

## **МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ**

**Александр Александрович ПЯТКОВ<sup>1</sup>**  
**Виталий Петрович КОСЯКОВ<sup>2</sup>**

УДК 532.546, 622.276

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ КОЛЛЕКТОРЕ**

<sup>1</sup> аспирант кафедры механики многофазных систем,  
Тюменский государственный университет;  
лаборант с высшим образованием, Тюменский филиал  
Института теоретической и прикладной механики  
им. С. А. Христиановича СО РАН;  
научный сотрудник, ООО «Юни-КОНКОРД» (г. Тюмень)  
pyatkovi80@mail.ru

<sup>2</sup> кандидат физико-математических наук, доцент  
базовой кафедры расходомерии нефти и газа,  
Тюменский государственный университет;  
старший научный сотрудник, Тюменский филиал  
Института теоретической и прикладной механики  
им. С. А. Христиановича СО РАН;  
заведующий лабораторией прикладной математики,  
ООО «Юни-КОНКОРД» (г. Тюмень)  
hammer-rav@mail.ru

---

**Цитирование:** Пятков А. А. Исследование процессов фильтрации высоковязкой нефти в трещиновато-пористом коллекторе / А. А. Пятков, В. П. Косяков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 3. С. 40-51.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-40-51

---

**Аннотация**

Из-за истощения запасов легкой нефти в разработку все больше вовлекаются месторождения с высоковязкой нефтью. Запасы тяжелой нефти и битумов составляют около 70% от общих запасов нефти. Коэффициенты извлечения нефти для данных месторождений принимают очень низкие значения. Это связано с большой разницей в подвижностях вытесняющего и вытесняемого агентов. Одной из технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу таких залежей, является технология закачки горячей воды и пара в пласт. В процессе прогрева пласта существенно снижается вязкость нефти. Это приводит к уменьшению разницы в подвижностях воды и нефти и, как следствие, к увеличению коэффициента извлечения нефти. В настоящее время процессы извлечения нефти в терригенных трещиновато-пористых коллекторах изучены недостаточно. В том числе и процессы неизотермического заводнения таких коллекторов. В данной работе проведено исследование процессов изотермической и неизотермической фильтрации высоковязкой нефти в трещиновато-пористом коллекторе. Численный эксперимент проведен с использованием собственного гидродинамического симулятора с возможностью моделирования движения жидкости в условиях неизотермичности процессов и наличия уединенных протяженных трещин в пласте. В симуляторе используется неструктурированная расчетная сетка (полигоны Вороного). В основе симулятора лежит математическая модель фильтрации «black oil». Установлено, что эффективность применения неизотермического заводнения в трещиновато-пористом коллекторе сильно зависит от конфигурации трещин. Несмотря на значительный прирост в добыче нефти, эффективность от нагнетания горячей воды в трещиновато-пористом пласте в большинстве рассмотренных случаев ниже, чем в изотропном пористом пласте. При анализе объемов закачки и добычи горячей воды на соседних скважинах можно определить преимущественное направление и размер трещин в пласте.

**Ключевые слова**

Дискретная модель трещин, трещиновато-пористый коллектор, неизотермическое заводнение, коэффициент извлечения нефти, гидродинамическое моделирование, проектирование разработок месторождений.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-40-51

**Введение**

Экстенсивный подход к добыче углеводородов приводит к истощению запасов легкой нефти не только в России, но и во всем мире. В связи с этим в разработку все больше вовлекаются месторождения с высоковязкой нефтью. Кроме того, запасы тяжелой нефти и битумов составляют около 70% от общих запасов нефти [8]. Коэффициенты извлечения нефти (КИН) для данных месторождений принимают очень низкие значения. Это связано с большой разницей в подвижностях вытесняющего и вытесняемого агентов [4]. Одной из технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу таких залежей, является технология закачки горячей воды и пара в пласт. В процессе прогрева пласта существенно снижается вязкость нефти. Это приводит к уменьшению разницы в подвижностях

воды и нефти и, как следствие, к увеличению коэффициента извлечения нефти. В ранних работах В. Т. Willman и А. G. Spillette [9, 10] авторы показали, что закачка горячей воды увеличивает подвижность нефти, а также приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности. В работе [6] авторы численно исследовали потенциал неизотермического заводнения применительно к месторождению с вязкостью нефти около 400 сП. Результаты исследования показывают, что горячая вода позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 18%. В [7] авторы исследуют возможности снижения экономических затрат на нагревание воды и предлагают использовать воду из геотермальных источников. Также они провели исследование с применением данного подхода на примере месторождения высоковязкой нефти в Индонезии и получили увеличение коэффициента извлечения нефти на 7,5% по сравнению с использованием неизотермического заводнения. В [5] авторы исследовали эффективность неизотермического заводнения в карбонатном трещиноватом коллекторе. Они проводили исследование на примере месторождения, разрабатываемого в течение 20 лет, с текущим коэффициентом извлечения нефти 2%. Разработанное аналитическое решение показало, что неизотермическое заводнение позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти до 30% в течение 700 дней.

В настоящее время процессы извлечения нефти в терригенных трещиновато-пористых коллекторах изучены недостаточно [2]. В том числе и процессы неизотермического заводнения таких коллекторов. Далее на основе различных моделей трещиновато-пористого пласта исследуем влияние трещин на эффективность разработки залежи при тепловом воздействии. В качестве инструмента исследования будем использовать собственный гидродинамический симулятор с возможностью моделирования движения жидкости в условиях неизотермичности процессов и наличия уединенных протяженных трещин в пласте. В симуляторе используется неструктурированная расчетная сетка (полигоны Вороного).

### Математическая модель

Для проведения численных экспериментов была выбрана математическая модель фильтрации «black oil», основные особенности которой заключаются в следующем: флюиды в пластовых условиях являются несмешивающимися жидкостями, химически инертными, находящимися в жидкой фазе. Дополнительно не учтено термическое расширение жидкости и породы. Движение жидкости внутри трещины плоское, в скважине — квазиодномерное, геометрическая форма скважины и трещины считается заранее известной.

Для нахождения полей насыщенности, давлений, температуры и скоростей фильтрации в гидродинамическом симуляторе используется следующая система дифференциальных уравнений:

$$\frac{\partial m\rho_{\alpha}S_{\alpha}}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_{\alpha}\vartheta_{\alpha}) = \rho_{\alpha}q_{\alpha}, \quad (1)$$

$$\vartheta_{\alpha} = -\frac{kk_{\alpha}^*}{\mu_{\alpha}} \operatorname{grad}(P - \rho_{\alpha}gh), \quad (2)$$

$$\frac{\partial[(1-m)C_R\rho_R + \sum_{\alpha}(m\rho_{\alpha}S_{\alpha}C_{\alpha})]T}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_{\alpha}(\rho_{\alpha}C_{\alpha}\vartheta_{\alpha}T) =$$

$$= \operatorname{div}(\lambda_{\text{эф}}\operatorname{grad}(T)) - \sum_{\alpha}q_{E,\alpha}, \quad (3)$$

$$\rho_{\alpha} = \rho_{\alpha}^b[1 + \beta_{\alpha}(P - P^b)], \quad (4)$$

$$m = m^b + \beta_R(P - P^b), \quad (5)$$

$$S_w + S_o = 1, \quad (6)$$

$$\alpha = w, o, \quad (7)$$

где  $m$  — пористость;  $\rho_{\alpha}$  — плотность  $\alpha$ -ой фазы;  $\rho_R$  — плотность породы;  $S_{\alpha}$  — насыщенность  $\alpha$ -ой фазы;  $\vartheta_{\alpha}$  — скорость  $\alpha$ -ой фазы;  $q_{\alpha}$  — удельная мощность источника или стока тепловой энергии, отнесенной к единице объема  $\alpha$ -й фазы (описывающей систему скважин и трещин);  $k$  — проницаемость матрицы;  $k_{\alpha}^*$  — относительная фазовая проницаемость  $\alpha$ -ой фазы;  $\mu_{\alpha}$  — вязкость  $\alpha$ -ой фазы;  $P$  — пластовое давление;  $T$  — пластовая температура;  $C_{\alpha}$  — теплоемкость  $\alpha$ -ой фазы;  $C_R$  — теплоемкость скелета породы;  $\lambda_{\text{эф}}$  — эффективная теплопроводность;  $q_{E,\alpha}$  — удельная мощность источника или стока тепловой энергии, отнесенной к единице объема  $\alpha$ -ой фазы;  $\rho_{\alpha}^b$  и  $m^b$  — постоянные значения плотности и пористости при давлении  $P^b$ ;  $\beta_{\alpha}$  — сжимаемость  $\alpha$ -ой фазы;  $\beta_R$  — сжимаемость скелета породы. Подробно данная система уравнений рассмотрена в [1, 3].

### Постановка задачи

Исследование проводилось с использованием синтетической модели нефтяного пласта. Модель пласта без трещины представлена на рис. 1а, модель пласта с трещиной — на рис. 1б-е, параметры модели — в таблице 1.

На рис. 2 показаны виды относительных фазовых проницаемостей для поровой матрицы и трещин. На рис. 3 представлена зависимость вязкости нефти от температуры.

### Результаты исследования

Для исследования эффективности применения неизотермического заводнения в трещиновато-пористом коллекторе была проведена серия расчетов на гидродинамическом симуляторе. Для каждой из 6 моделей был просчитан вариант с изотермическим заводнением (температура закачиваемой жидкости равна начальной температуре пласта 30 °С) и с неизотермическим заводнением (температура закачиваемой жидкости равна 100 °С).

На рис. 4а и 4б показаны значения КИН для всех моделей при изотермическом и неизотермическом заводнении. Как видно из рис. 4а, наличие трещин в пласте при изотермическом заводнении приводит к уменьшению коэффициента извлечения нефти. Наихудшим вариантом разработки является модель № 2 (самый низкий конечный КИН). Из рис. 5а видно, что плохие показатели модели № 2 обусловлены быстрым прорывом воды от нагнетательной скважины к

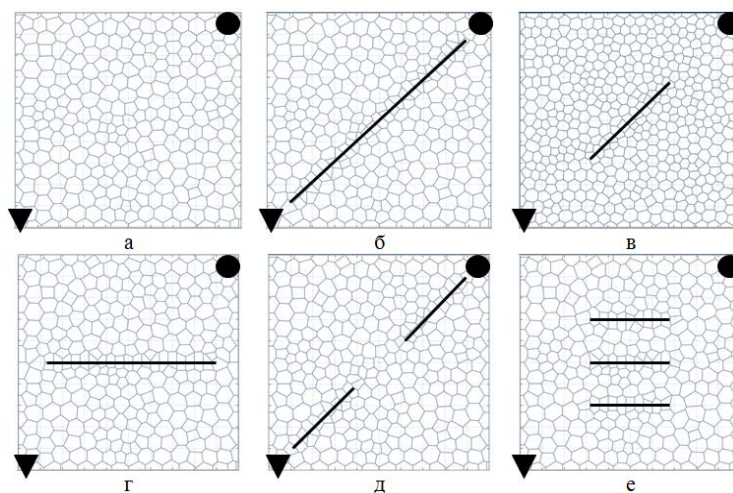


Рис. 1. Синтетические модели пласта:  
 а — модель № 1 (без трещины);  
 б — модель № 2; в — модель № 3;  
 г — модель № 4; д — модель № 5;  
 е — модель № 6  
 ● — добывающая скважина  
 ▼ — нагнетательная скважина  
 / — трещина

Fig. 1. The synthetic reservoir model:  
 а — model no 1 (no fractures);  
 б — model no 2; в — model no 3;  
 г — model no 4; д — model no 5;  
 е — model no 6  
 ● — production well  
 ▼ — injection well  
 / — cavity

Таблица 1

## Параметры модели

Table 1

## The parameters of the model

Параметр	Значение
Размер пласта, м	500*500*10
Период разработки, год	150
Пористость	0,3
Проницаемость поровой матрицы, мД	100
Проницаемость трещины, мД	10 000
Начальная нефтенасыщенность	0,8
Вязкость флюида, вода/нефть, сП	1/100
Пластовое давление, атм	50
Забойное давление нагнетательной скважины, атм	300
Забойное давление добывающей скважины, атм	20
Начальная температура пласта, °С	30
Температура закачиваемой воды, °С	100 и 30

добывающей и, как следствие, быстрым ростом обводненности. При закачке горячей воды конечный КИН для моделей пласта с трещинами превышает конечный КИН для модели изотропного пласта, кроме модели № 2. Однако при малых временах разработки (10-20 лет) данная модель лучше других реагирует на закачку горячей воды.

Для оценки эффекта и эффективности применения закачки горячей воды используем два простых критерия: прирост коэффициента извлечения нефти и отношение прироста КИН к объему закачанной горячей воды. Под эффектом будем понимать прирост КИН, вычисляемый по формуле  $\Delta\text{КИН} = \text{КИН}(\text{неизотермич. завод.}) - \text{КИН}(\text{изотермич. завод.})$ . Под эффективностью — объем закачанной горячей воды, который, в нашем случае, удобно выражать в безразмерном виде через прокачанный поровый объем. На рис. 6 представлены результаты оценки. Из гистограмм видно, что наибольший эффект от применения

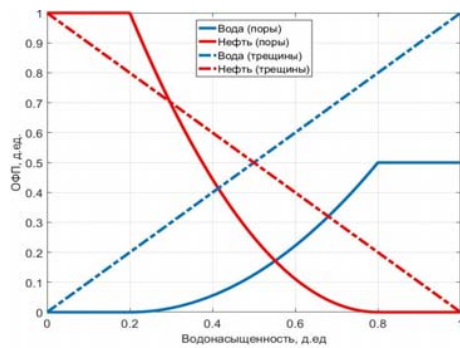


Рис. 2. Виды относительных фазовых проницаемостей

Fig. 2. The types of relative permeabilities

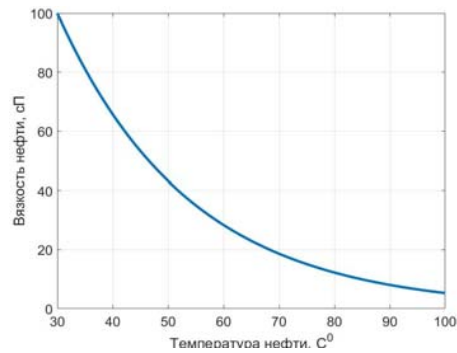


Рис. 3. Зависимость вязкости нефти от температуры

Fig. 3. The dependence of viscosity on temperature

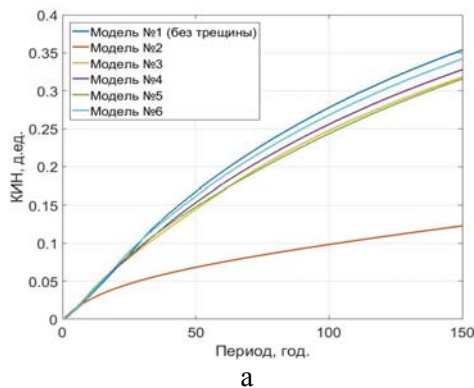


Рис. 4. КИН для всех моделей:  
а — при изотермическом заводнении;  
б — при неизотермическом заводнении

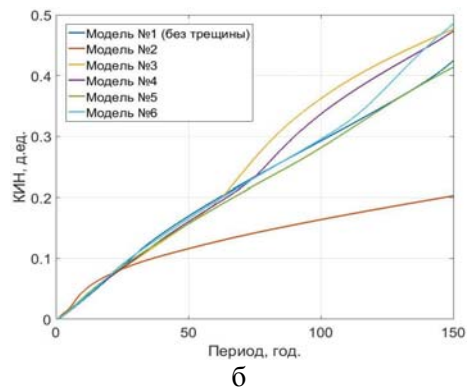


Fig. 4. ORF for all models:  
а — at isothermal water-flooding;  
б — at non-isothermal waterflooding



закачки горячей воды наблюдается для моделей № 3, 4 и 6. Для моделей № 1 и № 2 — без трещин и с «коротко-замкнутой» трещиной соответственно — значение  $\Delta$ КИН минимально, но с точки зрения эффективности воздействия (см. рис. 6б) модель № 2 значительно уступает модели № 1. Это связано с тем, что трещина в данном случае выполняет роль шунта, по которому горячая вода перетекает через весь пласт, не выполняя полезной «работы». Другими словами, не вытесняет нефть и не прогревает в достаточной мере окружающую породу. Этот процесс сопровождается большими объемами прокачанной жидкости, что зачастую экономически нецелесообразно. В значительно меньшей степени подобная ситуация наблюдается для модели № 3. Наиболее благоприятны для проведения закачки горячей воды модели № 1 и № 6.

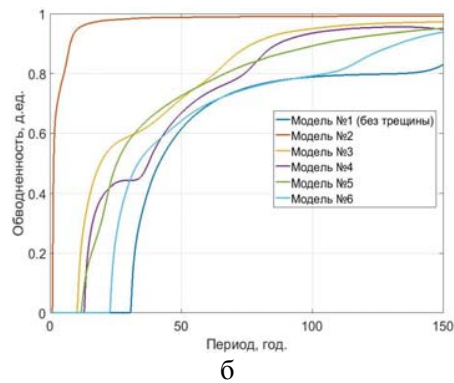
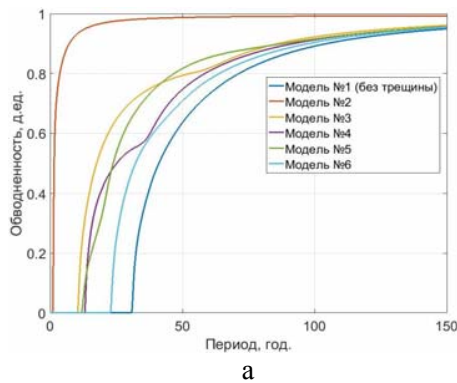


Рис. 5. Обводненность добывающей скважины для всех моделей:  
а — при изотермическом заводнении;  
б — при неизотермическом заводнении

Fig. 5. The water cut of the production well for all models:  
а — at isothermal water-flooding;  
б — at non-isothermal waterflooding

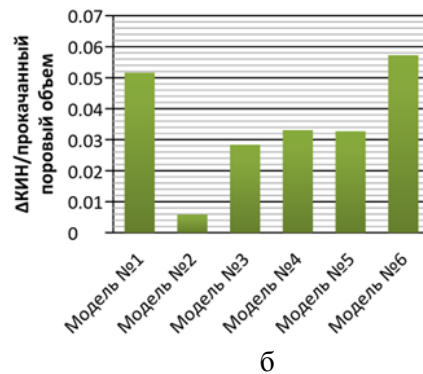
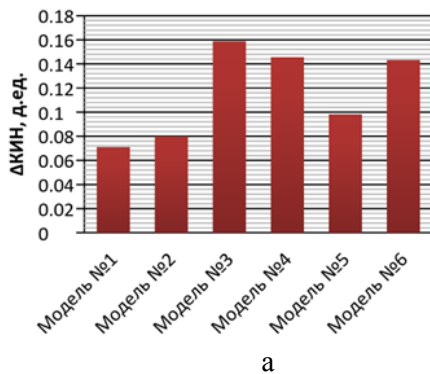


Рис. 6. Оценка эффективности теплового воздействия:  
а — прирост КИН; б — отношение прироста КИН к прокачанному поровому объему для каждой модели

Fig. 6. Efficiency assessment of thermal exposure: а — increase ORF;  
б — ratio of the increase of ORF to the pumped pore volume for each model

Результаты, приведенные на рис. 6а, могут быть объяснены различной степенью прогрева пласта. На рис. 7 представлены поля температур на последний момент времени. Из полей видно, что наименьшей областью прогрева обладает модель № 2, большая часть пласта не прогрета. Для остальных моделей характерен большой размер прогретых зон, то есть тепловая энергия расходуется достаточно эффективно.

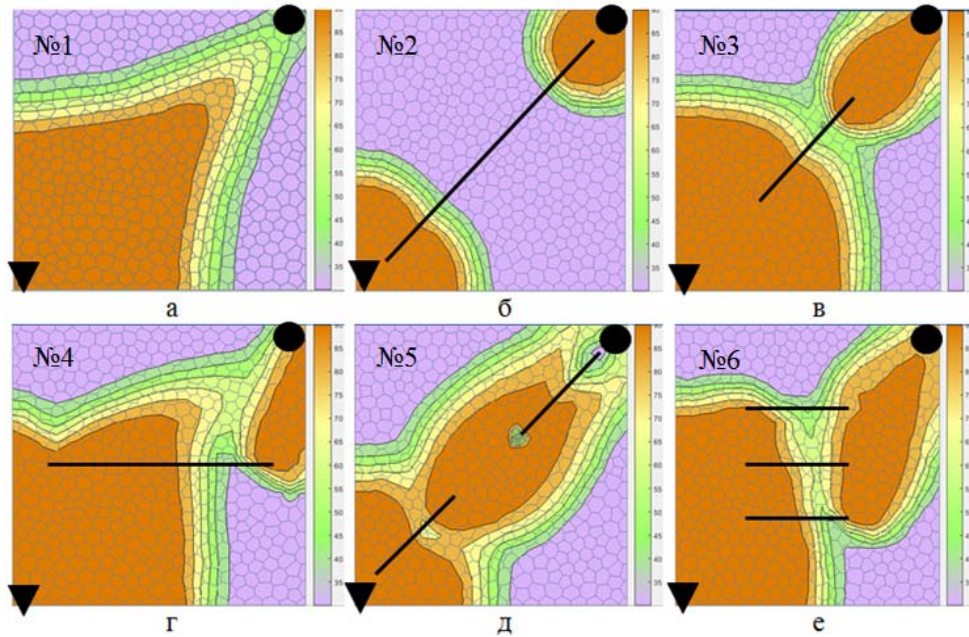


Рис. 7. Поля температур для всех моделей

Fig. 7. Temperature fields for all models

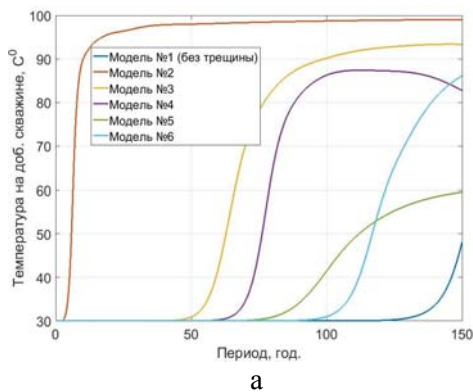


Рис. 8. Динамика изменения температуры для всех рассчитанных вариантов: а — температура жидкости на добывающей скважине; б — средняя температура пласта

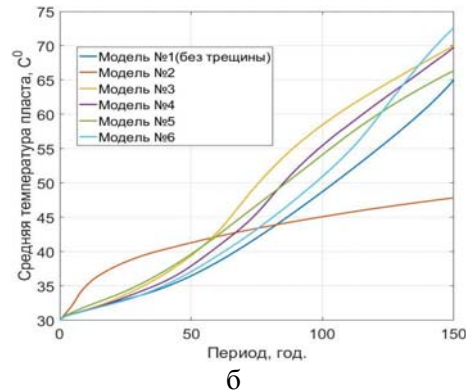


Fig. 8. Dynamics of change of temperature for all calculated variants: а — fluid temperature at the production wells; б — average temperature of the reservoir



Динамика изменения температуры на добывающей скважине и средняя температура по пласту представлены на рис. 8. Из графиков видно, что для модели № 1 (без трещины) тепловой фронт медленнее всего доходит до добывающей скважины. Это связано с относительно низким темпом закачки горячей воды из-за относительно высокого гидродинамического сопротивления пласта без трещин. Низкий темп закачки не позволяет достаточно быстро прогревать пласт, что иллюстрирует рис. 8б, где темп роста средней температуры пласта самый низкий из всех моделей (исключая № 1).

Для модели № 1 характерен быстрый рост как температуры на скважине, так и средней температуры пласта в начальный период времени, что положительно сказывается на КИН (см. рис. 4б). Следовательно, для участков месторождения с подобным размещением трещин можно рекомендовать проводить тепловую обработку только в начальный период.

### Заключение

В настоящей работе были исследованы процессы изотермической и неизотермической фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах на примере решения задачи вытеснения высоковязкой нефти горячей водой. В результате численных экспериментов были установлены следующие закономерности:

1. Несмотря на значительный прирост в добыче нефти, эффективность от нагнетания горячей воды в трещиновато-пористом пласте в большинстве рассмотренных случаев ниже, чем в изотропном пористом пласте.
2. Эффективность применения данного метода увеличения нефтеотдачи сильно зависит от длины и направления распространения трещин. Конфигурация трещин оказывает решающее значение на степень прогрева пласта. Так, для модели № 2 область прогрева пласта минимальна, а для модели № 4 максимальна.
3. Кроме того, при анализе объемов закачки и добычи горячей воды на соседних скважинах можно определить преимущественное направление и размер трещин. На примере модели № 2 применение неизотермического заводнения привело к быстрому прорыву горячей воды к добывающей скважине. Горячая вода в данном случае выступает в роли трассера, по добыче (выносу) которого можно судить о гидродинамической связи между скважинами.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.
2. Владимиров И. В. Исследование процессов неизотермической фильтрации высоковязкой нефти в коллекторе с высокопроницаемыми каналами / И. В. Владимиров, О. Н. Пичугин // Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 2013. № 11. С. 26-31.

3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. М.; Ижевск: ИКИ, 2002. 140 с.
4. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособие / Р. Х. Муслимов. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002. 596 с.
5. Al-Hadhrami H. S. Thermally Induced Wettability Alteration to Improve Oil Recovery in Fractured Reservoir / H. S. Al-Hadhrami, J. M. Blune // SPEREE. June 2001. Pp. 179-186.
6. Goodyear S. G. Hot Water Flooding for High Permeability Viscous Oil Fields / S. G. Goodyear, C. B. Reynolds, P. H. Townsley, C. L. Woods // Paper SPE 35373, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa Oklahoma. 21-24 April 1996. DOI: 10.2118/35373-MS
7. Pederson J. M. Geothermal Hot-Water Flood-Balam South Telisa Sand, Sumatra, Indonesia / J. M. Pederson, J. H. Sitorus // Paper SPE 68724, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia. 17-19 April 2001.
8. Schlumberger (2006). Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review. Retrieved August 26, 2012.
9. Spillette A. G. Two-Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behaviour / A. G. Spillette, R. L. Nielsen // J. Pet. Tech. June 1968. Pp. 627-638; Trans., AIME, 243.
10. Willman B. T. Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection / B. T. Willman, V. V. Valleroy, G. W. Runberg, A. J. Cornelius, L. W. Powers // J. Pet. Tech. July 1961. Pp. 681-690; Trans., AIME, 222.

**Alexander A. PYATKOV<sup>1</sup>**

**Vitaliy P. KOSYAKOV<sup>2</sup>**

## **STUDY OF FILTRATION OF HIGH-VISCOSITY OIL IN FRACTURED-POROUS RESERVOIR**

<sup>1</sup> Postgraduate Student, Department of Mechanics of Multiphase Systems, University of Tyumen; Laboratory Assistant with Higher Education, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the RAS; Researcher, Uni-CONCORD (Tyumen)  
pyatkovi80@mail.ru

<sup>2</sup> Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Oil and Gas Flow Measurement, University of Tyumen; Senior Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the RAS; Head of Laboratory of Applied Mathematics, Uni-CONCORD (Tyumen)  
hammer-rav@mail.ru

### **Abstract**

Due to the depletion of light oil, fields with high-viscosity oil are more and more involved into the development. Reserves of heavy oil and bitumen make up about 70% of the total oil reserves. The oil recovery factor for these fields take very low values due to the large difference in the mobilities of the displacing and displaced agents. One of the technologies, allowing to increase oil recovery from such reservoirs, is the technology of hot water and steam injection into the reservoir. In the process of warming up of the reservoir, the viscosity of the oil is significantly reduced. This leads to the reduction of the difference in the mobilities of water and oil and, consequently, to the increase of oil recovery factor. Currently, the processes of oil recovery in sandstone fractured-porous reservoirs have been studied insufficiently, including the processes of non-isothermal waterflooding of such reservoirs.

This work presents the study of isothermal and non-isothermal filtration of high-viscosity oil in fractured-porous reservoir. A numerical experiment is conducted using proprietary reservoir

---

**Citation:** Pyatkov A. A., Kosyakov V. P. 2017. "Study of Filtration of High-Viscosity Oil in Fractured-Porous Reservoir". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 3, pp. 40-51.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-40-51

---

simulator with the capability to model the fluid motion in conditions of non-isothermal processes and a solitary long cracks in the formation. In the simulation the unstructured grid (Voronoi polygons) is used. At the core of the simulator there is a mathematical model of filtration — the “black oil”. It is established that the efficacy of non-isothermal waterflooding in fractured-porous collector is strongly dependent on the configuration of the cracks. Despite a significant increase in oil production, the efficiency caused by producing hot water in the fissured-porous aquifer, in most examined cases, is lower than in isotropic porous layer. The analysis of the volumes of injection and extraction of hot water on the nearby wells allows determining the predominant direction and the size of cracks in the formation.

**Keywords**

Discrete fracture network model, fractured-porous reservoir, non-isothermal waterflooding, oil recovery factor, reservoir simulation, design of field development.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-40-51**

**REFERENCES**

1. Aziz Kh., Settari A. 2004. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical Modeling of Reservoir Systems]. Moscow, Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy.
2. Vladimirov I. V., Pichugin O. N. 2013. “Issledovanie protsessov neizotermicheskoy fil'tratsii vysokovyazkoy nef'ti v kollektore s vysokopronitsaemymi kanalami” [Study of the Processes of Non-Isothermal Filtration of High-Viscosity Oil in the Reservoir with High Permeability Channels]. *Neftepromyslovoye delo*, no 11, pp. 26-31. Moscow: VNIIOENG.
3. Kanevskaya R. D. 2002. *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Mathematical Simulation of Hydrodynamic Processes of Hydrocarbon Deposits Development]. Moscow, Izhevsk: IKI.
4. Muslimov R. H. 2002. *Sovremennyye metody upravleniya razrabotkoy nef'tyanykh mestorozhdeniy s primeneniem zavodneniya: ucheb. posobie* [Modern Control Methods of Development of Oil Deposits Using Water Flooding: Manual]. Kazan: Izd-vo Kazanskogo un-ta.
5. Al-Hadhrami H. S., Blune J. M. 2001. “Thermally Induced Wettability Alteration to Improve Oil Recovery in Fractured Reservoir”. *SPEREE*, June, pp. 179-186.
6. Goodyear S. G., Reynolds C. B., Townsley P. H., Woods C. L. 1996. “Hot Water Flooding for High Permeability Viscous Oil Fields”. SPE paper no 35373. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium (Tulsa Oklahoma, 21-24 April). DOI: 10.2118/35373-MS
7. Pederson J. M., Sitorus J. H. 2001. “Geothermal Hot- Water Flood- Balam South Telisa Sand, Sumatra, Indonesia”. SPE paper no 68724. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (Jakarta, Indonesia, 17-19 April).
8. Schlumberger. 2006. *Highlighting Heavy Oil*. Oilfield Review. Retrieved 26 August 2012.
9. Spillette A. G., Nielsen R. L. 1968. “Two-Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behaviour”. *Journal of Petroleum Technology*, June, pp. 627-638; *Transactions of AIME*, no 243.
10. Willman B. T., Valleroy V. V., Runberg G. W., Cornelius A. J., Powers L. W. 1961. “Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection”. *Journal of Petroleum Technology*, July, pp. 681-690; *Transactions of AIME*, no 222.