

Александр Александрович ПЯТКОВ¹

Виталий Петрович КОСЯКОВ²

УДК 532.546, 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СТАЦИОНАРНОГО И НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ*

¹ 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, Юни-КОНКОРД (г. Тюмень)
pyatkovi80@mail.ru

² 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, Юни-КОНКОРД (г. Тюмень)
hammer-rav@mail.ru

Аннотация

Большое количество разведанных запасов углеводородов принадлежат к месторождениям, имеющим трещины различного масштаба. Из-за высокой проводимости, трещины оказывают существенное влияние на процесс добычи нефти из трещиновато-пористых коллекторов. В результате чего разработка таких месторождений бывает неэффективной

* Работа выполнена за счет гранта Российского научного фонда (проект № 1819-00049).

Цитирование: Пятков А. А. Исследование процессов стационарного и нестационарного заводнения трещиновато-пористых коллекторов / А. А. Пятков, В. П. Косяков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 90-102.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-90-102

и сопряжена с различными трудностями. В своих работах Дж. Аллан, Сунь С. Цинь, А. Фирузабади по данным 56 месторождений с наличием трещиноватости приводят диапазон изменения коэффициента извлечения нефти от 10% до 70%. В данной работе изучены особенности двухфазного течения в трещиновато-пористых коллекторах при стационарном и нестационарном заводнении с использованием дискретной модели трещин. Исследована зависимость динамики добычи нефти от длительности циклов закачки воды, параметров и положения трещины относительно скважин. Исследования проводились на модели с одной или несколькими трещинами различной длины и ориентации относительно скважин. Для проведения численного эксперимента использовался собственный гидродинамический симулятор с возможностью моделирования движения воды и нефти в условиях наличия уединенных протяженных трещин в пласте и неизо-термичности процессов. Для снижения ориентационного эффекта и более корректного моделирования трещин в симуляторе используется неструктурированная расчетная сетка (полигоны Вороного). При этом сетка внутри трещин была прямоугольной. Для создания гидродинамического симулятора использовалась математическая модель фильтрации *black oil*.

В результате проведенных исследований показано, что в случае стационарного заводнения наличие трещиноватости в пласте приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и к снижению коэффициента извлечения нефти. Применение нестационарного заводнения позволяет увеличить добычу нефти. В то же время нестационарное заводнение в однородном пласте не приводит к значительному увеличению нефтеотдачи. Степень эффективности нестационарного заводнения сильно зависит от проницаемости и ориентации трещин относительно скважин. Наличие сильного эффекта от нестационарного заводнения может служить одним из признаков наличия трещин в пласте.

Ключевые слова

Трещиновато-пористый коллектор, дискретная модель трещин, нестационарное заводнение, гидродинамическое моделирование, коэффициент извлечения нефти.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-90-102

Введение

Коллекторы с естественной трещиноватостью содержат значительную долю мировых запасов углеводородов [9]. Несмотря на небольшой относительный объем трещин, они обладают высокой проводимостью и, следовательно, могут оказывать существенное влияние на добычу углеводородов [10]. Наличие в пласте трещин, длины которых сопоставимы с расстоянием между скважинами, приводит к анизотропии свойств пласта. Эксперименты по вытеснению высоковязкой нефти из трещиноватого пласта [7] показали значительное увеличение коэффициента извлечения нефти с увеличением угла ориентации трещин от 0 до 45° относительно направления основного потока. Это означает, что изменение направления потока в пласте при нестационарном заводнении может привести к увеличению нефтеотдачи.

Распределение напряжений в реальном пласте неоднородно. Трещины в таком пласте можно обнаружить как в зонах уплотнения, так и в зонах разуплотнения. Поэтому величина раскрытия трещины (а значит и ее проницаемость) будет зависеть от того, в какой из этих зон она будет находиться. Кроме того, на раскрытие трещины может влиять изменение давления во время нестационарного заводнения. В связи с вышеизложенным изучение процессов фильтрации воды и нефти в трещиновато-пористых коллекторах является актуальной задачей. В частности, представляет интерес изучение влияния ориентации и количества трещин относительно скважин, проницаемости трещин и периода изменения направления потока жидкости при нестационарном заводнении на добычу нефти.

Целью данной работы является изучение особенностей двухфазного течения в трещиновато-пористых коллекторах при нестационарном заводнении с использованием дискретной модели трещин. Далее, на основе различных синтетических моделей трещиновато-пористого пласта исследуем влияние протяженных трещин на эффективность разработки месторождения при стационарном и нестационарном заводнении. Для проведения исследования будет использоваться собственный гидродинамический симулятор с возможностью моделирования движения воды и нефти в условиях наличия уединенных протяженных трещин в пласте и неизотермичности процессов. Для снижения ориентационного эффекта и более корректного моделирования трещин в симуляторе используется неструктурированная расчетная сетка (полигоны Вороного).

Математическая модель

Разработка гидродинамического симулятора происходила с использованием математической модели фильтрации — black oil. Отличительные особенности данной модели заключаются в следующем: вода и нефть в пласте не смешиваются, являются химически инертными и находятся в жидкой фазе. Термическое расширение жидкости и породы в модели black oil не учитывается.

Неизвестными величинами являются температура, насыщенность, давление и скорости фильтрации жидкостей. Для нахождения полей данных величин используется следующая система дифференциальных уравнений [5]:

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

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

$$\frac{\partial [(1 - m) C_R \rho_R + \sum_{\alpha} (m \rho_{\alpha} S_{\alpha} C_{\alpha})] T}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_{\alpha} (\rho_{\alpha} C_{\alpha} \vartheta_{\alpha} T) = \quad (3)$$

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

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

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

$$S_w + S_o = 1, \tag{6}$$

$$\alpha = w, o, \tag{7}$$

где ρ_α — плотность α -ой фазы, ρ_R — плотность породы, m — пористость, S_α — насыщенность α -ой фазы, ϑ_α — скорость α -ой фазы, q_α — удельная мощность источника или стока тепловой энергии отнесенной к единице объема α -й фазы, k — проницаемость матрицы, k_α^* — относительная фазовая проницаемость α -ой фазы, P — пластовое давление, T — пластовая температура, μ_α — вязкость α -ой фазы, C_α — теплоемкость α -ой фазы, C_R — теплоемкость скелета породы, $\lambda_{эф}$ — эффективная теплопроводность, $q_{E,\alpha}$ — удельная мощность источника или стока тепловой энергии отнесенной к единице объема α -ой фазы, ρ_α^b и m^b — постоянные значения плотности и пористости при давлении P^b , β_α — сжимаемость α -ой фазы, β_R — сжимаемость скелета породы. Более подробно система уравнений, описывающая неизотермическую фильтрацию двухфазной жидкости в трещиновато-пористом пласте, рассмотрена в [1, 3].

Зависимость проницаемости трещины k_f от пластового давления P представлена в виде [2]:

$$k_f = k_f^0 (1 - \alpha(P_0 - P)^3) \tag{8}$$

Постановка задачи

Для проведения исследований использовалась синтетическая модель нефтяного пласта (варианты 1-6). Рассматриваемые модели пласта представлены на рис. 1, параметры модели — в таблице 1. Модель без трещины на рис. 1 не представлена (вариант 0). Параметры модели представлены в таблице 1.

Таблица 1

Table 1

Параметры модели

The parameters of the model

Параметр	Значение
Размер коллектора, м	500*500*10
Время разработки, год	100
Пористость коллектора	0,3
Начальное пластовое давление, атм	50
Забойное давление (нагнетательная скважина), атм	100
Забойное давление (добывающая скважина), атм	20
Проницаемость пор, мД	100
Проницаемость трещин, мД	1 000
Начальная нефтенасыщенность коллектора	0,8
Отношение вязкостей, вода/нефть, сП	1/100

На рис. 2 показаны виды относительных фазовых проницаемостей для поровой матрицы и трещин

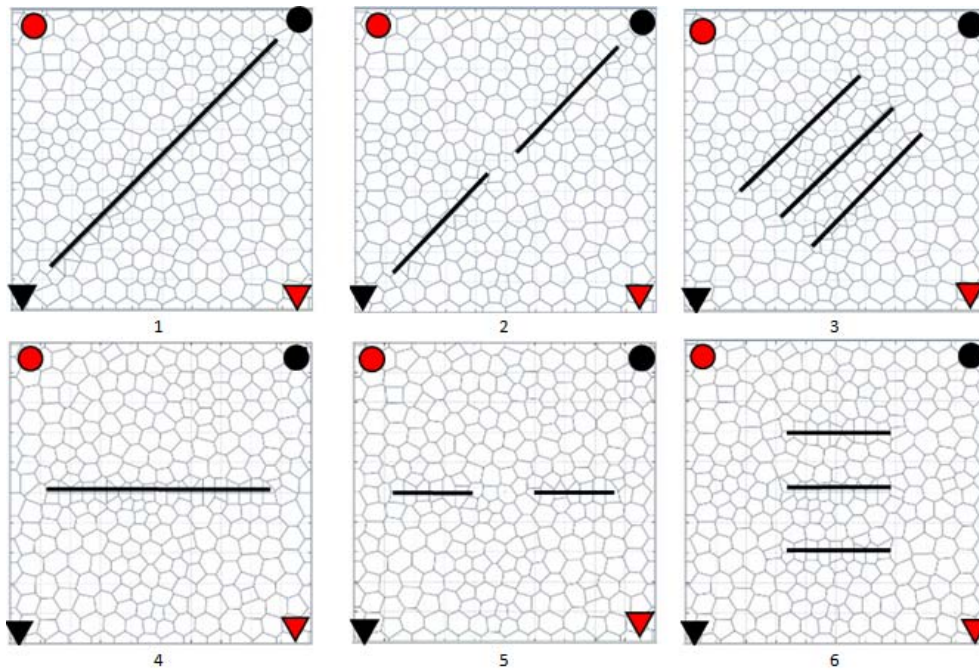


Рис. 1. Рассмотрены случаи расположения трещин в расчетной области и их ориентации относительно направления основного потока. Для случаев 1-3 угол между направлением разрушения и направлением основного потока равен 45° , для случаев 4-6 — 0°
 ● — добывающая скважина,
 ▼ — нагнетательная скважина,
 / — трещина

Fig. 1. The considered cases of the location of fractures in the computational domain and their orientation relative to the main flow direction. For 1-3, the angle between the direction of the fracture and the main flow direction is 45° , for 4-6 — 0°
 ● — producing well,
 ▼ — injection well,
 / — fracture

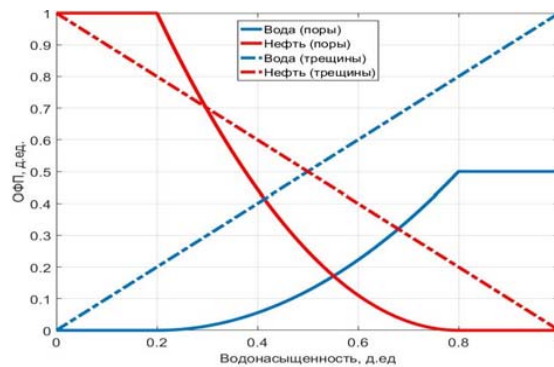


Рис. 2. Виды относительных фазовых проницаемостей

Fig. 2. The types of relative permeabilities

Результаты исследования

Рассмотрим влияние расположения трещин и их проницаемости на двухфазную фильтрацию и динамику добычи нефти при стационарном заводнении. На рис. 3а-б показаны типичные зависимости коэффициента извлечения нефти от обводненности для проницаемости трещин 1 000 мД (рис. 3а) и для проницаемости трещин 10 000 мД (рис. 3б) для вариантов 0-6. Расчет выполнялся до достижения момента времени 400 лет.

Как видно из рис. 3, ориентация трещин относительно основного направления потока жидкости может оказывать существенное влияние на динамику добычи нефти. Все случаи с трещинами показали более низкую эффективность, чем случай без трещин. Если направление трещин преимущественно совпадает с основным направлением течения жидкости (случаи 1-3), то скорость добычи нефти меньше, по сравнению со случаем ориентации трещин, которая в основном перпендикулярна течению жидкости (случаи 4-6). Наибольшая и наименьшая разница в добыче нефти от случая 0 составляет 1 и 5 соответственно. В то же время, если для случая 1 влияние трещин значительно, то для случая 5 результаты будут почти такими же, как если бы в резервуаре не было трещин. Это указывает на то, что во время обводнения трещины не могут быть обнаружены только путем анализа производственных данных.

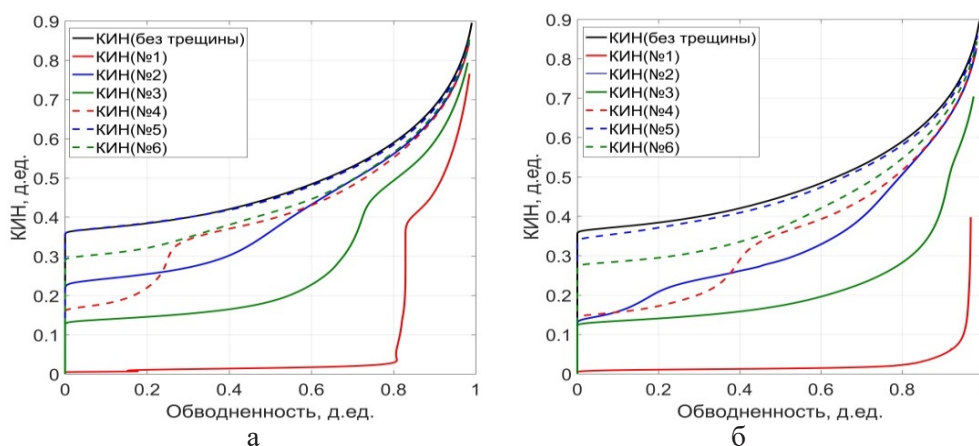


Рис. 3. Зависимость КИН от обводненности для всех вариантов:

а — проницаемость трещин 1 000 мД;

б — проницаемость трещин 10 000 мД

Fig. 3. The dependence of ORF on water cut for all cases:

а — permeability of fractures 1,000 mD,

б — permeability of fractures 10,000 mD

Некоторые отношения коэффициента извлечения нефти к обводненности, показанные на рис. 3, имеют характерные изгибы, наиболее заметные для случаев 1 и 4. Появление этих изгибов можно объяснить тем, что вытеснение нефти из пористого пласта с трещинами происходит так, как будто ее объем состоит из двух континуумов с различными пористостями и проницаемостями (среда с двойной пористостью/проницаемостью). Поэтому изгибы, упомянутые выше,

соответствуют окончанию вытеснения из высокопроницаемого коллектора. Следует отметить, что здесь, в отличие от реальной двойной среды, в которой объемы и проницаемости являются внутренними свойствами пластовой системы, объемы и проницаемости континуумов зависят от взаимного расположения скважин и трещин, а также режимов работы скважин. В пласте с трещинами прорыв воды в добывающую скважину происходит обычно быстрее, чем в пористом пласте. Из представленных результатов видно, что для случаев, когда трещины ориентированы вдоль течения, влияние трещин на обводненность больше, чем для случаев, когда трещины ориентированы перпендикулярно течению.

Влияние проницаемости трещин на извлечение нефти для каждого из рассмотренных случаев можно оценить из рис. 4, где показаны значения отношения накопленной добычи нефти в конце периода добычи с проницаемостью трещин 10 000 мД к накопленной добыче нефти с проницаемостью трещин 1 000 мД. Из рис. 4 видно, что коэффициент извлечения нефти в конце периода разработки повышается с увеличением проницаемости трещин. Разница в коэффициентах извлечения нефти между вариантами в случае проницаемости 10 000 мД и 1 000 мД может достигать 2 раз. В то же время в некоторых случаях эффект может быть небольшим.

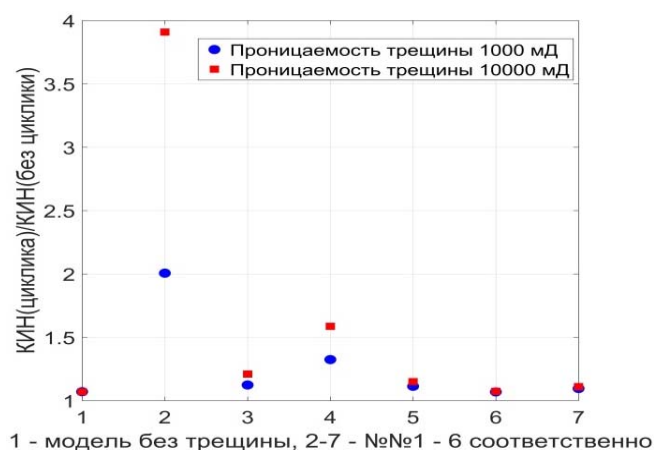


Рис. 4. Отношение КИН (нестационарное заводнение) к КИН (стационарное заводнение) для всех вариантов

Fig. 4. The dependence of ORF (non-stationary waterflooding) to ORF (stationary waterflooding) for all cases

Проницаемость трещин будет также зависеть от распределения давления внутри пласта. В отличие от более раннего исследования [4], где рассматривался случай, когда сеть трещин была связана со скважиной, в данной работе эффект зависимости проницаемости трещин от давления не оказывает существенного влияния. Однако в реальном резервуаре, даже если изначально отсутствует гидродинамическая связь между скважиной и трещиной или системой трещин,

она может возникнуть в результате гидравлического разрыва. В этом случае необходимо учитывать зависимость раскрытости трещины от давления. Следует отметить, что раскрытость трещин зависит не только от давления жидкостей, но и от напряжения в скелете пористой среды. Поэтому для более точного моделирования необходимо использовать геомеханическую модель пласта.

Рассмотрим теперь поведение динамики добычи нефти в условиях нестационарного заводнения. На рис. 5 приведены типичные зависимости коэффициента извлечения нефти от времени и от прокачиваемого порового объема для разных значений нестационарного периода воздействия (в качестве примера был выбран случай 1).

Из рис. 5а следует, что с момента возникновения нестационарного заводнения значения коэффициента извлечения нефти становятся больше, чем для стационарного заводнения. Это можно объяснить тем, что в трещиновато-пористом пласте дренируемый объем пласта мал, т. к. значительная часть жидкости фильтруется через трещины. В результате эффективность заводнения такого пласта оказывается достаточно низкой. После начала нестационарного заводнения направление фильтрационного потока изменяется и в разработку вовлекаются зоны пласта, ранее слабо охваченные воздействием. В отсутствие трещин вытеснение нефти происходит более равномерно, поэтому эффект нестационарного заводнения мал. Добыча нефти при нестационарном заводнении в зависимости от прокачанного порового объема (рис. 5б) также выше, чем при стационарном заводнении.

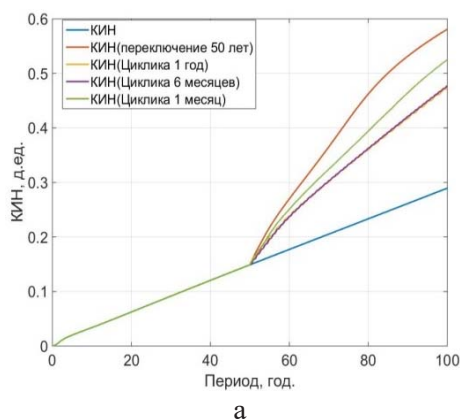


Рис. 5. Зависимость КИН для варианта № 1: а — от обводненности; б — от прокачанного порового объема

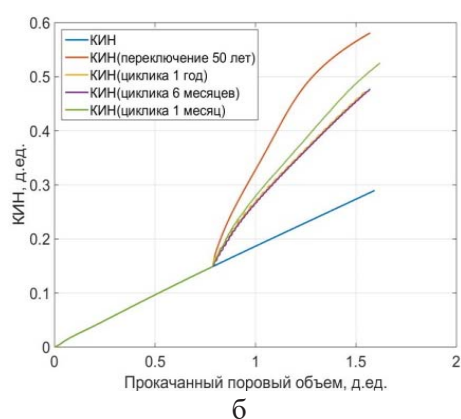


Fig. 5. The dependence of ORF for case no 1: а — on water cut, б — on injected pore volume

Рассмотрим интегральные показатели добычи нефти при нестационарном заводнении. На рис. 6 показаны значения отношений КИН при нестационарном заводнении к КИН при стационарном заводнении в конце периода разработки месторождения для различных периодов циклического воздействия. Данные соотношения показывают, что период нестационарного воздействия для

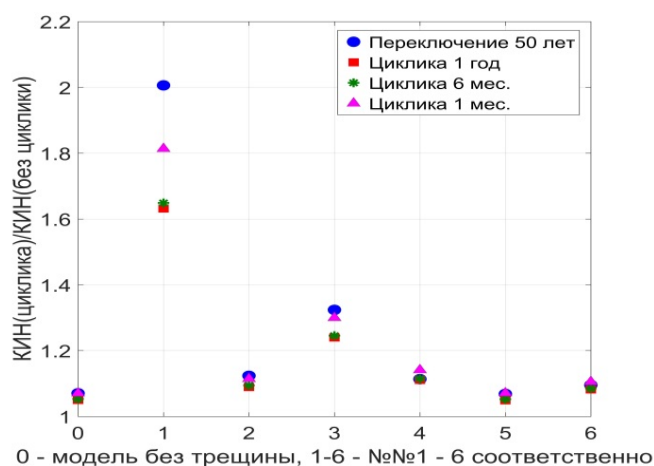


Рис. 6. Отношение КИН (нестационарное заводнение) к КИН (стационарное заводнение) для всех вариантов. Проницаемость трещин 1 000 мД

Fig. 6. The dependence of ORF (non-stationary waterflooding) to ORF (stationary waterflooding) for all cases. Permeability of fractures 1,000 mD

большинства рассматриваемых случаев не оказывает существенного влияния на добычу нефти. Влияние нестационарного воздействия на трещиновато-пористый пласт становится весьма значительным, когда трещины ориентированы вдоль основного направления потока.

Заключение

В случае стационарного заводнения наличие трещин в пласте приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, к снижению коэффициента извлечения нефти. При этом вытеснение нефти водой из пласта с трещинами происходит качественно, как и в случае, когда пласт состоит из двух взаимопроникающих континуумов. Значительное влияние на добычу нефти оказывает ориентация трещин относительно направления основного потока движения жидкости. Нефтеотдача принимает минимальное и максимальное значение при ориентации трещин соответственно параллельно и перпендикулярно основному потоку движения жидкости. В зависимости от положения скважин и направления потока жидкости в пласте нефтеотдача может уменьшаться в несколько раз или практически не изменяться.

Нестационарное воздействие на трещиновато-пористый пласт в виде изменения направления фильтрационного потока позволяет значительно увеличить добычу нефти. Эффективность применения нестационарного воздействия сильно зависит от проницаемости трещин и их ориентации относительно скважин. В обычном пористом пласте применение нестационарного действия не приводит к значительному увеличению нефтеотдачи. Наличие сильного эффекта от применения нестационарного воздействия может служить одним из признаков наличия трещин в пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.
2. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 416 с.
3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
4. Косяков В. П. Исследование влияния раскрытости трещин при моделировании разработки трещиновато-порового пласта / В. П. Косяков, А. А. Пятков // Нефтепромысловое дело. 2015. № 11. С. 25-29.
5. 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
6. Allan J. Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields / J. Allan, Sun S. Qing // SPE paper 84590 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, 2003.
7. Farzaneh S. A. Experimental Study of Solvent Flooding to Heavy Oil in Fractured Five-Spot Micro-Models: The Role of Fracture Geometrical Characteristics / S. A. Farzaneh, R. Kharrat. Iran: Tehran Petroleum Research Centre, March 2010.
8. Firoozabadi A. Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs and Field Performance / A. Firoozabadi // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000. Vol. 39. No 11. Pp. 13-17. DOI: 10.2118/00-11-DAS
9. Saidi A. M. Simulation of Naturally Fractured Reservoirs / A. Saidi // Paper SPE 12270, 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation. San Francisco, 1983.
DOI: 10.2118/12270-MS
10. Weber K. J. How Heterogeneity Affects Oil Recovery / K. J. Weber // Reservoir Characterization. Orlando: Academy Press, 1986.
DOI: 10.1016/B978-0-12-434065-7.50021-6

Alexander A. PYATKOV¹

Vitaliy P. KOSYAKOV²

UDC 532.546, 622.276

**STUDY OF THE PROCESSES OF STATIONARY
AND NON-STATIONARY WATERFLOODING
OF FRACTURED-POROUS RESERVOIRS***

¹ 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 SB RAS;
Researcher, Uni-CONCORD (Tyumen)
pyatkovi80@mail.ru

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

Abstract

A significant number of the world's known reserves of hydrocarbons are found in fields that are more or less fractured. Despite the fact that the fractures have a small relative volume, due to their high conductivity, they have a significant effect on the hydrocarbon production process. The development of such deposits is often difficult and sometimes ineffective. Earlier works according to the data of 56 deposits with the presence of fracturing, show the range of change in the oil recovery factor from 10% to 70%. In this paper, we studied the features of a two-phase flow in fractured-porous reservoirs for stationary and non-stationary waterflooding using a discrete model network model. The dependence of the oil production

* The research was supported by Russian Science Foundation (project no 18-19-00049).

Citation: Pyatkov A. A., Kosyakov V. P. 2018. "Study of the Processes of Stationary and Non-Stationary Waterflooding of Fractured-Porous Reservoirs". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 3, pp. 90-102.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-90-102

dynamics on the duration of the water injection cycles, the parameters and the position of the fracture relative to the wells was investigated. The investigations were carried on a model, in which there were one or more fracture with different lengths and orientations relative to the wells. A numerical experiment is conducted using proprietary reservoir 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 used unstructured grid (Voronoi polygons). In this case the grid inside the fractures was rectangular. At the core of the simulator is a mathematical model of filtration “black oil”.

As a result of the performed research, it is shown that in the case of stationary waterflooding, the presence of fracturing in the reservoir leads to a rapid breakthrough of water to production wells and to a reduction in the oil recovery factor. Non-stationary waterflooding makes it possible to increase oil production. At the same time, a non-stationary cyclic waterflooding in a homogeneous reservoir does not lead to a significant increase in oil recovery. The degree of effectiveness of the cyclic waterflooding strongly depends on the permeability and on the orientation of the fractures relative to the wells. The presence of a strong effect from the non-stationary waterflooding of the reservoir may serve as one of the signs of the presence of fractures in the reservoir.

Keywords

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

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-90-102

REFERENCES

1. Aziz H., Settari E. 2004. *Matematicheskoye modelirovaniye plastovyykh system* [Mathematical Modeling of Reservoir Systems]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternyykh issledovaniy.
2. Basniev K. S., Kochina N. I., Maksimov M. V. 1993. *Podzemnaya gidromekhanika* [Undeground Hydromechanics]. Moscow: Nedra.
3. Kanevskaya R. D. 2002. *Matematicheskoye modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Mathematical Simulation of Hydrodynamic Processes of Hydrocarbon Deposits Development]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternyykh issledovaniy.
4. Kosyakov V. P., Pyatkov A. A. 2015. “*Issledovaniye vliyaniya raskrytosti treshchin pri modelirovanii razrabotki treshchinovato-porovogo plasta*” [The Research of Influence of Fracture Aperture in the Simulation Development Fractured Porous Reservoir]. *Neftepromyslovoye delo*, no 11, pp. 25-29.
5. 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

6. Allan J., Qing S. S. 2003. "Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields". SPE paper 84590 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Co.
7. Farzaneh S. A., Kharrat R. 2010. Experimental Study of Solvent Flooding to Heavy Oil in Fractured Five-Spot Micro-Models: The Role of Fracture Geometrical Characteristics. Tehran Petroleum Research Centre, Iran. March.
8. Firoozabadi A. 2000. "Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs and Field Performance". Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 39, no 11, pp. 13-17. DOI: 10.2118/00-11-DAS
9. Saidi A. M. 1983. "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs". Paper SPE 12270 presented at 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation. San Francisco, CA. DOI: 10.2118/12270-MS
10. Weber K. J. 1986. "How Heterogeneity Affects Oil Recovery". In: Reservoir Characterisation. Academic Press. DOI: 10.1016/B978-0-12-434065-7.50021-6