

УДК 517.988.6 338.23

**Динамические фазовые проницаемости для расчета целиков нефти
в цифровых моделях**

С. В. Костюченко^{1, 2*}, Н. А. Черемисин²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье приведены авторские формулы для расчета остаточной нефтенасыщенности и конечных точек относительных фазовых проницаемостей, динамически зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов и капиллярных чисел. Исследованы и описаны зависимости остаточной нефтенасыщенности и конечных точек фазовых проницаемостей от капиллярного числа. На примере элемента пятиточечной системы разработки нефтяной залежи показана возможность расчета целиков нефти с применением динамических фазовых проницаемостей. Описаны отличия модели с динамическими фазовыми проницаемостями от модели со статическими относительными фазовыми проницаемостями. Показана зависимость результатов моделирования от параметров нелинейности процессов фильтрации при неизменных традиционных фильтрационно-емкостных свойствах модели залежи нефти.

Ключевые слова: зрелые месторождения нефти; локализация текущих запасов нефти; динамические фазовые проницаемости; отклонения от закона Дарси; цифровые гидродинамические модели

Dynamic phase permeability for calculating oil locations in digital models

Sergey V. Kostyuchenko^{1, 2*}, Nikolay A. Cheremisin²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article presents the author's formulas for calculating the residual oil saturation and the end points of relative phase permeabilities that dynamically depend on the filtration rate of reservoir fluids and capillary numbers. The dependences of the residual oil saturation and the end points of the phase permeabilities on the capillary number are investigated and described. An element of a five-point system for the development of an oil deposit case study shows the possibility of calculating oil targets using dynamic phase permeabilities. The difference between the model with static relative phase permeabilities and the model with dynamic phase permeabilities should be stressed. The text gives valuable information on the dependence of the simulation results on the parameters of the nonlinearity of the filtration processes with the traditional filtration-capacitance properties of the oil deposit model unchanged.

Введение

Многие нефтяные и нефтегазовые месторождения в России и в мире являются длительно разрабатываемыми и находятся на поздних стадиях разработки. Более 60 % запасов нефти таких месторождений могут оставаться в слабодренлируемых зонах высокообводненных залежей и пластов, в невыработанных целиках нефти и в низкопроницаемых пропластках. Это подтверждается бурением уплотняющих скважин и промысловым опытом. Поэтому для совершенствования систем разработки и доизвлечения запасов углеводородного сырья таких длительно разрабатываемых месторождений необходимо решение задач локализации текущих извлекаемых запасов нефти и оценки текущего охвата их вытеснением.

Геолого-технологические (фильтрационные) модели в принципе способны решать эти задачи. Однако результаты моделирования распределений текущих запасов подтверждаются бурением уплотняющих скважин обычно только на 55–60 %. Причинами этого являются не только недоизученность залежей, но и несовершенство моделей. Так, традиционные фильтрационные модели показывают слабую зависимость накопленной добычи нефти и расчетного коэффициента извлечения нефти (КИН) от плотности сетки скважин; имеют ограниченные возможности расчета целиков нефти, дренируемых или недренируемых зон, текущего коэффициента охвата вытеснением запасов нефти; а также расчета эффективности очаговых, нестационарных, циклических заводнений и поток от отклоняющих технологий. В значительной мере эти методические проблемы моделирования обусловлены ограничениями линейного закона фильтрации Дарси, который лежит в основе математического обеспечения гидродинамических симуляторов. Многочисленные публикации посвящены изучению этой проблемы [1–14].

В данной статье приведены и исследованы формулы для расчета остаточной нефтенасыщенности и относительных фазовых проницаемостей, зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов [7–9]. Этот математический аппарат, основанный на многочисленных экспериментальных данных, может быть использован для построения моделей с динамическими фазовыми проницаемостями и решения названных выше методических проблем гидродинамического моделирования.

Формулы для расчета остаточной нефтенасыщенности и конечных точек фазовых проницаемостей

В соответствии с обобщенным законом Дарси для процессов многофазной фильтрации в пористых средах относительные фазовые проницаемости нефти и воды нелинейно зависят от локальной насыщенности коллектора этими флюидами (рис. 1). Так, например, конечные точки 1–6 на рисунке 1 определяют подвижные (извлекаемые) запасы нефти, подвижность воды и фазовые проницаемости нефти и воды. Для линейного закона фильтрации Дарси положения этих конечных точек не зависят от скорости фильтрации и определяются лишь свойствами коллектора и флюидов. Эти статические

зависимости (линейный закон фильтрации) реализованы в большинстве гидродинамических симуляторов.

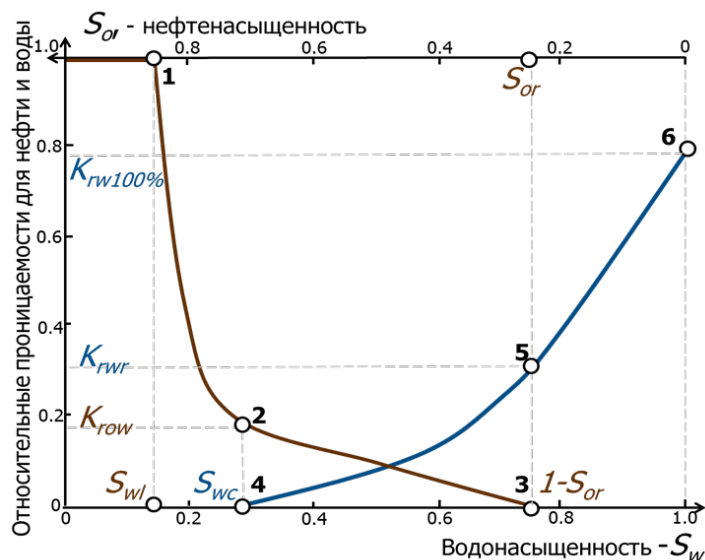


Рис. 1. Относительные фазовые проницаемости нефти и воды для системы «нефть — вода» с характерными концевыми точками 1–6

Однако многочисленные фильтрационные эксперименты на образцах керна и промысловый опыт позволяют утверждать, в частности, что остаточная нефтенасыщенность S_{OR} , критические точки фазовых проницаемостей нефти K_{ROW} и воды K_{RWR} зависят от скорости фильтрации и капиллярного числа $N = \frac{\mu_w \cdot v}{\alpha_{ow}}$, где μ_w — динамическая вязкость воды, Па·с; α_{ow} — поверхностное натяжение на границе нефть–вода, Н/м; v — скорость фильтрации $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. В разрозненных работах [7–9] были предложены формулы для расчета концевых точек 2, 3, 5 динамических функций относительных фазовых проницаемостей на рисунке 1. По мнению авторов, эти результаты весьма важны для развития прикладной теории фильтрации. В данной статье эти функции обобщены и исследованы в сравнении с традиционными статическими относительными фазовыми проницаемостями.

Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой и ее отношение к начальной нефтенасыщенности коллектора [7, 8] могут быть описаны функцией

$$\frac{S_{or}}{S_{oi}} = \frac{1-\varphi}{1+\beta \cdot \theta \cdot \frac{S_{oi}}{K_p} \cdot N_c} + \varphi. \quad (1)$$

Относительные фазовые проницаемости коллектора для нефти K_{row} и воды K_{rwr} для критических нефте- и водонасыщенностей [9] могут быть описаны функциями

$$K_{row} = \frac{\beta \cdot \theta \cdot \frac{S_{oi}}{K_p} \cdot N_c}{1 + \beta \cdot \theta \cdot \frac{S_{oi}}{K_p} \cdot N_c} \cdot (1 - S_{wl})^{4/3},$$

$$K_{rwr} = \frac{(1 - \varphi \cdot S_{oi})^4 \cdot K_{rw100\%} [(1 - \varphi \cdot S_{oi})^4 \cdot K_{per} / K_0] \cdot Z_w}{(2 - Z_w) \cdot \lambda(1 - Z_w)}, \quad (2)$$

где S_{or} , S_{oi} , S_{wl} , S_{wc} — остаточная, начальная, связанная и критическая водонасыщенности коллектора, соответственно, д.ед.; φ — доля адсорбированной поверхностью порового пространства нефти; θ — параметр нелинейности, определяющий характер зависимости от капиллярного числа, $0 < \theta < \infty$ (при $\theta \rightarrow \infty$ фильтрация линейна при любых капиллярных числах); K_p — пористость коллектора, д.ед.; K_{per} — абсолютная проницаемость коллектора, м²; K_{rwr} — относительная проницаемость коллектора по воде при остаточной нефтенасыщенности; $K_{rw100\%}$ — относительная проницаемость коллектора по воде при его 100 % водонасыщенности; $K_0 = 10^{-15}$, м²; $\beta = 6,5 \cdot 10^6$ — масштабный коэффициент; Z_w — отношение интервалов подвижности нефти — воды и нефти

$$Z_w = \frac{1 - S_{or} - S_{wc}}{1 - \varphi \cdot S_{oi} - S_{wl}}, \text{ если } 1 - S_{oi} \geq S_{wc},$$

и $Z_w = 0$, если $1 - S_{oi} < S_{wc}$; l — характерный размер пористой среды, м.

Формула расчета функции $K_{rw100\%}$ для терригенных коллекторов Западной Сибири, например, имеет вид [7]

$$K_{rw100\%}[x] = 0,081 \cdot \ln x + 0,333,$$

где $\lambda(x)$ — коэффициент фильтрационного сопротивления [10]:

$$\lambda(x) = 1 + \frac{2 \cdot x}{1 - x} \left[1 + x + (1 + x^2) \sqrt{x} \right] \cdot \left[1 - \exp\left(-0,6 \frac{l}{d}\right) \right],$$

где x — безразмерная проницаемость коллектора по газу; d — характерный размер неоднородности пористой среды, м.

Зависимости фазовых проницаемостей от капиллярного числа

Зависимости отношения S_{or}/S_{oi} от капиллярного числа N , рассчитанные по формуле (1) при различных параметрах θ и φ , приведены на рисунке 2. Здесь предельное значение $S_{or}/S_{oi} = 0,4$ определяется параметром $\varphi = 0,4$. Зависимости K_{row} и K_{rwk} от капиллярного числа N , рассчитанные по формуле (2), приведены на рисунке 3. Эти зависимости получены при $K_p = 0,2$ и $S_{oi} = 0,7$, $K_{per} = 0,1$ мкм². На рисунках 2, 3 красная пунктирная линия соответствует линейному закону Дарси ($\theta = \infty$, $\varphi = 0,54$) и показывает принципиальное отличие этих зависимостей от линейного закона.

Параметры ϕ и θ могут быть получены в результате интерпретации экспериментальных данных [7, 8], при адаптации модели к фактической истории разработки или при исследовании чувствительности модели к изменениям этих параметров.

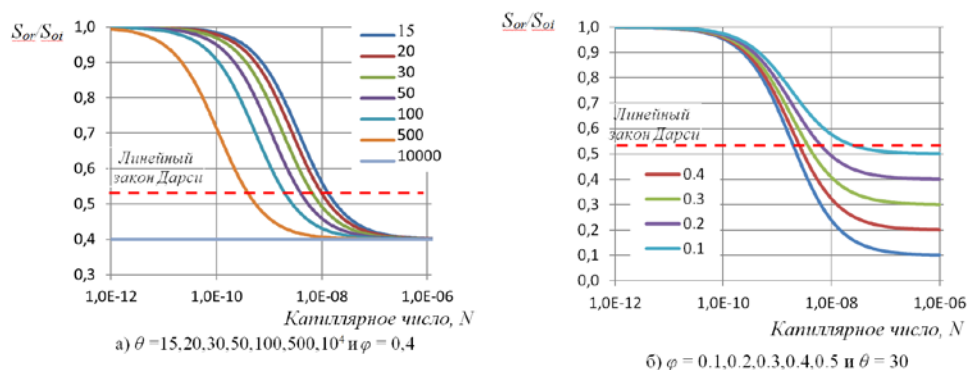


Рис. 2. Зависимости отношения S_{or}/S_{oi} от капиллярного числа N для разных значений параметров θ и ϕ

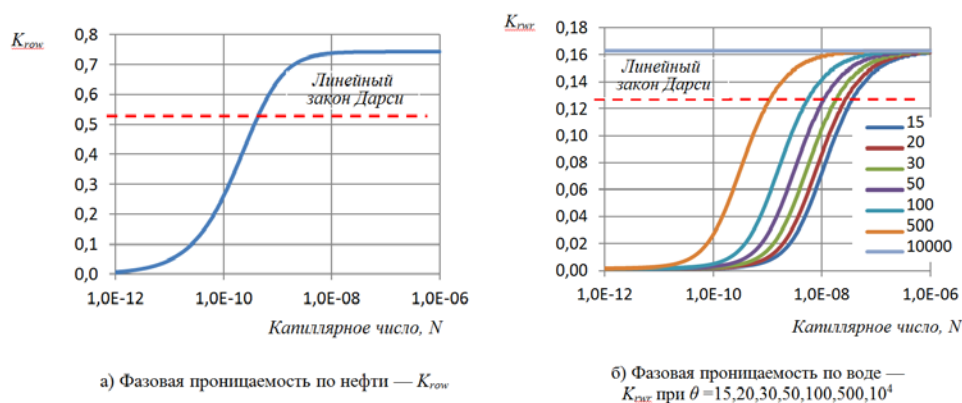


Рис. 3. Зависимости параметров K_{row} и K_{rwf} от капиллярного числа N при $\phi = 0,4$

Расчет динамических относительных фазовых проницаемостей в традиционных симуляторах

Прямые расчеты относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и критических насыщенностей, зависящих от скорости фильтрации пластовых флюидов, в традиционных симуляторах типа Eclipse невозможны. Однако эти расчеты можно выполнить по формулам (1)–(2) в режиме flexible — рестартов («гибких» перезапусков) симуляторов. Для этого необходимо многократно перезапускать симулятор и «продвигать» процесс моделирования по истории работы скважин. На каждом таком временном шаге необходимо рассчитывать капиллярные числа, динамические ОФП и организовывать итерационные процессы моделирования. Для автоматизации этих трудоемких процедур целесообразно создать и применять управляющий программный модуль, который является внешним для симулятора и должен управлять им. При этом симулятор будет выполнять традиционные (рутинные) расчеты полей пластовых давлений, насыщенностей, потоков

пластовых флюидов и технологических параметров работы скважин на каждом временном шаге моделирования.

Обсуждение результатов вычислительных экспериментов

Модели с динамическими относительными фазовыми проницаемостями открывают новые возможности для расчета целиков нефти и текущего охвата вытеснением запасов нефти в цифровых моделях.

Рассмотрим модель элемента пятиточечной системы разработки (рис. 4). Размерность этой модели — $25 \times 25 \times 1$ ячеек с размерами каждой из них $50 \times 50 \times 10$ м. Фильтрационно-емкостные свойства: проницаемость по латерали $0,1 \text{ мкм}^2$, по вертикали $0,01 \text{ мкм}^2$; пористость 20 %; начальная водонасыщенность 0,3; вязкости нефти 1,5 спз и воды 0,8 спз; $S_{wl} = 0,2$, $S_{wc} = 0,2$, $S_{or} = 0,2$, $K_{rw100\%} = 0,85$, $K_{row} = 1,0$. В углах модели размещены 4 нагнетательные скважины, в центре добывающая скважина. На нагнетательных и добывающей скважинах заданы управления по забойным давлениям 45 и 5 Мпа.

Результаты расчетов для разных значений параметра нелинейности θ приведены на рисунках 4, 5. Для всех вариантов приняты одинаковые КИН и конечная обводненность добывающей скважины — 98 %. Настройка КИН выполнена подбором доли адсорбированной нефти φ (1): для модели линейной фильтрации $\varphi = 0,4$, для модели нелинейной фильтрации: $\theta = 50$, $\varphi = 0,330$ и $\theta = 15$, $\varphi = 0,215$. Параметр φ подобран в результате адаптации моделей по параметру «накопленная добыча нефти». Параметр φ определяет неизвлекаемую долю нефти от начальной нефтенасыщенности коллектора при вытеснении нефти водой: φ увеличивает долю подвижной нефти в областях с большими капиллярными числами и уменьшает ее в областях с малыми капиллярными числами (см. рис. 2).

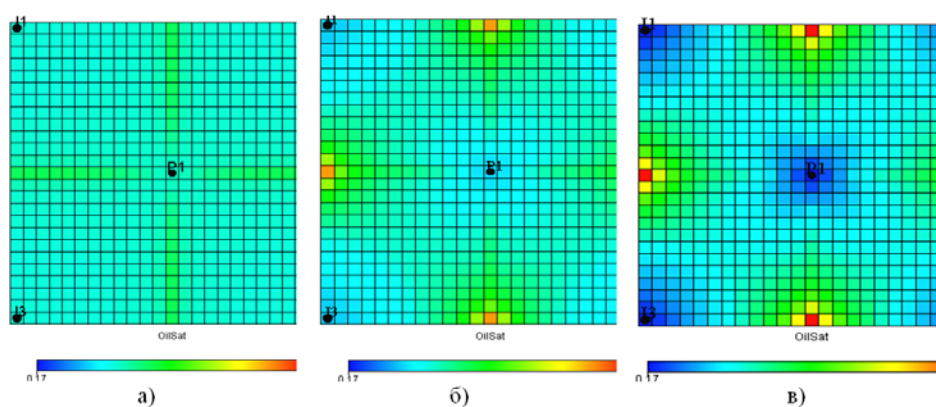


Рис. 4. Расчетные поля остаточной нефтенасыщенности S_o для моделей линейной (а) — $\theta = \infty$ и нелинейной (б) — $\theta = 50$; (в) — $\theta = 15$ фильтрации

Отношение критической и начальной нефтенасыщенностей S_{or}/S_{oi} , конечные точки относительных фазовых проницаемостей K_{rwr} , K_{row} в модели с динамическими ОФП существенно зависят от капиллярных чисел и скоростей фильтрации (рис. 5 б). Эти зависимости позволяют рассчитывать текущий коэффициент охвата вытеснением и целики нефти. Для этого достаточно определить долю подвижных запасов нефти в расчетных ячейках

цифровой фильтрационной модели, вычислив разность критической S_{or} и текущей S_o нефтенасыщенностей. В модели со статическими ОФП (линейная модель, рис. 5 а) критическая нефтенасыщенность S_{or} не зависит от скорости фильтрации флюидов, и поэтому расчет текущего коэффициента охвата вытеснением невозможен в принципе.

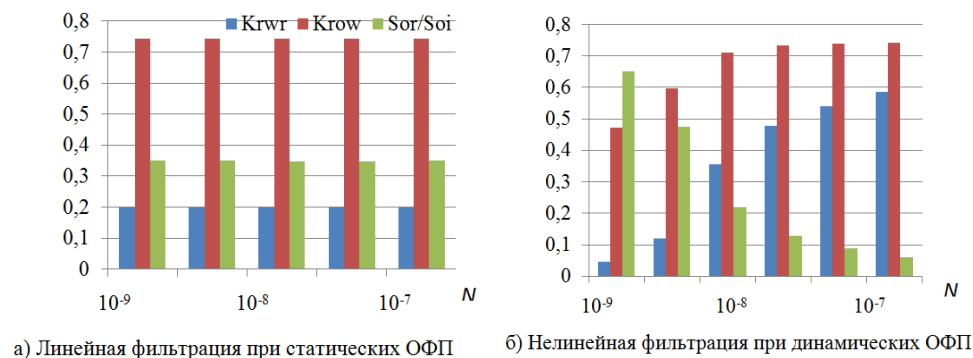


Рис. 5. Распределения параметров K_{rwr} , K_{row} , S_{or}/S_{oi} по капиллярным числам N для линейной (а) и нелинейной (б) фильтрации ($\vartheta = 15$)

Аналогично в моделях с динамическими ОФП можно выделить дренируемые/недренируемые расчетные ячейки и долю недренируемых запасов нефти в них. Эти ячейки и запасы нефти образуют целики нефти (красные и желтые ячейки на рис. 4 б и 4 в). В данной модели недренируемые запасы в целиках нефти составляют около 23 % начальных извлекаемых запасов нефти — 80 тыс. м³ нефти. Эти недренируемые запасы (см. рис. 4 в) не могут быть отобраны имеющейся добывающей скважиной, так как в этих ячейках скорости фильтрации и капиллярные числа N — малы, расчетная критическая нефтенасыщенность близка к текущей, и отсутствует подвижная нефть (см. формулу (1) и рис. 2). Для вовлечения в разработку запасов нефти недренируемых зон необходимо увеличить в этих зонах скорости фильтрации флюидов. Для этого необходимо либо изменить режимы работы нагнетательных скважин и направления фильтрационных потоков пластовых флюидов, либо разместить уплотняющие скважины в недренируемых зонах.

Для сравнения: в модели со статическими ОФП (см. рис. 4 а) все ячейки и запасы нефти охвачены вытеснением полностью и выделить недренируемые запасы и целики нефти — невозможно.

Важно, что линейная и нелинейные модели (см. рис. 4) имеют одинаковые традиционные фильтрационно-емкостные свойства и отличаются только значениями параметров нелинейности θ и φ . Таким образом, переход к динамическим ОФП позволяет реализовать в цифровых фильтрационных моделях новые возможности — выделять дренируемые и недренируемые запасы нефти, рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением запасов нефти.

Выводы

В статье обобщены и исследованы формулы динамического расчета носительных фазовых проницаемостей в цифровых моделях. Этот динами-

ческий расчет сводится к расчету остаточной нефтенасыщенности и конечных точек относительных фазовых проницаемостей в зависимости от скорости фильтрации пластовых флюидов и капиллярных чисел. Переход от статических к динамическим ОФП позволяет реализовать в цифровых фильтрационных моделях новые возможности: выделять дренируемые и недренируемые запасы нефти, рассчитывать целики нефти и текущий коэффициент охвата вытеснением запасов нефти.

На примере элемента пятиточечной системы разработки нефтяной залежи показана возможность расчета целиков нефти. Эта возможность реализована варьированием параметра нелинейности процессов фильтрации при неизменных фильтрационно-емкостных свойствах модели залежи нефти.

Библиографический список

1. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – Москва : Недра, 1992. – 270 с. – Текст : непосредственный.
2. Basak, P. Non-Darcy Flow and its Implications to Seepage Problems / P. Basak. – DOI 10.1061/jrcea4.0001172. – Text : direct // Journal of the Irrigation and Drainage Division. – 1977. – Vol. 103, Issue 4. – P. 459–473.
3. Попков, В. И. Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа / В. И. Попков, С. В. Зацепина, В. П. Шакшин. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование. – 2005. – Т. 17, № 2. – С. 92–102.
4. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макастров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 52–56.
5. Михайлов, Н. Н. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненном неоднородном пласте / Н. Н. Михайлов, В. И. Полищук, З. Р. Хазигалеева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 36–39.
6. Fjelde, I. Critical Aspects in Surfactant Flooding Procedure at Mixed-wet Conditions / I. Fjelde, A. Lohne, K. P. Abeyasinghe. – Text : electronic // EUROPEC 2015, Madrid, Spain, 1–4 June 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174393-ms>.
7. Черемисин, Н. А. Методика обоснования остаточной нефтенасыщенности при водонапорном режиме эксплуатации пластов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Ю. Е. Батурин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–58.
8. Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Ю. Е. Батурин, В. А. Дроздов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 40–46.
9. Черемисин, Н. А. Влияние неравновесного распределения фаз на процесс нефтеизвлечения из низкопроницаемых коллекторов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, А. В. Пневских. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : третья научно-практическая конференция, Ханты-Мансийск, 27–30 марта 2000 года. – Ханты-Мансийск : Путиведь, 2000. – С. 64–67.
10. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Ю. Е. Батурин, Н. Я. Медведев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 38–42.
11. Лысенко, В. Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко, Э. Д. Мухарский. – Москва : Недра, 1975. – 176 с. – Текст : непосредственный.
12. Blom, S.M.P. How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions? / S.M.P. Blom, J. Hagoort. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27–30 September 1998. – URL: <https://doi.org/10.2118/49268-ms>.

13. Костюченко, С. В. Прямой расчет коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании / С. В. Костюченко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10. – С. 58–61.
14. Костюченко, С. В., Зимин, С. В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока / С. В. Костюченко, С. В. Зимин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 56–60.

References

1. Mikhaylov, N. N. (1992). *Ostatnochnoe neftenasyschchenie razrabatyvaemykh plastov*. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
2. Basak, P. (1977). Non-Darcy Flow and its Implications to Seepage Problems. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 103(4), pp. 459-473. (In English). DOI: 10.1061/jrcea4.0001172
3. Popkov, V. I., Zatsepina, S. V., & Shakshin, V. P. (2005). Using relative permeabilities dependent on capillary number in hydrodynamic models of oil and gas fields. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 17(2), pp. 92-102. (In English).
4. Baikov, V. A., Kolonskikh, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., Telin, A. G., & Yakasov, A. V. (2013). Nonstationary filtration in low-permeable reservoirs under low pressure gradient conditions. *Oil Industry*, (10), pp. 52-54. (In Russian).
5. Mikhailov, N. N., Polishchuk, V. I. & Khazigaleeva, Z. R. (2014). Modeling of residual oil distribution in flooded heterogeneous formations. *Oil Industry*, (8), pp. 36-39. (In Russian).
6. Fjelde, I. Lohne, A., & Abeysinghe, K. P. (2015). Critical Aspects in Surfactant Flooding Procedure at Mixed-wet Conditions. EUROPEC 2015, Madrid, Spain, June 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174393-ms>
7. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., & Baturin, Yu. E. (1997). Metodika obosnovaniya ostatnochnoy neftenasyschchennosti pri vodonapornom rezhime ekspluatatsii plastov. *Oil Industry*, (9), pp. 52-58. (In Russian).
8. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., Baturin, Yu. E. & Drozdov, V. A. (1997). Usloviya formirovaniya ostatnochnoy neftenasyschchennosti v polimiktovykh kollektorakh pri ikh zavodnenii. *Oil Industry*, (9), pp. 40-46. (In Russian).
9. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., & Pnevskykh, A. V. (2000). Vliyanie neravnovesnogo raspredeleniya faz na protsess nefteizvlecheniya iz nizkopronitsaemykh kollektorov. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO: tret'ya nauchno-prakticheskaya konferentsiya, March, 27-30, 2000. Khanty-Mansiysk, Putived' Publ., pp. 64-67. (In Russian).
10. Cheremisin, N. A., Sonich, V. P., Baturin, Yu. E., & Medvedev, N. Ya. (2002). Basic physics of increasing the efficiency of developing granulated reservoirs. *Oil Industry*, (8), pp. 38-42. (In Russian).
11. Lysenko, V. D., & Mukharskiy, E. D. (1975). *Proektirovanie intensivnykh sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ, 176 p. (In Russian).
12. Blom, S.M.P., & Hagoort, J. (1998). How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions? SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1998. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/49268-ms>
13. Kostyuchenko, S. V. (2006). Direct calculation of the current sweep efficiency at geologic-hydrodynamic modeling. *Oil Industry*, (10), pp. 58-61. (In Russian).
14. Kostyuchenko, S. V., & Zimin, S. V. (2005). Efficiency quantitative analysis of flooding systems based on flow line models. *Oil Industry*, (1), pp. 56-60. (In Russian).

Сведения об авторах

Костюченко Сергей Владимирович, д. т. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Черемисин Николай Алексеевич, к. т. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Sergey V. Kostyuchenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Nikolay A. Cheremisin, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen