

Estimation of the Optimal Gas Composition for Enhanced Oil Recovery

Anna Chernova, Andrey Afanasyev

Institute of Mechanics, Moscow State University, Moscow 119192, Russia

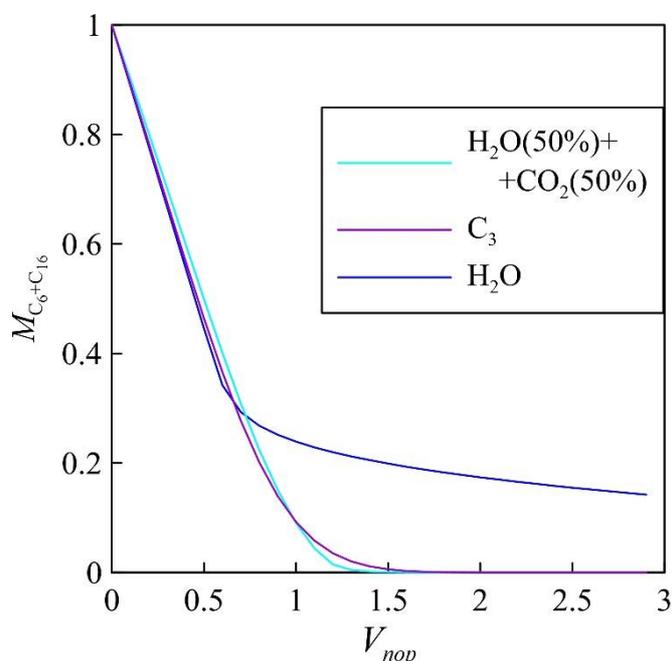
anya_chernova_2504@mail.ru

Abstract

We estimate the optimal water-to-gas ratios and displacing gas compositions that make it possible to increase the recovery of most valuable intermediate and heavy components of oil. We consider several initial compositions of oil and the displacing fluid. The numerical optimization is organized in such a way that the composition of the injected mixture automatically changes for any fixed pore volumes injected (PVI) and the most favorable composition that increases the oil recovery factor is determined. We show that for different initial oil compositions, the recovery factors for most valuable components are approximately the same for different PVI. Therefore, the injection of a four-component mixture is investigated for only one particular oil composition. The distribution of the fluid flow parameters for such an optimized composition are simulated with a refined grid.

Keywords: optimization, porous medium, gas injection, oil displacement.

V_{nop}	H ₂ O	CO ₂	C ₁	C ₃
0.5	100	0	0	0
1	60	0	0	40
1.5	60	0	24	16
2	40	0	36	24
2.5	40	0	36	24
3	40	0	36	24



Optimized compositions (%) of the displacing fluid for different PVI (left). Dependence of the dimensionless mass of hexane and hexadecane on the PVI (right)

УДК 532.546

Расчет оптимальных составов закачиваемого газа, повышающих нефтеотдачу пластов

Чернова А.А., Афанасьев А.А.

НИИ механики МГУ, РФ, Москва, 119192, Мичуринский проспект, д.1

anya_chernova_2504@mail.ru

Аннотация

Решена задача оптимизации закачки воды и газов для вытеснения более тяжёлых, используемых при производстве топлива компонент нефти. Рассматривается несколько начальных составов нефти в пласте и различные смеси закачиваемых веществ. Численная оптимизация автоматизирована таким образом, что для фиксированного количества закачанных поровых объёмов автоматически меняется состав закачиваемой смеси и выбирается наиболее выгодный состав, повышающий коэффициент извлечения нефти. Показано, что для различных начальных составов нефти эффективность вытеснения в зависимости от количества закачанных поровых объёмов более ценных компонент качественно совпадает. В связи с этим оптимизация по закачке смеси, состоящей из четырех компонент, исследуется на одном из начальных составов. Процессы, происходящие при закачке оптимального состава, рассчитаны на более мелкой сетке.

Ключевые слова: оптимизация, пористая среда, закачка газа, вытеснение нефти.

1. Введение

Актуальной проблемой является оптимизация добычи полезных ископаемых, в том числе нефти. Расчет показателей разработки углеводородных месторождений вызывает сложность в связи с разнообразным строением геологических пластов, а также с многокомпонентностью составов жидкостей и газов, насыщающих их, и с фазовыми переходами компонент [1–4]. Учет многокомпонентного состава нефти и фазовых переходов компонент особенно важны при ее вытеснении смесями газов. Более традиционной является технология заводнения нефтяных пластов [5], в соответствии с которой нефть вытесняется водой. На некоторых зарубежных месторождениях используется технология закачки газов [6,7] (например, углекислый газ или метан), который растворяется в нефти и снижает ее вязкость. Наиболее ценными являются тяжелые компоненты нефти бензиновой и лигроиновой фракций, использующиеся при производстве топлив. Практическую значимость имеет ответ на вопрос: что эффективнее закачивать: газ или воду? Считается, что закачка газа эффективнее заводнения пластов. Однако, в данной работе показано, что это в зависимости от месторождения и количества закачиваемой смеси в одних случаях эффективнее закачка газа, а в других – заводнение нефтяных пластов.

2. Постановка задачи

Предположим, что капиллярное давление пренебрежимо мало, поэтому можно ввести одинаковое давление во всех фазах P . Также пренебрегается силой тяжести. В случае одномерной изотермической фильтрации многокомпонентной углеводородной смеси и воды система уравнений имеет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi (\rho_o c_{o(i)} s_o + \rho_g c_{g(i)} s_g)] + \frac{\partial}{\partial X} (\rho_o c_{o(i)} w_o + \rho_g c_{g(i)} w_g) = 0, \quad i = 1, \dots, 5, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_w s_w) + \frac{\partial}{\partial X}(\rho_w w_w) = 0, \quad (2)$$

$$w_j = -K \frac{K_{rj}}{\mu_j} \frac{\partial P}{\partial X}, \quad j = o, g, w, \quad (3)$$

$$s_w + s_o + s_g = 1, \quad \sum_{i=1}^5 c_{j(i)} = 1, \quad j = o, g, \quad (4)$$

$$K_{rg} = K_{rg}(s_g), \quad K_{rw} = K_{rw}(s_w), \quad K_{ro} = \frac{(s_w - s_{wco})K_{row}(s_w) + s_g K_{rog}(s_g)}{s_w - s_{wco} + s_g}, \quad (5)$$

$$\Omega = \Omega(P, z), \quad \Omega = \{\rho_j, c_{j(i)}, \mu_j, s_j, x, y\}, \quad (6)$$

$$z = \{z_{(1)}, \dots, z_{(5)}\}, \quad x = \{x_{(1)}, \dots, x_{(5)}\}, \quad y = \{y_{(1)}, \dots, y_{(5)}\}, \quad (7)$$

$$x_{(i)} = \frac{c_{o(i)}/W_{(i)}}{\sum_{k=1}^5 c_{o(k)}/W_{(k)}}, \quad y_{(i)} = \frac{c_{g(i)}/W_{(i)}}{\sum_{k=1}^5 c_{g(k)}/W_{(k)}}, \quad (8)$$

$$\rho_w = \frac{\rho_{w,st}}{B_w(P)}, \quad B_w(P) = B_{w,ref} \exp[-\alpha(P - P_{ref})] \quad (9)$$

Здесь ϕ – пористость среды; ρ – плотность; $c_{j(i)}$ – массовая концентрация i -й компоненты в j -й фазе; s – насыщенность; w – скорость фильтрации; K – абсолютная проницаемость; K_{rj} – относительная фазовая проницаемость j -й фазы; μ – вязкость; P – давление; $x_{(i)}$ – мольная концентрация i -й компоненты в нефти; $y_{(i)}$ – мольная концентрация i -й компоненты в газе; $z_{(i)}$ – полная концентрация i -й компоненты в двухфазной углеводородной смеси; W – молярная плотность; $K_{rw}(s_w), K_{row}(s_w)$ – относительные фазовые проницаемости воды и нефти в случае двухфазных течений нефть-вода; $K_{rg}(s_g), K_{rog}(s_g)$ – относительные фазовые проницаемости газа и нефти в случае двухфазных течений газ-нефть [8]; s_{wco} – неснижаемая насыщенность воды; $\rho_{w,st}$ – плотность воды при поверхностных условиях; B_w – объемный фактор воды; P_{ref} – опорное давление; α – коэффициент сжимаемости. Индекс (i) обозначает параметры i -й компоненты, j – параметры j -й фазы (w – вода, o – нефть, g – газ).

Уравнения (1) и (2) – законы сохранения массы i -й компоненты углеводородной смеси и воды соответственно; уравнение (3) – закон Дарси; (5) – соотношения, задающие относительные фазовые проницаемости; (6) – уравнения состояния углеводородной смеси; (8) – связь между массовыми и мольными концентрациями; (9) – уравнение состояния воды.

Предполагается, что в течении могут присутствовать три фазы: жидкие фазы воды и нефти и фаза газа. Компонента воды не смешивается с углеводородами и образует жидкую фазу воды, компоненты углекислого газа, метана, пропана, пентана и пентадекана (гексана и гексадекана) могут быть в двух фазах: жидкой фазе нефти и фазе газа (рис. 1). Углеводородные компоненты обозначаются в соответствии с количеством атомов углерода: метан – C_1 , пропан – C_3 , пентан – C_5 , пентадекан – C_{15} , гексан – C_6 и гексадекан – C_{16} .

Решается задача закачки смесей воды, углекислого газа, метана и пропана в геологический пласт, насыщенный нефтью. Исследуется порядок, интервалы времени закачки указанных веществ для максимального вытеснения наиболее ценных бензиновых фракций нефти. Для решения данной задачи введены новые переменные

$$V_{пор} = \int_t Q dt / \phi V, \quad (10)$$

$$M_i = \frac{m_i}{m_{i0}} \quad (11)$$

Переменную (10) назовем количеством закачанных поровых объемов. Она показывает, какая доля порового объема закачивается за время t через поровое пространство объема V . Переменная (11) – безразмерная масса, где m_i – масса i -й компоненты в пласте в текущий момент времени, а m_{i0} – масса i -й компоненты в начальный момент времени.

Цель данной работы – минимизировать M_C , где C – некоторые более тяжелые компоненты углеводородной смеси.

Рассматривается одномерная постановка задачи. Предполагается, что в начальный момент времени ($t = 0$) пласт по всей длине L ($0 \leq X \leq L$) заполнен смесью заданного состава z при постоянном давлении 230 бар и температуре 110°С. При $t > 0$ через границу $X = 0$ закачивается смесь воды, углекислого газа, метана и пропана с заданным составом и объемным расходом Q , а нефть, таким образом, вытесняется через открытую границу $X = L$. На границе $X = L$ поддерживаются начальные значения давления (230 бар) и температуры (110°С).

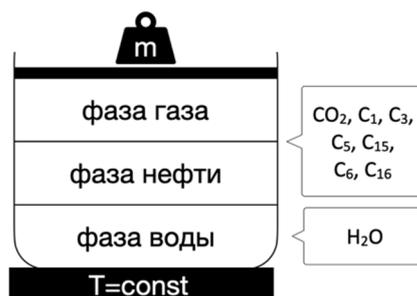


Рис. 1. Схема парожидкостных равновесий смеси. В сосуде заданы постоянные температура и давление

Оптимальные составы закачиваемой смеси рассчитаны в рамках численного моделирования фильтрации в комплексе программ MUFITS [9]. Построена одномерная модель пласта, описывающая вытеснение нефти смесями газов и водой, состоящая из 100 расчетных ячеек сетки. Для всех расчетов задаются одинаковые параметры, приведенные в табл. 1. Кривые относительной фазовой проницаемости (5) показаны на рис. 2.

Таблица 1

Параметры задачи

ϕ	0.2	Q	0.2 м/сут
K	200 мД	K_{rg}	s_g^2
$\rho_{w,st}$	1050 кг/м ³	K_{rog}	$(1-s_g)^3$
$B_{w,ref}$	1.03	K_{rw}	s_o^3
α	10 ⁻⁵ бар ⁻¹	K_{row}	$(1-s_o)^3$
P_{ref}	230 бар	s_{wco}	0

3. Результаты исследований

Практический интерес представляет вытеснение более тяжелых компонент нефти бензиновой и лигроиновой фракций, использующихся при производстве топлив. Первый рассмотренный состав нефти состоит из трех компонент: C_1 , C_5 и C_{15} , из которых нас интересует вытеснение C_5 и C_{15} . Предполагается, что полные молярные концентрации ($z_{(i)}$) этих трех компонент равны 0.2, 0.4 и 0.4 соответственно. Для определения оптимального состава вытесняющей смеси сначала рассмотрена закачка воды, углекислого газа и метана по отдельности, затем – смеси из двух компонент попарно. По полученным данным составлен график

безразмерной суммы масс пентана и пентадекана в зависимости от количества поровых объемов, $V_{пор}$ (рис. 3). На графике видно, что до ≈ 0.9 порового объема эффективнее закачивать воду, для поровых объемов более ≈ 0.9 – смесь воды и углекислого газа.

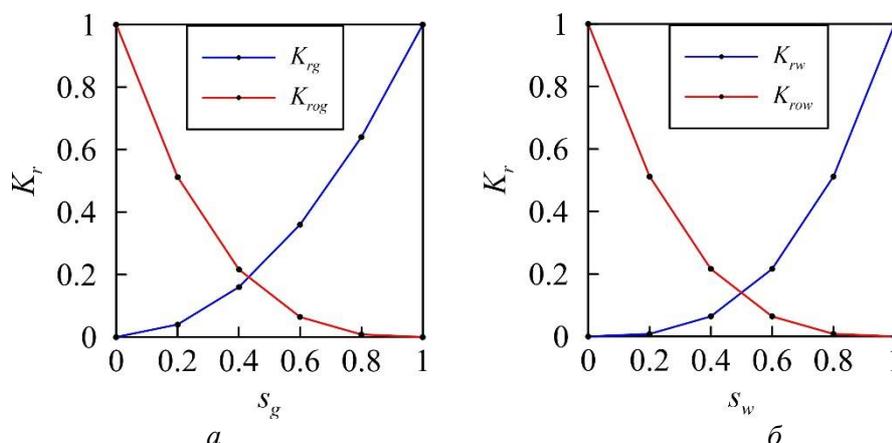


Рис. 2. Функции относительных фазовых проницаемостей воды и нефти (а), газа и нефти (б)

Определены параметры закачиваемой смеси, максимизирующей вытеснение C_5 и C_{15} . Для поровых объемов от 0.5 до 2.5 с шагом 0.5 проведены оптимизационные расчеты с заданной точностью вычисления насыщенности воды и концентраций углеводородных компонент ($s_w, z(i)$) закачиваемой смеси 0.05. На рис. 4 показаны параметры «эффективной» закачки для каждого случая. По оси абсцисс отложено количество поровых объемов, по оси ординат – оптимальная насыщенность воды для максимального извлечения пентана и пентадекана. В составе газа не более 5% метана, остальное – углекислый газ. Предполагается, что для больших поровых объемов график выйдет на постоянную. Предположение подтверждается: для поровых объемов 3 и 3.5 оптимальная концентрация воды в закачиваемом веществе составляла 0.35.

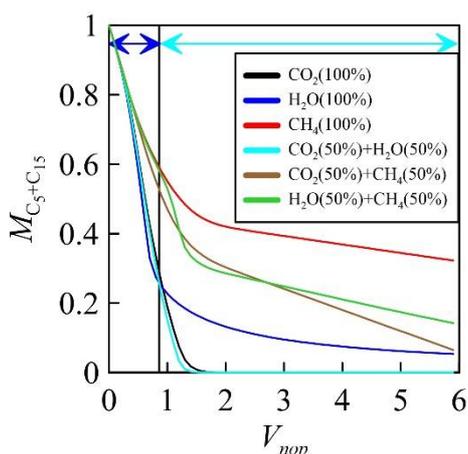


Рис. 3. График зависимости безразмерной суммы масс пентана и пентадекана от количества закачанных поровых объемов

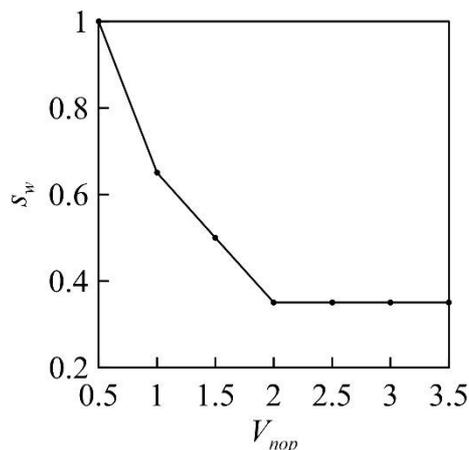


Рис. 4. График зависимости насыщенности воды в закачиваемой смеси в зависимости от количества закачанных поровых для наиболее полного вытеснения пентана и пентадекана

Второй состав нефти состоит из C_1 (20%), C_6 (40%) и C_{16} (40%), из которых ценными компонентами для вытеснения из пласта являются C_6 и C_{16} . Аналогично первому составу нефти сначала рассмотрена закачка каждого вещества отдельно, а затем – смеси из двух ком-

понент попарно. По полученным данным составлен график безразмерной суммы масс гексана и гексадекана от количества поровых объемов (рис. 5). Как видно, до ≈ 0.8 порового объема эффективнее закачивать воду, а для количества поровых объемов более ≈ 0.8 – смесь воды и углекислого газа, то есть график качественно совпадает с первым случаем.

Определены параметры закачиваемой смеси, максимизирующей вытеснение C_6 и C_{16} . От 0.5 до 4 поровых объемов с шагом 0.5 проведены расчеты с точностью вычисления насыщенности воды и концентраций углекислого газа и метана, равной 0.1. На рис. 6 отмечены точки «эффективной» закачки для каждого случая. По оси абсцисс отложено количество поровых объемов, по оси ординат – оптимальная концентрация воды для максимального извлечения гексана и гексадекана. В составе газа не более 5% метана, остальное – углекислый газ. Для 3.5 поровых объемов проведены расчеты с изменением насыщенности воды от 0.2 до 0.4, концентрации углекислого газа от 0.9 до 1 и метана от 0 до 0.1 с шагом 0.01. Получен следующий оптимальный состав вытесняющей смеси: 31% воды, 65% углекислого газа и 4% метана.

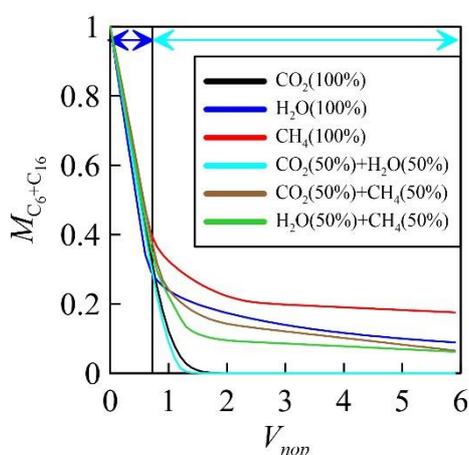


Рис. 5. График зависимости безразмерной суммы масс гексана и гексадекана от количества закачанных поровых объемов

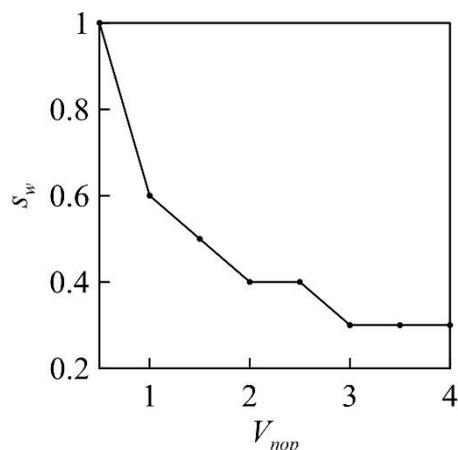


Рис. 6. График зависимости насыщенности воды в закачиваемой смеси в зависимости от количества закачанных поровых для наиболее полного вытеснения гексана и гексадекана

Исследован случай, в котором к полученному выше вытесняющему составу добавлен пропан. Для начала рассмотрена закачка только пропана. Получено, что до ≈ 0.65 поровых объемов лучше закачивать воду, $s \approx 0.65$ до ≈ 1 – пропан, а более 1 порового объема – смесь воды и углекислого газа (рис. 7).

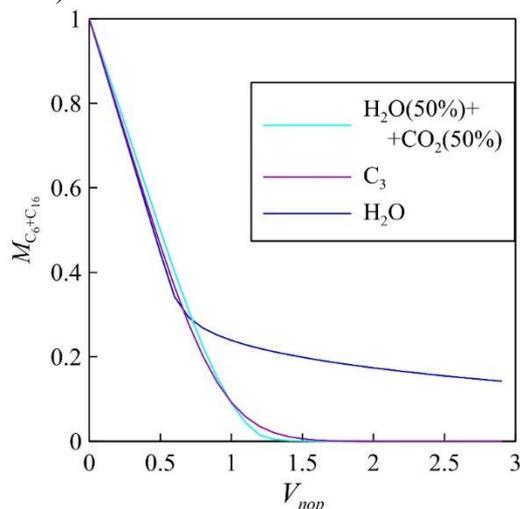


Рис. 7. График зависимости безразмерной суммы масс гексана и гексадекана от количества закачанных поровых объемов

Для поровых объемов от 0.5 до 3 с шагом 0.5 проведены исследования, в которых концентрации воды, углекислого газа, метана и пропана менялись от 0.01 до 1.00. Оптимизация по закачке четырех веществ очень затратна по времени. Если взять точность 0.1, то это 14641 расчет, точность до 0.2 – 1296 расчетов (что занимает около часа машинного времени). Результаты расчетов представлены в табл. 2, в которой показано оптимальное процентное содержание каждого вещества в закачиваемой смеси для разного количества закачиваемых поровых объемов.

Из таблицы видно, что с увеличением количества закачанных поровых объемов концентрация воды в закачиваемой смеси уменьшается. Физически это объясняется тем, что вода является слабосжимаемой средой. Она вытесняет объем нефти, равный закачиваемому объему, до тех пор, пока не достигнет границы $X = L$. Далее оставшаяся нефть плохо вытесняется водой. Газ же растворяется в нефти и сначала вытесняет меньший объем нефти, чем объем закачиваемого газа. Однако при растворении газа в нефти ее вязкость уменьшается, тем самым она быстрее течет и легче вытесняется. Растворимость газа позволяет повысить эффективность вытеснения при прокачке большого объема газа (т.е. большого числа поровых объемов).

Таблица 2

Оптимальный состав (%) закачиваемой жидкости для различных закачанных поровых объёмов

$V_{\text{пор}}$	H ₂ O	CO ₂	C ₁	C ₃
0.5	100	0	0	0
1	60	0	0	40
1.5	60	0	24	16
2	40	0	36	24
2.5	40	0	36	24
3	40	0	36	24

Закачка углекислого газа может быть затруднительна в связи с дефицитом его на большинстве месторождений. Стоимость получения этого газа может быть высока [10]. В заключительных расчетах получен оптимальный состав закачиваемой смеси, не содержащий углекислого газа. Для этого состава проведены более точные расчеты с количеством ячеек 1000, построены графики насыщенностей фаз и молярных долей в нефти и газе. На рис. 8 изображен график насыщенностей фаз в момент времени $t = t_0$, в который видно изменение насыщенностей фаз и молярных долей компонент углеводородного ряда в пласте. Видно, что фаза газа в течении отсутствует, т.е. газ сжимается и вытеснение нефти происходит не газом, а жидкостью (сжиженным газом). При этом все молярные доли компонент в газе равны нулю. На рис. 9 изображен график молярных долей углекислого газа, метана, пропана, гексана и гексадекана в нефти в этот же момент времени. Видно, что при заполнении пласта выбранным составом закачиваемой смеси количество гексана и гексадекана значительно уменьшается.

4. Заключение

Результаты исследования фильтрации в углеводородных месторождениях показывают, что оптимальный состав закачиваемой смеси воды, углекислого газа, метана и пропана зависит от количества закачанных поровых объемов. Однако результаты для двух рассмотренных начальных составов нефти качественно схожи. Отметим, что для второго начального состава нефти найден оптимальный состав закачиваемого вещества, не содержащий углекислого газа, что выгодно применять на практике. Для этого состава проведены более точные расчеты, показывающие распределение насыщенностей фаз и молярных долей компонент в нефти и газе.

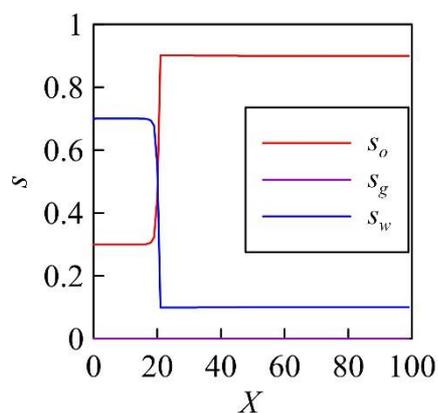


Рис. 8. График насыщенностей фаз нефти, газа и воды в момент времени $t = t_0$

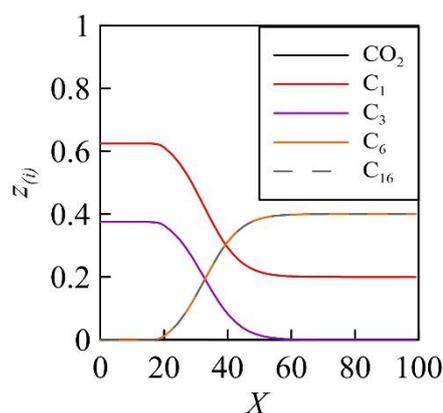


Рис. 9. График молярных долей компонент в нефти

Благодарности и ссылки на гранты

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 20-31-80009).

Литература

1. Dake L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Co, 1978. 462 p.
2. Orr F.M. *Theory of gas injection processes*. Holte, Denmark: Tie-Line Publications, 2007. 381 p.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль. 2002. С. 575.
4. Восков Д.В., Ентов В.М. К задаче о вытеснении нефти смесями газов // Изв. РАН. МЖГ. 2001. №2. С. 112–121.
5. Афанасьев А.А., Веденева Е.А. Исследование эффективности закачки газа и воды в нефтяной пласт // Изв. РАН. МЖГ. 2020. №5. С. 46–55.
6. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1985. С. 308.
7. Magruder J.B., Stiles L.H., Yelverton T.D. Review of the Means San Andres Unit CO₂ Tertiary Project // J. Pet. Technol. 1990. V. 42. N 5. Pp. 638–644.
8. John R. Fanchi. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Fourth Edition. Elsevier Inc. 2018. P. 45.
9. <http://www.mufits.imec.msu.ru/>
10. Телков В.П., Любимов Н.Н. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. 2012. № 12. С. 38–42.

References

1. Dake, L. P., *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Co, 1978, 462 p.
2. Orr, F. M., *Theory of gas injection processes*, Holte, Denmark: Tie-Line Publications, 2007, 381 p.
3. Brusilovskij, A. I., *Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza* (Phase transformations at working mine of oil and gas), M.: Graal', 2002, 575 p.
4. Voskov, D. V., Entov, V. M., "K zadache o vytesnenii nefiti smesjami gazov," *Izv. RAN. MZhG*, No. 2, 2001, pp. 112–121.
5. Afanas'ev, A. A., Vedeneva, E. A., "Issledovanie jeffektivnosti zakachki gaza i vody v nefljanoj plast," *Izv. RAN. MZhG*, No. 5, 2020, pp. 46–55.

6. Surguchev, M. L., *Vtorichnye i tretichnye metody uvelichenija nefteotdachi* (Secondary and tertiary methods of increased oil recovery). M.: Nedra, 1985, 308 p.
7. Magruder, J. B., Stiles, L. H., Yelverton, T. D., "Review of the Means San Andres Unit CO₂ Tertiary Project," *J. Pet. Technol.*, Vol. 42, No. 5, 1990, pp. 638–644.
8. Fanchi, John R. *Principles of Applied Reservoir Simulation. Fourth Edition*, Elsevier Inc., 2018, 45 p.
9. <http://www.mufits.imec.msu.ru/>
10. Telkov, V. P., Ljubimov, N. N., "Opredelenie uslovij smeshivaemosti nefiti i gaza v razlichnyh usloviyah pri gazovom i vodogazovom vozdejstvii na plast," *Burenie i nefit'*, No. 12, 2012, pp. 38–42.

Статья поступила в редакцию 26 декабря 2020 г.