молярная масса газа, R – универсальная газовая постоянная.

Изменение температуры в пористой среде описывается уравнением теплопроводности:

$$(c\rho)_t \frac{\partial T}{\partial t} + (c\rho)_f v_f \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_t \frac{\partial T}{\partial x} \right),$$

где $(c\rho)_f = (c\rho)_w S_w + (c\rho)_o S_o + (c\rho)_g (S_b + S_g)$ – объемная теплоемкость флюида, $(c\rho)_t = \phi(c\rho)_f + (1 - \phi)(c\rho)_s$ – объемная теплоемкость насыщенной пористой среды, $\lambda_t = \phi[\lambda_w S_w + \lambda_o S_o + \lambda_g (S_b + S_g)] + (1 - \phi)\lambda_s$ – коэффициент теплопроводности насыщенной пористой среды. Здесь индекс t относится к насыщенной пористой среде, f – к флюиду, s – к скелету.

Скорость фильтрации флюида рассчитывается как

$$v_f = v_o + v_{wb} + v_g.$$

ВГС может быть представлена как жидкость с эффективной проницаемостью, в которой учитывается эффект проскальзывания $k = k_0(1 + 4b/r_m)$, где b – коэффициент проскальзывания, r_m – средний радиус порового канала, k_0 – проницаемость, которая зависит от давления.

Для замыкания системы уравнений фазовые проницаемости для нефти, воды и газа определяют согласно [8].

Предполагается, что в начальный момент времени пористая среда равномерно насыщена нефтью и водой (S_{o0} , S_{w0}) при пластовых давлении (P_0) и температуре (T_0). На левой границе задаются насыщенности (S_w^{in} , S_b^{in}), давление (P^{in}) и температура (T^{in}) закачиваемой ВГС, на правой границе задаются постоянное давление (P^{out}) и условие симметрии по насыщенности и температуре.

Результаты численного моделирования

На основе разработанной математической модели фильтрации ВГС в пористых средах реализован программный модуль. В качестве численного метода решения выбран метод контрольных объемов [9], основным преимуществом которого является автоматическое выполнение законов сохранения. Проведено тестирование работоспособности программного кода на примере решения задачи Баклея-Левретта [10]. На основе разработанного программного модуля были проведены численные расчеты и анализ результатов математического моделирования для следующих физических и теплофизических параметров расчета: закачка ВГС производилась в пористую среду длиной $L = 100$ м, пористостью $\phi = 0.18$, абсолютной проницаемостью $k = 50$ Д, плотность скелета $\rho_s = 2000$ кг/м³; для флюидов использовались следующие параметры: $S_{o0} = 0.8$, $S_{w0} = 0.2$, плотность флюидов $\rho_o = 860$ кг/м³, $\rho_w = 1000$ кг/м³, $\rho_g = 1.2$ кг/м³, динамическая вязкость флюидов $\mu_o = 2.1$ мПа*с, $\mu_w = 0.35$ мПа*с, $\mu_g = 0.018$ мПа*с; $P_0 = 200$ атм, $T_0 = 70^\circ\text{C}$, $P^{in} = 300$ атм, $T^{in} = 20^\circ\text{C}$, $P^{out} = 200$ атм.

При фильтрации ВГС в пласте пузырьки газа расширяются. В связи с этим при превышении критического значения насыщенности пузырьков в ВГС они могут начать объединяться, образуя свободную газовую фазу. Рассматривались два случая: с переходом в свободную фазу при достижении критической насыщенности пузырьков и без перехода.

Для понимания процесса вытеснения нефти ВГС был проведен многопараметрический анализ результатов численного моделирования. Рассматривается фильтрация флюида при различных начальных насыщенностях ВГС пузырьками газа ($S_b^{in} = 0.1, 0.2, 0.3$) для случая без перехода пузырьков ВГС в свободную газовую фазу. Расчеты показали, что при меньшей концентрации пузырьков в ВГС фронт ВГС продвигается вглубь быстрее из-за большей скорости фильтрации. На рис. 1 представлено распределение насыщенности нефти в пористой среде в момент времени 1 ч. Видно, что за это время фронт вытеснения при насыщенности пузырьков $S_b^{in} = 0.3$ отстает от фронта – при $S_b^{in} = 0.1$ практически на 10 м. Это связано с зависимостью вязкости ВГС от содержания пузырьков газа. Из

рис. 2, на котором приведено распределение вязкости ВГС при различных концентрациях пузырьков газа, видно, что с увеличением насыщенности пузырьков газа вязкость возрастает. Рост вязкости ВГС к выходу объясняется увеличением объемного содержания пузырьков газа вдоль модели пористой среды.

Рис. 1. Распределение насыщенности нефти по пласту без перехода пузырьков ВГС в свободную газовую фазу при различном начальном объемном содержании пузырьков в ВГС в момент времени $t = 1$ ч.

Аналогично рассматривалась фильтрация флюида при различных начальных насыщенностях пузырьками ВГС ($S_b^{in} = 0.1, 0.2, 0.3$) с учетом перехода пузырьков ВГС в свободную газовую фазу при критическом значении объемного содержания пузырьков на $\Delta R_b^* = 0.03$ больше начальной насыщенности пузырьков, т.е. $\Delta R_b^* = R_b^* - S_b^{in}$. Анализ результатов численного моделирования показал, что при достижении критического значения объемного содержания пузырьков в ВГС пузырьки объединяются и переходят в свободную газовую фазу. Как и в случае без фазового перехода, при меньшей концентрации пузырьков в ВГС фронт вытеснения продвигается быстрее, из-за большей скорости фильтрации флюида. Вязкость ВГС при достижении критического значения концентрации пузырьков не изменяется и своего наибольшего значения достигает при наибольшей концентрации пузырьков (рис. 3).

Проведен сравнительный анализ изменения насыщенностей, скоростей фильтрации отдельных фаз и многофазной жидкости, давления, температуры, объемного содержания пузырьков и вязкости ВГС при начальной насыщенности пузырьков в ВГС ($S_b^{in} = 0.2$) для случаев без перехода пузырьков ВГС в свободную газовую фазу и с переходом при различных критических значениях концентрации пузырьков в ВГС ($R_b^* = 0.23, 0.25$). На рис. 4а и 4б представлены распределения давления и темпера-

туры после 5 ч. закачки ВГС. Анализ показал, что без образования свободного газа скорость фильтрации многофазной жидкости и ВГС больше (рис. 6), холодный температурный фронт распространяется быстрее (рис. 4б), градиент давления наиболее близок к линейному закону (рис. 4а), вязкость ВГС существенно больше (рис. 5) по сравнению с наличием свободного газа. Более того, чем меньше критическое значение перехода в свободную газовую фазу, тем меньше скорости фильтрации (рис. 6). Таким образом, сравнительный анализ результатов численного моделирования показал, что наиболее эффективное вытеснение нефти ВГС происходит без образования свободной газовой фазы.

Рис. 2. Изменение вязкости ВГС по пласту без перехода пузырьков ВГС в свободную газовую фазу при различном начальном объемном содержании пузырьков в ВГС в момент времени $t = 3$ ч.

Рис. 3. Изменение вязкости ВГС по пласту с переходом пузырьков ВГС в свободную газовую фазу при различном начальном объемном содержании пузырьков в ВГС в момент времени $t = 3$ ч.

Рис. 4. Изменение давления (а) и температуры (б) в пласте при различных критических значениях объемного содержания пузырьков в ВГС для $S_b^{in} = 0.2$ в момент времени $t = 5$ ч.

Рис. 5. Изменение вязкости ВГС в пористой среде при различных критических значениях объемного содержания пузырьков в ВГС для $S_b^{in} = 0.2$ в момент времени $t = 5$ ч.

Рис. 6. Изменение скорости фильтрации ВГС в пористой среде при различных критических значениях объемного содержания пузырьков в ВГС для $S_b^{in} = 0.2$ в момент времени $t = 5$ ч.

Выводы

На основе метода контрольных объемов, реализован программный модуль для изучения неизо-

термической многофазной фильтрации воды с пузырьками газа, нефти и свободного газа в одномерном случае. Апробация программного модуля реализована на примере решения задачи Баклея-Лeverетта. Проведены многопараметрические расчеты для различных объемного содержания пузырьков, критического значения концентрации пузырьков перехода в свободную газовую фазу. Анализ результатов численного моделирования показал, что вязкость ВГС увеличивается с увеличением объемного содержания пузырьков в ВГС, фронт вытеснения нефти при меньшей концентрации пузырьков в ВГС распространяется быстрее, образование свободного газа отрицательно влияет на эффективность вытеснения нефти.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №18-38-20102.

ЛИТЕРАТУРА

1. Егоров Ю. А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: дисс. ... к.т.н. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2006.
2. Болотов А. А., Мирзаджанзаде А. Х., Нестеров И. И. Реологические свойства растворов газов и жидкостей в области давления насыщения // Изв. АН СССР. Сер. Механика жидкости и газа. 1988. №1. С. 172–175.
3. Николаевский В. Н. Сейсмовибрационный метод оживления нефтегазового обводненного пласта // Геофиз. исслед. 2005. №1. С. 37–47.
4. Степанова Г. С., Михайлов Д. Н. Расчеты процессов вытеснения нефти газом при водогазовом воздействии на пласты // Технологии ТЭК. 2006. Т. 28. №4. С. 38–43.
5. Сулейманов Б. А. Особенности фильтрации гетерогенных систем // М.-Ижевск, 2006. С. 356.
6. Топольников А. С., Болотнова Р. Х., Бузина В. А., Агишева У. О. Математическое моделирование динамических процессов в нефтедобывающей скважине // Вопросы современной науки и практики. Университет имени В. И. Вернадского. 2014. Т. 4. №54. С. 112–118.

7. Михайлов Д. Н. Динамика течения нефти с учетом образования микропузырьков газа в потоке // Труды Российского гос. ун-та нефти и газа имени И. М. Губкина. 2011. Т. 1. №262. С. 55–67.
8. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. С. 396.
9. Патанкар С. В. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости // пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1984, С. 152.
10. Бернадинер М. Г. Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей. М.: Наука, 1975. С. 199.

Поступила в редакцию 11.05.2019 г.

После доработки – 22.05.2019 г.

NUMERICAL STUDY OF THE FILTRATION OF THE WATER-GAS FLUID IN A POROUS MEDIUM

© Yu. A. Pityuk, A. A. Musin, L. A. Kovaleva, R. R. Fakhreeva*

*Bashkir State University
32 Zaki Validi Street, 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.*

Phone: +7 (917) 352 03 37.

**Email: regina599@mail.ru*

At the present time, more than a half of oil and gas reserves are hard to recover in the process of exploitation of a reservoir. Hence, the problem of injection of new agents in reservoirs in order to enhance the quantity of recoverable reserves is a relevant problem. It appears that one of the most efficient methods for solving this problem is the water-alternating-gas (WAG) injection. The present work is concerned with the analysis of the processes occurring in reservoirs during the WAG injection and with the accompanying effects. The main objective of this study is development of a mathematical model of non-isothermal three-phase filtration of WAG mixture in oil reservoirs in one-dimensional case. The three-phase filtration of water with gas bubbles, oil, and free gas in the reservoir is considered taking into account growth and enlargement of microbubbles in pore channels, the formation of free gas, fluid flow with slippage, crack network compressibility, and the non-isothermal process. The algorithm for the numerical solution of problem using the finite volume method and corresponding program code is developed. The numerical study and the analysis of the displacement front of oil with WAG mixture using different physical and chemical parameters of the porous medium is conducted. The influence of volume content of bubbles and free gas formation on the filtration process of the WAG mixture is conducted. The multivariate analysis of the numerical simulation results is conducted. It is shown that the viscosity of WAG fluid increases as the volume content of bubbles increases; oil displacement runs faster with less concentration of bubbles in the fluid, and the formation of free gas has a bad influence on the efficiency of oil displacement. The reported study was funded by RFBR according to the research project No. 18-38-20102.

Keywords: water-alternating-gas fluid, water-alternating-gas injection, non-isothermal, three-phase filtration, mathematical modelling.

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at bulletin_bsu@mail.ru if you need translation of the article.

REFERENCES

1. Egorov Yu. A. Razrabotka tekhnologii vodogazovogo vozdeistviya s ispol'zovaniem nasosno-ezhektornykh sistem dlya povysheniya nefteotdachi plastov: diss. ... k.t.n. Moscow: RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina. 2006.
2. Bolotov A. A. Izv. AN SSSR. Ser. Mekhanika zhidkosti i gaza. 1988. No. 1. Pp. 172–175.
3. Nikolaevskii V. N. Geofiz. issled. 2005. No. 1. Pp. 37–47.
4. Stepanova G. S., Mikhailov D. N. Tekhnologii TEK. 2006. Vol. 28. No. 4. Pp. 38–43.
5. Suleimanov B. A. M.-Izhevsk, 2006. Pp. 356.
6. Topol'nikov A. S., Bolotnova R. Kh., Buzina V. A., Agisheva U. O. Voprosy sovremennoi nauki i praktiki. Universitet imeni V. I. Vernadskogo. 2014. Vol. 4. No. 54. Pp. 112–118.
7. Mikhailov D. N. Trudy Rossiiskogo gos. un-ta nefti i gaza imeni I. M. Gubkina. 2011. Vol. 1. No. 262. Pp. 55–67.
8. Charnyi I. A. Podzemnaya gidrogazodinamika [Underground fluid dynamics]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963. Pp. 396.
9. Patankar S. V. per. s angl. Moscow: Energoatomizdat, 1984. Pp. 152.
10. Bernadiner M. G. Gidrodinamicheskaya teoriya fil'tratsii anomal'nykh zhidkosti [Hydrodynamic theory of filtration of anomalous liquids]. Moscow: Nauka, 1975. Pp. 199.

Received 11.05.2019.

Revised 22.05.2019.