



Заславский М.Ю., Томин П.Ю.

О моделировании процессов
многофазной фильтрации в
трещиноватых средах в
применении к задачам
адаптации модели
месторождения

Рекомендуемая форма библиографической ссылки: Заславский М.Ю., Томин П.Ю. О моделировании процессов многофазной фильтрации в трещиноватых средах в применении к задачам адаптации модели месторождения // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2010. № 45. 20 с. URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2010-45>

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ОРДЕНА ЛЕНИНА
ИНСТИТУТ ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ
имени М. В. КЕЛДЫША

М. Ю. Заславский, П. Ю. Томин

**О моделировании процессов
многофазной фильтрации
в трещиноватых средах
в применении к задачам адаптации
модели месторождения**

Москва 2010

М. Ю. Заславский, П. Ю. Томин, О моделировании процессов многофазной фильтрации в трещиноватых средах в применении к задачам адаптации модели месторождения

Аннотация. В работе при помощи численного моделирования процессов многофазной фильтрации в пористых средах проведено исследование типичных ситуаций, связанных с наличием трещиноватых зон в межскважинном пространстве. Такие зоны выявляются, в частности, в процессе обработки данных электроразведки, позволяющей в той или иной степени определить положение и основные параметры трещиноватости. Известно, что трещиноватость существенным образом влияет на характер добычи и распределение запасов в пласте, что дополнительно подтверждается проведенными расчетами. Рассмотрен ряд подходов, используемых для учета трещин, позволяющих избежать прямого численного моделирования трещин, сопряженного с рядом трудностей, связанных с сильной неоднородностью размеров ячеек и контрастом проницаемости. Проведено сравнение подходов, продемонстрировано их качественное соответствие. Обсуждены вопросы уточнения модели по результатам измерений. Описанные методики могут быть применены при моделировании реальных объектов разработки¹.

M. Yu. Zaslavsky, P. Yu. Tomin, On Modeling of Multiphase Flows in Fractured Media with Application to History Matching Problem

Abstract. In the paper, study of some typical situations related to presence of fractured zones in the inter-well media is carried out using numerical simulation of multiphase flows. Such zones can be revealed particularly by interpretation of the electrical prospecting measurement data. With some degree of accuracy, it allows to determine the location and the orientation of the fracturing. It is known that fracturing has sufficient influence on the distribution of fluids in the reservoir in general and, in particular, on the production rates. Both these facts are confirmed by numerical simulations performed in this paper. Several approaches of fracture modeling are considered. These methods allow to avoid direct numerical fractures simulation associated with several difficulties due to a strong grid cells sizes heterogeneity and a permeability contrast. The comparison results demonstrate sufficient correspondence between methods concerned. The issue of model adjustment using measurement data is discussed. The methods described can be applied for the simulation of the real reservoirs.

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 09-01-00823).

Содержание

Введение	3
Применение электроразведки.....	3
Моделирование многофазной многокомпонентной фильтрации.....	5
Методы учета трещиноватости	7
Результаты расчетов.....	11
Заключение	18
Литература	19

Введение

Получение достоверной информации о структуре земной коры является одной из приоритетных задач геофизики. Однако получить такую информацию можно лишь путем тех или иных измерений на поверхности Земли или в пробуренных скважинах и последующей интерпретации полученных данных. Одним из наиболее развитых и перспективных с точки зрения количества и качества получаемой информации является метод электроразведки. В работе пойдет речь о возможностях применения данных, получаемых в процессе обработки результатов замеров, при помощи алгоритмов, описанных, например, в работе [1]. Современные методы позволяют довольно достоверно определить распределение электрической проводимости среды в межскважинном пространстве, как следствие, отследить локализацию запасов углеводородов или положение фронта вытеснения при закачке. Другой важной задачей является пространственная идентификация трещиноватых зон, которые, как известно, могут оказать существенное влияние на характер разработки. В работах [2, 3] показано, что при помощи электромагнитных измерений с той или иной точностью удастся определить положение трещиноватых участков. В связи с этим актуальность проведения электроразведки дополнительно возрастает на месторождениях, имеющих предпосылки к трещиноватости, например, в карбонатных коллекторах. Учет максимума доступной информации о месторождении может существенно повысить качество прогноза разработки и, как следствие, оптимизировать добычу.

Применение электроразведки

Как известно, мониторинг процессов закачки воды или газа не может быть произведен при помощи электрических или электромагнитных измерений на поверхности Земли, так как такие методы слабо чувствительны к изменениям свойств среды на большой глубине. В связи с этим одними из основных методов мониторинга месторождений являются поверхностно-скважинная и кросс-скважинная электроразведки. В случае, если доступна только одна скважина, для измерения используется поверхностно-

скважинный метод, когда источники с током находятся на поверхности, а магнитные приемники находятся в скважине. Если доступны несколько скважин, то возможно применение кросс-скважинной электроразведки [4]. Особенность данного метода — применение приемников и источников, расположенных в нескольких скважинах, что позволяет получить более точную информацию о свойствах среды между скважинами по сравнению с методами, оперирующими каждой скважиной по отдельности. Такие методы, обладая большей глубиной по сравнению с поверхностными методами, позволяют решить задачу объемного изучения пространства между скважинами и земной поверхностью на этапе детализированных исследований месторождений полезных ископаемых.

Одним из наиболее часто применяемых скважинных методов является скважинное профилирование. Обработка измерений, полученных таким методом, позволяет определять при бурении скважин (зачастую в реальном времени) геологические свойства разреза пласта на расстоянии до нескольких десятков метров от скважины, что в свою очередь дает возможность правильно определить оптимальную траекторию ствола скважины. Кроме того, при вторичной добыче нефти чрезвычайно важной задачей является отслеживание фронта закачки воды. Достоверная информация о последнем позволяет выделить зоны с высокой проницаемостью, оптимизировать закачку в пласт и тем самым повысить нефтеотдачу месторождения. В работе [4] был предложен метод мониторинга процесса закачки воды в нефтяной пласт посредством кросс-скважинной электроразведки, при этом источниками являлись вертикальные магнитные диполи, а в качестве измерений рассматривались вертикальные компоненты магнитного поля.

Связующим звеном между электрическим сопротивлением среды ρ и насыщенностью воды s_w в пласте является экспериментально установленный закон Арчи:

$$\rho = \frac{A\rho_w}{\phi^m s_w^n}$$

где ρ_w — электрическое сопротивление воды, ϕ — пористость среды, A — постоянный литологический коэффициент, m и n — показатели, обычно варьирующиеся между 1.8 и 2.

В задачах мониторинга месторождений зачастую возникают ситуации, когда распределение насыщенности, определенное при помощи электроразведки и использования закона Арчи, даже качественно не совпадает с полученным в результате численного моделирования многофазных течений в пористых средах. В этом случае прогнозируемые ключевые характеристики процесса добычи нефти (такие как дебит нефти и обводненность) могут существенно отличаться от наблюдаемых в реальности. Это обычно связано с тем, что распределение проницаемости в среде известно лишь очень приближенно, и зачастую большие части моделей сред строятся на основе физических предположений и допущений.

В частности, в межскважинном пространстве не всегда известно распределение трещин, играющее, как будет показано ниже, определяющую роль в формировании потока флюида в резервуаре. В этом случае электроразведка позволяет уточнить модель среды и, тем самым, улучшить качество прогноза, полученного при математическом моделировании.

Для расчета многофазной фильтрации используется сетка, зачастую покрывающая большую часть месторождения. В связи с этим характерный размер ее ячеек обычно много больше размера ячеек сетки вокруг нескольких скважин, используемой при решении обратной задачи электроразведки. Таким образом ширина высокопроницаемой трещиноватой зоны, расположение которой может быть определено при помощи электроразведки, обычно в несколько раз меньше среднего размера ячейки сетки, используемой в моделировании. Для правильного учета потока флюида через трещину обычно вводят ячейки с размером, равным раскрытию трещины. Однако, как известно, большой контраст в размерах ячеек сетки приводит к существенному увеличению числа обусловленности матрицы, полученной после дискретизации задачи на сетке. Методы численного моделирования, позволяющие избежать данной проблемы, будут обсуждены ниже. Кроме того необходимо учитывать то обстоятельство, что точность определения трещиноватой зоны при помощи обсуждаемых выше методов вообще говоря ограничена. В связи с этим описание трещин с использованием измельчения сетки может оказаться излишним.

Моделирование многофазной многокомпонентной фильтрации

Кратко остановимся на вопросе моделирования фильтрации воды, нефти и газа в рамках модели Black Oil. Постановка и разностная схема подробно изложена в работе [5]. Уравнения массового баланса и замыкающие соотношения для трехфазной трехкомпонентной фильтрации имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_w S_w) + \operatorname{div}(\rho_w \mathbf{u}_w) &= q_w^M, \\ \frac{\partial}{\partial t}[m(C_{oL}\rho_L S_L + C_{oG}\rho_G S_G)] + \operatorname{div}(C_{oL}\rho_L \mathbf{u}_L + C_{oG}\rho_G \mathbf{u}_G) &= q_o^M, \\ \frac{\partial}{\partial t}[m(C_{gL}\rho_L S_L + C_{gG}\rho_G S_G)] + \operatorname{div}(C_{gL}\rho_L \mathbf{u}_L + C_{gG}\rho_G \mathbf{u}_G) &= q_g^M, \\ P_L - P_w &= P_{cow}(S_w), \quad P_G - P_L = P_{cgo}(S_G), \\ S_w + S_L + S_G &= 1, \\ \mathbf{u}_\alpha &= -\hat{K} \frac{k_{ra}}{\mu_\alpha} (\nabla P_\alpha - \mathbf{g} \cdot \rho_\alpha), \\ \sum_{j=o,g} C_{j\alpha} &= 1, \quad \alpha = L, G. \end{aligned}$$

Здесь

$j = w, o, g$ — компоненты: вода, и две углеводородные фракции, тяжелая и легкая, именуемые сокращенно нефть и газ;

$\alpha = W, L, G$ — фазы: вода, жидкая и газообразная фазы углеводородной смеси;

P_α, S_α — поровые давления и насыщенности (объемные концентрации) фазы α ;

m — пористость;

$\rho_{L,G}$ — плотности жидкой и газообразной углеводородной фазы как смесей двух углеводородных компонент без учёта пористости и водонасыщенности (как если бы не было скелета породы и воды); ρ_w — плотность воды;

$C_{j\alpha}$ — массовые концентрации углеводородной компоненты j ($j = o, g$) в фазе α ;

u_α — скорость фазы α ;

q_j^M — функции массовых источников компонента флюида j ;

P_{cow}, P_{cgo} — капиллярные давления;

$\hat{K}$ — абсолютная проницаемость, являющаяся, вообще говоря, полным симметричным тензором;

$\mu_\alpha, k_{r\alpha}$ — вязкость и относительная проницаемость фазы α ;

$\mathbf{g} = (0, 0, g_z) = g_z \cdot \mathbf{e}_z$ — гравитационный фактор;

$g_z = 9.81 \text{ м/с}^2$ — нормальное ускорение силы тяжести.

Для описания объемного притока фазы α к вертикальной k -й перфорации скважины используется формула Писмана [6]:

$$Q_{\alpha_k} = -2\pi h_k \frac{K \cdot k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \frac{P_k - P_{BH} - H_k}{\ln r_k / r_{well}},$$

где $\alpha = W, L, G$ (W — вода, L — тяжелая углеводородная фаза, G — легкая углеводородная фаза).

Здесь h_k — высота ячейки, $K = \sqrt{K_x K_y}$ — абсолютная проницаемость, P_k — давление в ячейке (учетом капиллярного давления при расчете потока в скважину как правило пренебрегают), P_{BH} — забойное давление, H_k — гравитационный член, r_k — эффективный радиус скважины, r_{well} — радиус скважины.

Заметим, что указанная выше формула притока, вообще говоря, несправедлива для перфораций, непосредственно связанных с трещиной. Однако обнаружение и определение параметров таких трещин возможно и без использования электроразведки, а перечень методов моделирования

достаточно обширен, поэтому рассмотрение обозначенного вопроса выходит за рамки данной работы.

Введем некоторые понятия, связанные со скважинами, которые понадобятся при описании результатов численных экспериментов. Добычей называется объем или масса извлекаемого флюида за некоторый период времени, аналогично для нагнетательной скважины вводится понятие закачки. Интеграл от времени от определенных величин дает накопленную добычу и закачку. Обводненность определяется как отношение притока воды к общему притоку жидкости.

Методы учета трещиноватости

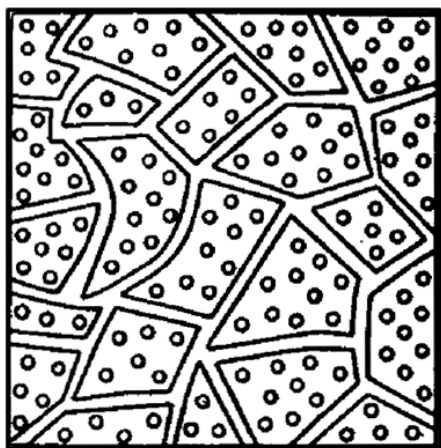
Коротко остановимся на подходах, применяемых для учета трещиноватости в гидродинамическом моделировании. В данной работе в той или иной степени обсуждаются следующие:

- Двойная пористость, проницаемость
- Нелокальные соединения
- Построение эффективного тензора проницаемости

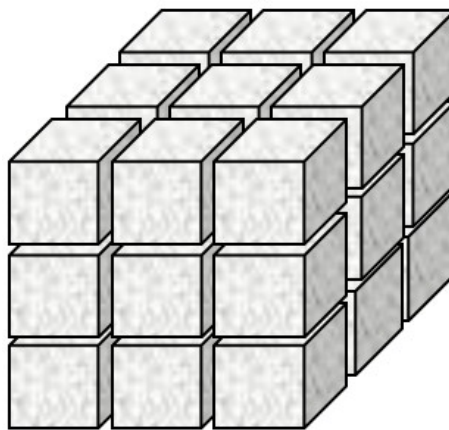
Двойная пористость, проницаемость

Основные положения теории нестационарной фильтрации в трещиновато-пористых средах были сформулированы в работе [7]. Идеи, заложенные Г. И. Баренблаттом и др., были развиты применительно к моделированию трещиноватых коллекторов в более цитируемой в западной литературе работе [8], которая ограничивается, однако, описанием модели двойной пористости в существенно упрощенной постановке. Применяемые в современных программах моделирования процессов подземной многофазной фильтрации модели принципиально не отличаются от описанных в указанных работах. Основные предположения теории следующие:

- Трещиноватая среда состоит из пористых и проницаемых, в общем случае, блоков, отделенных системой трещин (см. рис.).



Баренблатт и др. (1960)



Warren&Root (1963)

- Поперечные размеры трещин (10^{-3} – 10^{-2} м) значительно превосходят характерные размеры пор (10^{-6} м), так что проницаемость системы трещин значительно превосходит проницаемость системы пор в отдельных блоках. С другой стороны, трещины суммарно занимают объем, существенно меньший объема пор.
- Система трещин достаточно развита, так что масштаб осреднения захватывает большое количество блоков.
- Принципиальным является вопрос обмена жидкостью между порами и трещинами. Процесс обмена происходит, как правило, при плавном изменении давления, поэтому его можно считать квазистационарным, то есть не зависящим явно от времени. Методом размерности можно записать следующее выражение для объема жидкости, вытекающего в единицу времени из единицы объема блоков:

$$v = \frac{\alpha}{\mu} (p_2 - p_1),$$

где μ — вязкость флюида, p_1 и p_2 — давления в блоках и трещинах соответственно, α — некоторый безразмерный параметр. Для массы имеем:

$$q = \frac{\rho \alpha}{\mu} (p_2 - p_1),$$

где ρ — плотность жидкости.

Несмотря на тот факт, что модель была разработана еще в 60-х годах прошлого века и достаточно широко применяется, вопрос о выражении для перетока между трещинами и матрицей в анизотропном случае остается открытым [9].

Нелокальные соединения

Все ячейки сетки, через которые проходит трещина, связываются между собой соединениями с высоким коэффициентом сообщаемости, что позволяет учесть быстрое продвижение флюида по трещине, тогда как стандартно продвижение фронта идет по принципу ячейка за ячейкой. В данном случае предполагается, что объем трещины пренебрежимо мал по сравнению с объемом пор. Принципиальным аналогом данного метода в случае трещины, связанной со скважиной, является метод квазиперфораций с учетом конечной проницаемости трещины.

Построение эффективного тензора проницаемости

Описание всего многообразия методов, используемых для построения эффективных параметров фильтрации, безусловно, выходит за рамки данной работы, поэтому остановимся на минимальном описании метода, развитого в работах [10–14], в которых построен универсальный алгоритм, не требующий никаких дополнительных предположений о свойствах коэффициентов (периодичность, изотропность и т. д.) или о специальном расположении линий разрывов.

Основная идея заключается в определении эффективного тензора абсолютной проницаемости на основе равенства непрерывной и разностной энергий для любого элемента некоторого аппроксимационного пространства, при этом элементы имеют те же особенности, что и точное решение.

Рассмотрим скалярное эллиптическое уравнение

$$\begin{aligned} W_{i,i} &= f, \\ W_i &= -ku_{,i} \end{aligned}$$

в двумерной области $\Omega = [0;1]^2$ с граничными условиями типа Дирихле.

Предполагается, что коэффициент проницаемости k равномерно положительно определен и ограничен: $\infty > k_{\max} \geq k \geq k_{\min} > 0$ и $k \in L^\infty(\Omega)$. Для случая тензорных коэффициентов аналогичное условие накладывается на соответствующую квадратичную форму.

Нашей целью является определение эффективного тензора Σ^H в каждой ячейке H . Определим непрерывную энергию $E(k, \phi)$, зависящую от k , и ее разностный аналог $E_h(\Sigma^H, \phi)$, зависящий от эффективного тензора Σ^H , следующим образом:

$$\begin{aligned} E(k, \phi) &= \int_H k(\nabla \phi)^2 dV, \\ E_h(\Sigma^H, \phi) &= g^{ab} \Delta_a \phi \Delta_b \phi. \end{aligned}$$

В последнем выражение суммирование производится по всем ребрам ячейки H , а коэффициенты g^{ab} имеют вид:

$$g^{ab} = \sum_p S_p \Sigma_{ij}^H l_p^{a,i} l_p^{b,j},$$

где a и b — ребра ячейки H с общей вершиной p , S_p — некоторые площади (или объемы в трехмерном случае), присоединенные к вершине p , и сумма которых равна площади (или объему) ячейки H , и $l_p^{a,i}$, $l_p^{b,j}$ — компоненты $\mathbf{l}_p^a$ и $\mathbf{l}_p^b$ соответственно: $\mathbf{l}_p^a = (l_p^{a,1}, l_p^{a,2})$.

Здесь $\mathbf{l}_p^b = (l_p^{b,1}, l_p^{b,2})$, $(\mathbf{l}_p^a, \mathbf{l}_p^b)$ — базис, сопряженный базису $(\mathbf{l}^a, \mathbf{l}^b)$, обозначено $\mathbf{l}^a = \Delta_a \mathbf{r}$, где $\mathbf{r} = (x_1, x_2)$ — радиус-вектор точки. Подразумевается, что для каждой функции v_h , заданной в вершинах, задано приращение вдоль

каждого ребра a сетки M в виде $\Delta_a v_h = v_h(B) - v_h(A)$, где положительным направлением на ребре a является направление от A к B .

Функции ϕ^k , $k = 1, 2$, являются решениями однородных уравнений

$$\begin{aligned} W_{i,i}^k &= 0, \\ W_i^k &= -k\phi_{,i}^k \end{aligned}$$

в области Ω с граничными условиями $\phi^k(X)|_{\partial\Omega} = f^k(X)$.

В случае если отображение $F(X) = (f^1(X), f^2(X)) : \partial\Omega \rightarrow F(\partial\Omega)$ является гомеоморфизмом, показано [15], что $\Phi = (\phi^1, \phi^2)$ также задает гомеоморфизм Ω и $\Omega' = \Phi(\Omega)$, причем $\det \nabla \Phi$ сохраняет знак почти всюду в Ω . Здесь $\nabla \Phi$ — Якобиан отображения Φ . В работе [14] показано, что при любом гомеоморфизме F возможно использовать сужения функций ϕ^1 и ϕ^2 на ячейку сетки в качестве базисных функций в аппроксимационном пространстве. Для определения ϕ^1 и ϕ^2 необходимо решить две эллиптические задачи на подробной сетке.

Три компоненты симметричного эффективного тензора Σ^H определяются из условия равенства непрерывной и дискретной энергии в каждой ячейке для векторов из $L(H)$. Так как функции ϕ^0 соответствует нулевой градиент, в двумерном случае мы получаем три уравнения для трех компонент Σ_{ij}^H :

$$\int_H k \nabla \phi^\alpha \nabla \phi^\beta dV = \sum_p S_p \Sigma_{ij}^H l_p^{a,i} l_p^{b,j} \Delta_a \phi^\alpha \Delta_b \phi^\beta, \quad \alpha, \beta = 1, 2.$$

Даже если изначально среда в каждой ячейке изотропна, то малый, но конечный фрагмент среды, содержащий структурные особенности, не будет обладать свойством изотропии. Таким образом, полученный тензор в общем случае является полным, что требует поддержки соответствующей аппроксимации в программе моделирования подземной фильтрации.

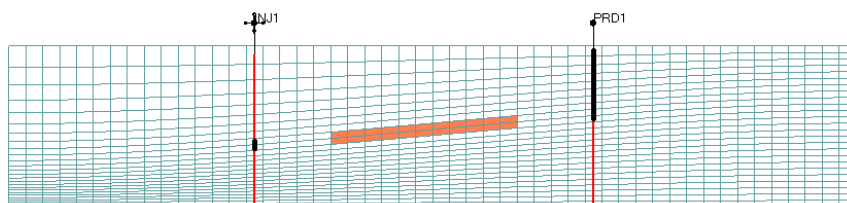
Различные варианты алгоритмов осреднения (или up-scaling'a) позволяют исключить ячейки малого размера. Однако существует еще одна проблема: решение на грубой сетке может не удовлетворять исследователей. Необходимо иметь возможность перейти на исходную подробную сетку, учитывая особенности решения, обусловленные неоднородностями коэффициентов на этой сетке. Это возможно сделать при помощи алгоритма демасштабирования (или down scaling). Описанный выше алгоритм естественным образом позволяет построить такой переход. Действительно, для того, чтобы восстановить особенности решения на мелкой сетке с ячейками, сопоставимыми по размеру с масштабом неоднородности среды, достаточно в каждой ячейке H сетки построить интерполянт из $L(H)$.

Результаты расчетов

В данном разделе будут рассмотрены результаты расчетов модельных задач вытеснения водой нефти при наличии трещин в межскважинном пространстве. Конфигурация трещин задавалась аналогичной получаемой по результатам реальных измерений.

Наклонная трещина в однородном пласте

Рассматривается двумерная задача с двумя скважинами: добывающей и нагнетательной. Между скважинами расположена трещиноватая зона повышенной проницаемости. Примерная конфигурация представлена на рисунке ниже.



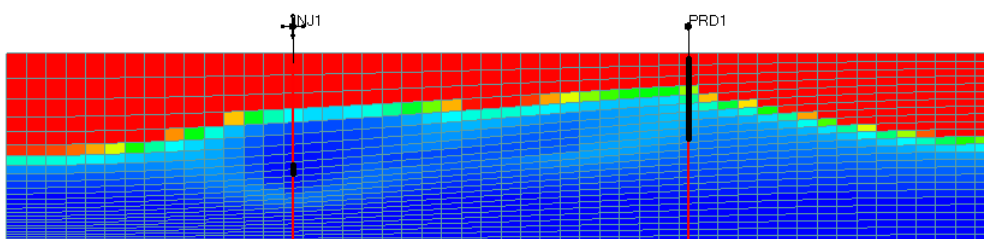
В начальный момент задано равновесное состояние, глубина кровли 2000 м, подошвы 3000 м, водонефтяной контакт расположен на глубине 2750 м. Закачка ведется в 9 и 10 слой, добыча — из первых 10 слоев. Скважины работают с фиксированным забойным давлением: добывающая (PROD) с давлением 150 бар, нагнетательная (INJ) с давлением 300 бар.

Рассматривались три метода моделирования:

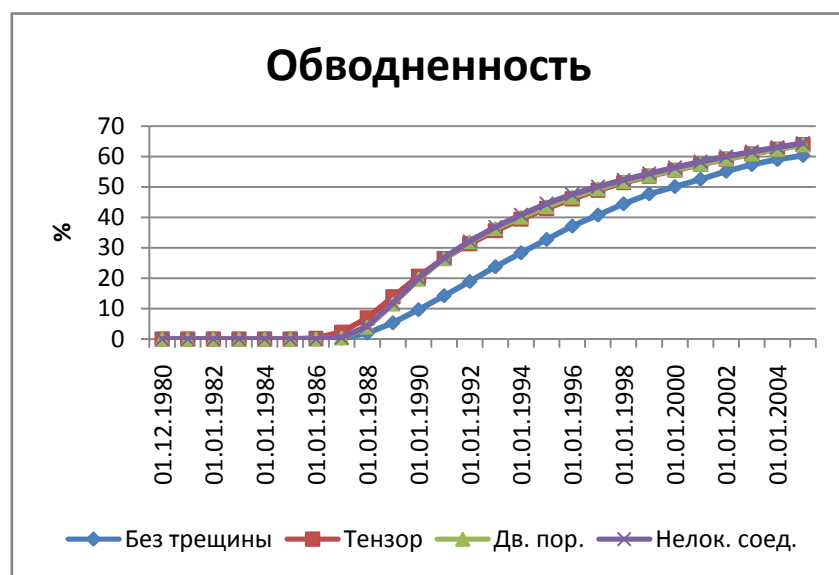
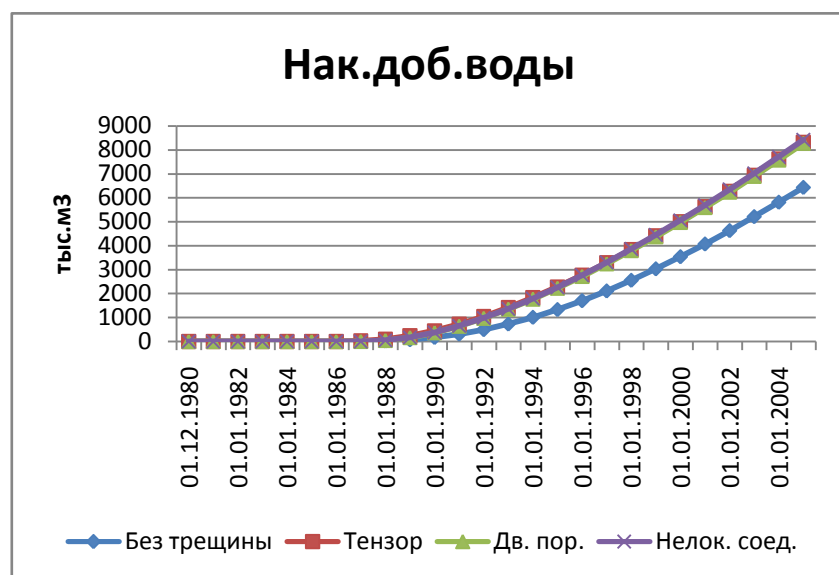
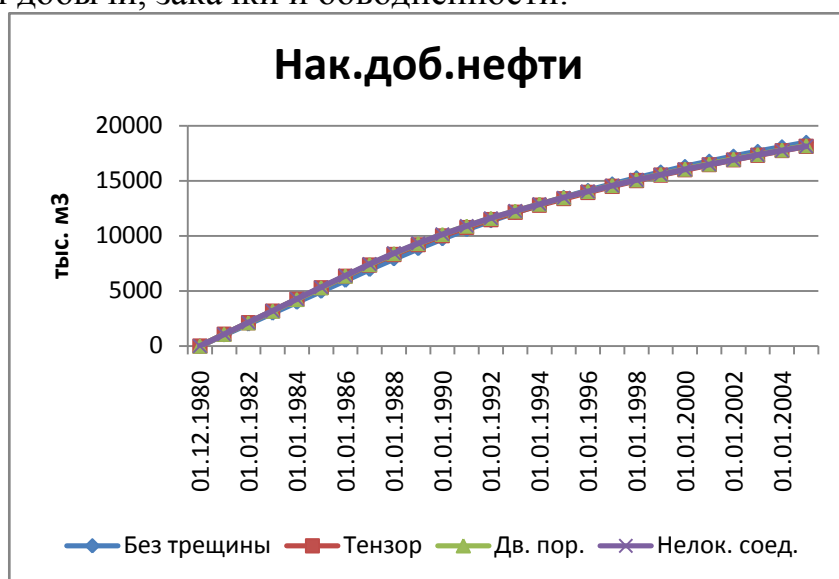
1. Задание в ячейках с трещиной зоны двойной пористости и проницаемости: проницаемость трещины в 100 раз больше, пористость в 100 раз меньше, функции относительных фазовых проницаемостей при течении по трещине — линейные.
2. Использование нелокальных соединений между ячейками трещины, параметры подбирались аналогичными пункту 1.
3. Задание эффективного тензора проницаемости в ячейках с трещиной, тензор учитывал геометрию трещины и ее проницаемость.

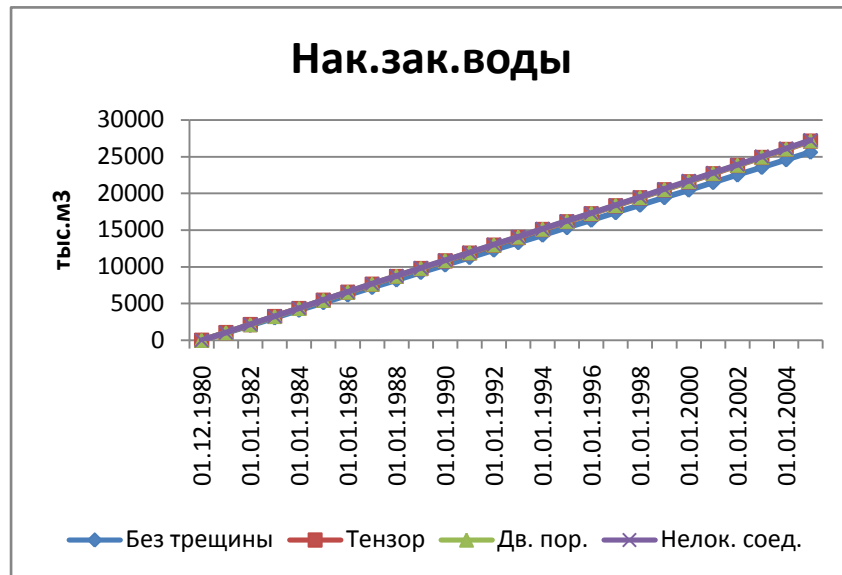
Заранее отметим качественное совпадение результатов, получаемых при использовании всех трех описанных методов.

Картина распределения насыщенности нефти на конечный момент моделирования, полученная по методу 3, представлена ниже. Хорошо видна зона трещины, заметнее промытая водой.



Далее представлены графики основных показателей по скважинам: накопленной добычи, закачки и обводненности.

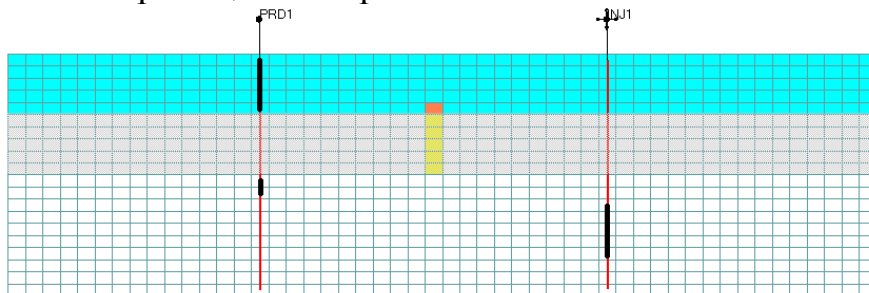




И графиков можно сделать вывод, что такая трещина, в отличие от трещины, связанной со скважиной, добычу нефти не увеличивает, однако увеличивает обводненность в силу быстрого прорыва от нагнетательной скважины. Аналогично, из-за того, что трещина способствует продвижению воды, объемы закачки также возросли, что невыгодно с точки зрения промышленной эксплуатации месторождений. В данном случае негативное влияние трещины на эффективность разработки очевидно.

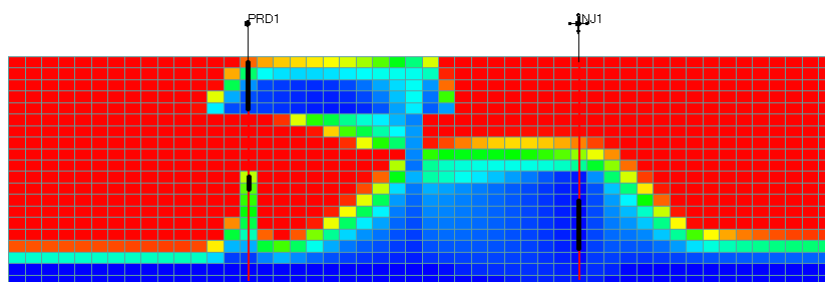
Вертикальная трещина между двумя пропластками

Рассмотрим ситуацию, когда трещиноватая зона повышенной проводимости связывает два пропластка существенно различной проницаемости (контраст между верхним и нижним составляет 10), разделенных слабопроницаемой прослойкой.

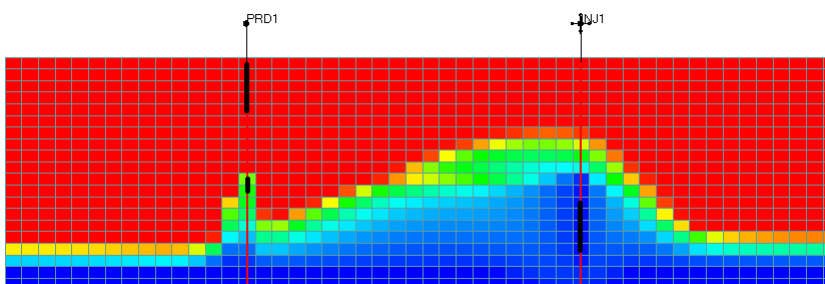


В силу малой проницаемости прослойки добыча из нее экономически невыгодна, поэтому первая скважина (PRD1) добывает из верхних пяти слоев, а также из двух слоев под прослойкой, нагнетание (INJ1) ведется в нижние слои.

Ниже представлены результаты моделирования заводнения с учетом трещиноватой зоны и без.

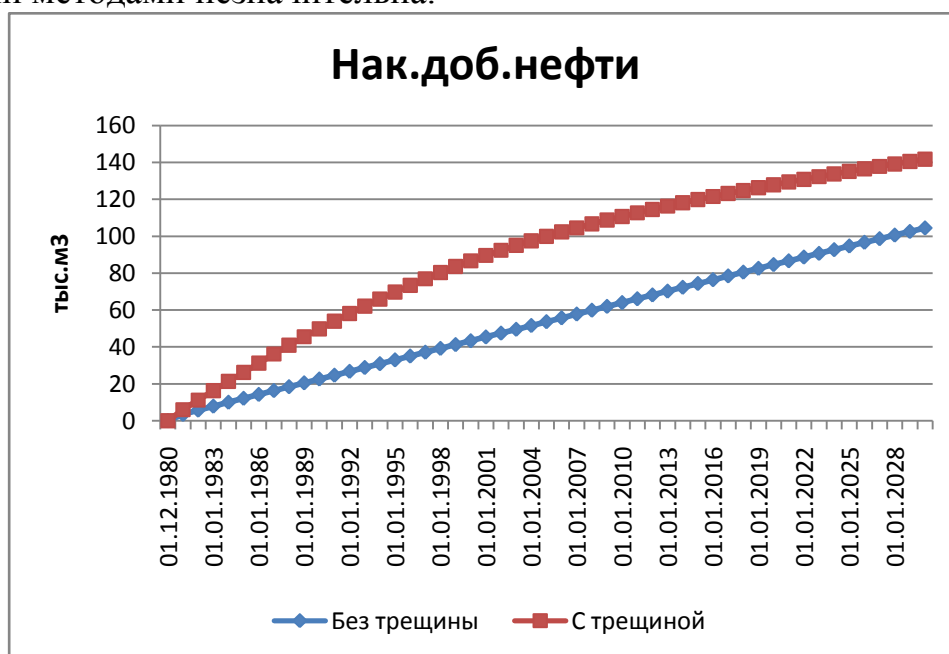


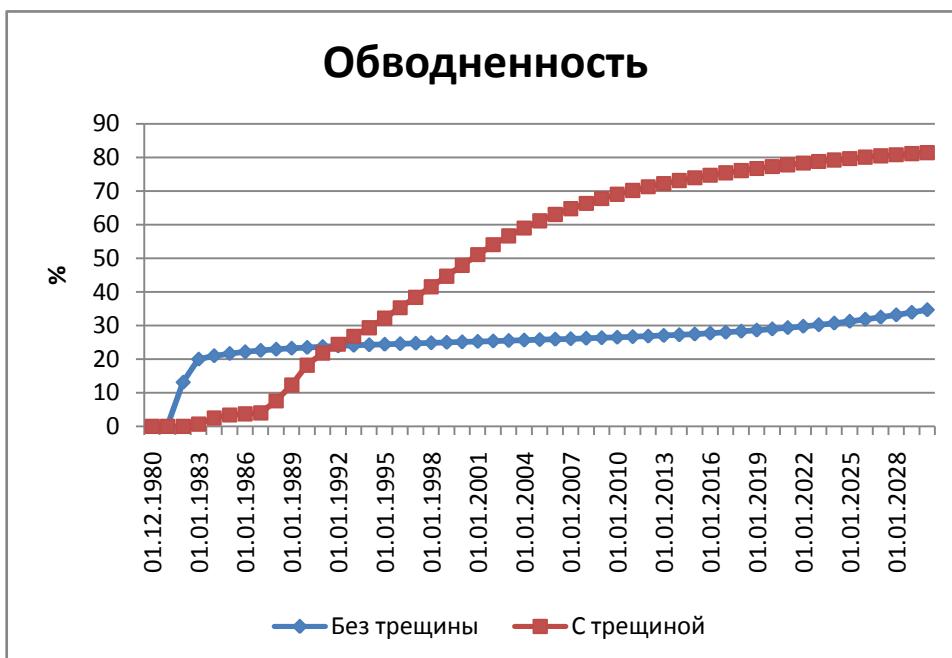
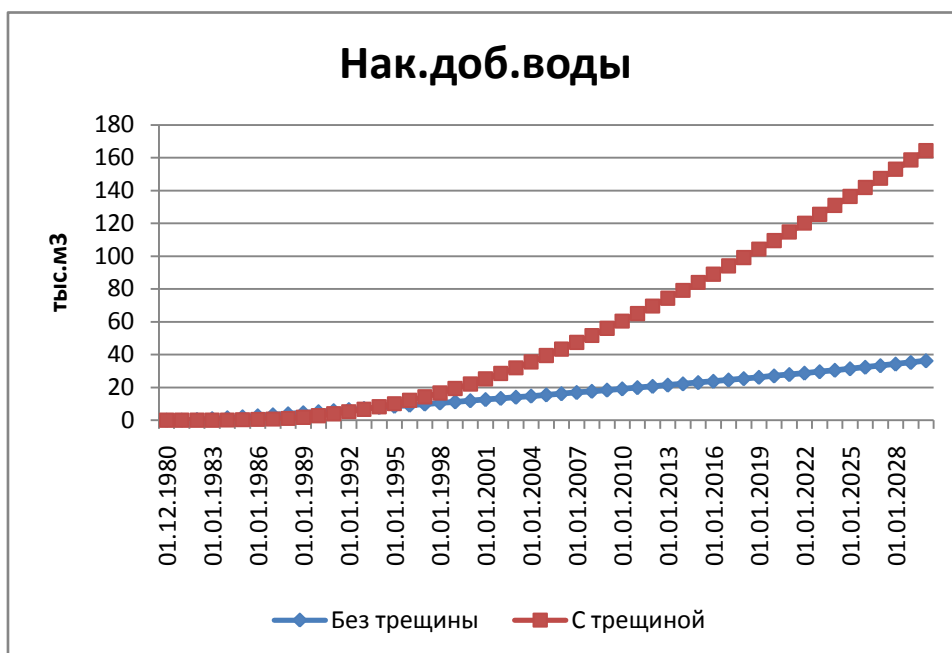
С трещиной

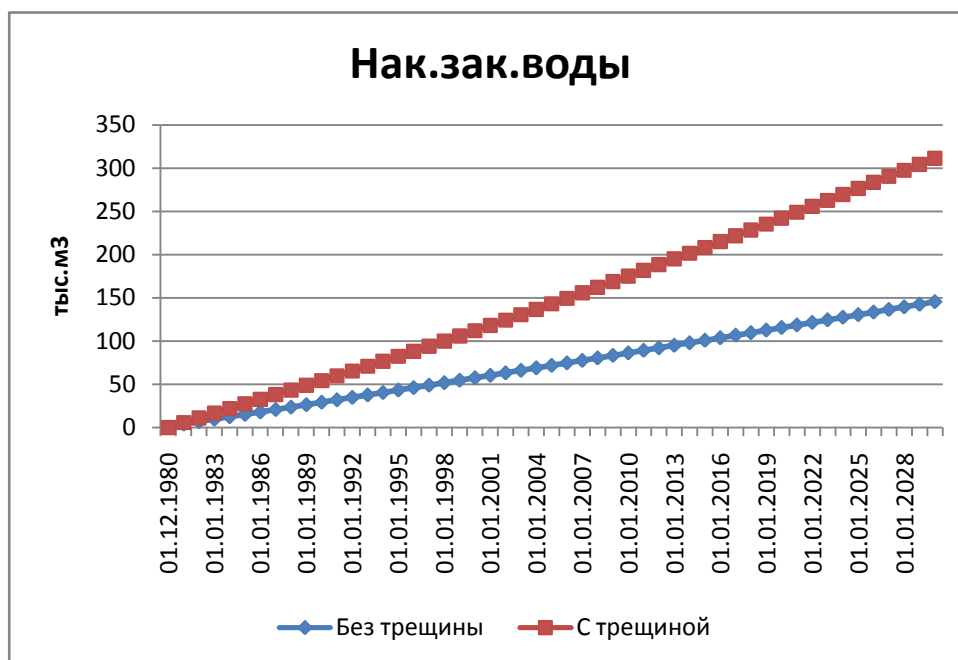


Без трещины

Ниже приведены графики показателей по скважинам. В данном случае рассматривался только один метод моделирования через построение тензора эффективной абсолютной проницаемости, так как разница между ним и другими методами незначительна.





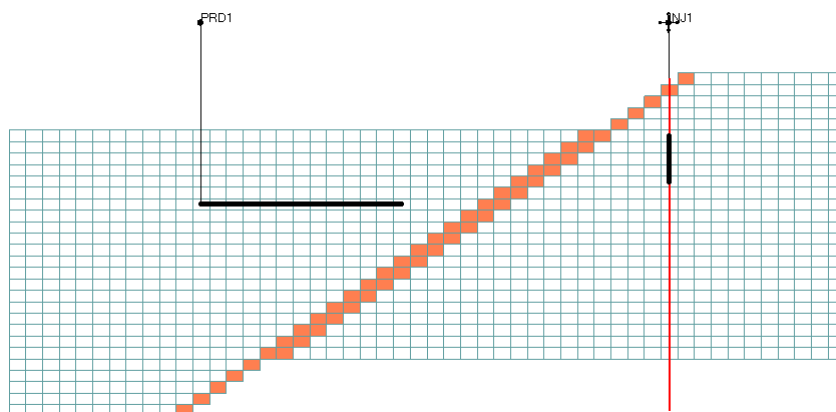


В данном случае, хотя скважина при наличии трещины и обводнилась сильнее, итоговая добыча нефти выросла за счет вытеснения водой из верхних слоев. Заключить для описанной конфигурации об однозначно негативном влиянии трещины нельзя.

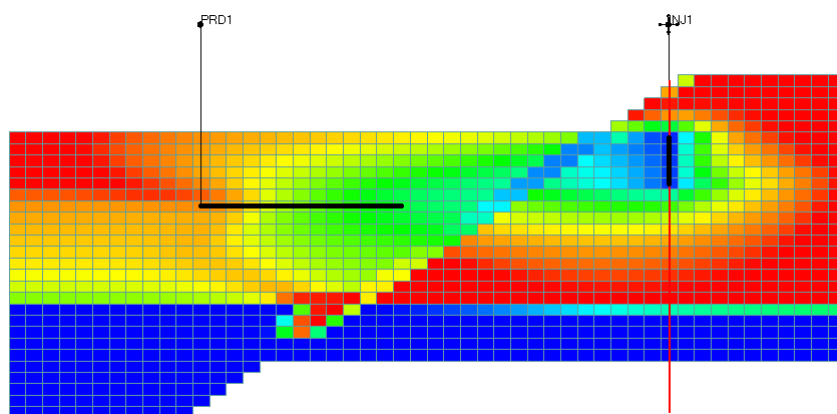
Трещиноватая зона вблизи разлома

В заключение рассмотрим ситуацию, когда трещиноватая зона расположена в области тектонического нарушения — сдвигового разлома.

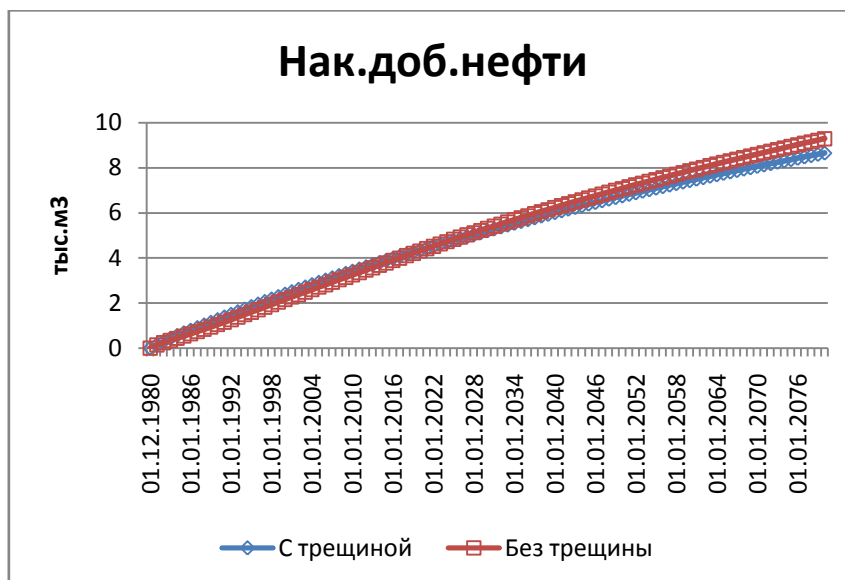
Пласт разрабатывается двумя скважинами: горизонтальной добывающей (PRD1) и вертикальной нагнетательной (INJ1). После дискретизации задачи расчетная область выглядит следующим образом:

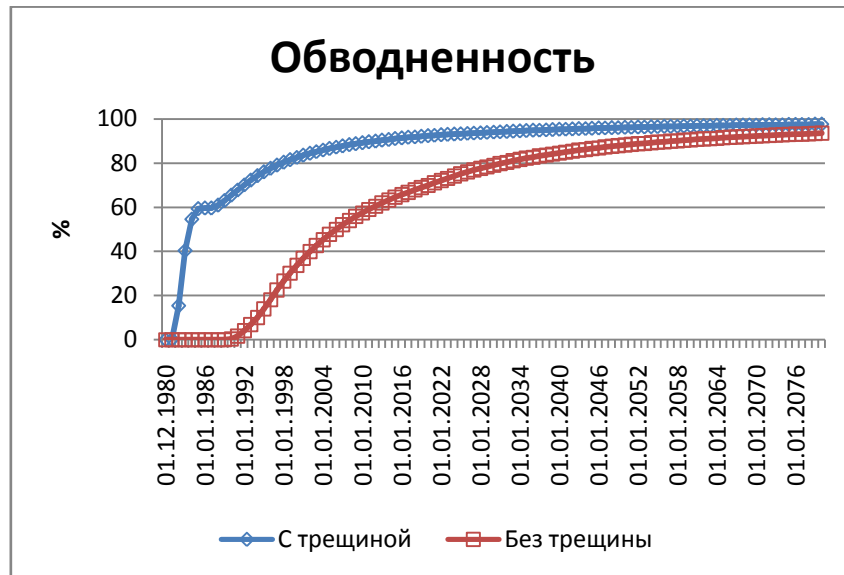


Поле насыщенности на конец периода моделирования:



В данном случае трещина отклонила поток воды, вследствие чего итоговая накопленная добыча снизилась по сравнению с вариантом расчета без учета трещины.





Выводы

Результаты численных экспериментов подтверждают существенную зависимость эволюции насыщенности во времени от наличия трещиноватых зон. В итоге меняется пространственная локализация запасов. При заводнении наличие трещиноватости в межскважинном пространстве, как правило, ускоряет прорыв воды, снижая тем самым нефтеотдачу. Однако в более сложных ситуациях, когда трещиноватые зоны изменяют связность, добыча нефти может возрасти.

Заключение

Современные методы электроразведки и обработки экспериментальных данных позволяют достаточно точно определять свойства среды в межскважинном пространстве, в результате чего возможно, в частности, определение трещиноватых зон. В работе на примере типичных ситуаций с помощью математического моделирования многофазных течений в пористой среде показано существенное влияние наличия трещин на характер заводнения. Рассмотрен ряд подходов к учету трещин, позволяющих избежать прямого моделирования с использованием измельчения расчетной сетки. Показано, что все методы дают качественно похожие результаты. Описанные методики могут быть использованы при моделировании реальных объектов разработки в случае, когда на скважинах проводились соответствующие измерения.

Авторы выражают благодарность А. Х. Пергамент за предложенную тему исследования и полезные обсуждения данной работы.

Литература

1. М. Ю. Заславский, Об интерпретации данных электроразведки постоянным током", Журнал математического моделирования, Т. 22, № 3, С. 3–14, 2010.
2. Q. Zhou, K. H. Lee, N. E. Goldstein, H. F. Morrison, A. Becker, Fracture detection using a grounded subsurface vertical electric dipole, Lawrence Berkley National Laboratory internal report LBL-21985.
3. C. J. Powers, K. Singha, H. F. Peter, Integration of Surface Geophysical Methods for Fracture Detection in Bedrock at Mirror Lake, New Hampshire, in D. W. Morganwalp, H. T. Buxton, eds., U. S. Geological Toxic Substances Hydrology Program, Proceedings of the Technical Meeting, Charleston, South Carolina: USGS Water-Resources Investigations Report 99-4018C, V. 3, P. 757–768, 1999.
4. M. J. Wilt, D. L. Alumbaugh, H. F. Morrison, A. Becker, K. H. Lee, M. Deszcz-Pan, Crosswell electromagnetic tomography: System design considerations and field results, Geophysics, V. 60, P. 871–885, 1995.
5. Н. А. Марченко, А. Х. Пергамент, С. Б. Попов, В. А. Семилетов, П. Ю. Томин, Иерархия явно-неявных разностных схем для решения задач многофазной фильтрации. Препринт ИПМ им. М. В. Келдыша № 97, Москва, 2008.
6. D. W. Peaceman, Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation, Soc. Petrol. Eng. Journal, V. 18, N. 3, P. 183–194, 1978.
7. Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов, И. Н. Кочина, Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах, ПММ, Т. 24, № 5, С. 852–864, 1960.
8. J. E. Warren, P. E. Root, The behavior of naturally fractured reservoirs, Soc. Petrol. Eng. Journal, V. 3, P. 245–255, 1963.
9. Н. М. Дмитриев, В. М. Максимов, Модели фильтрации флюидов в анизотропных трещиновато-пористых средах, Доклады Академии наук, Т. 416, № 3, С. 338–340, 2007.
10. В. П. Мясников, М. Ю. Заславский, А. Х. Пергамент, Алгоритмы осреднения для решения задач теории упругости на прямоугольных сетках, неадаптированных к структуре среды (averaging), Доклады Академии наук, Т. 327, № 3, С. 332–337, 2004.
11. В. П. Мясников, М. Ю. Заславский, А. Х. Пергамент, Алгоритмы осреднения и метод опорных операторов в задачах пороупругости, Доклады Академии наук, Т. 397, № 5, С. 301–306, 2004.
12. М. Ю. Заславский, А. Х. Пергамент, Алгоритмы осреднения и метод опорных операторов в эллиптических задачах с разрывными коэффициентами, ЖВМиМФ, Т. 45, № 9, С. 1616–1627, 2005.
13. A. Kh. Pergament, V. A. Semiletov, M. Yu. Zaslavsky, Multiscale Averaging Algorithms for Flow Modeling in Heterogeneous Reservoir,

Proceedings of 10th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, P014, 2006.

14. М. Ю. Заславский, Об алгоритме осреднения для решения эллиптических задач с разрывными коэффициентами, Доклады Академии наук, Т. 419, № 2, С. 197–200, 2007.
15. G. Alessandrini, V. Nesi, Univalent σ -harmonic mappings: connections with quasiconformal mappings, J. Anal. Math., V. 90, P. 197–215, 2003.