

УДК 519.63:532.546

doi: 10.26907/2541-7746.2020.2.180-192

ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА К КОНТУРУ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

К.А. Поташев, Р.Р. Ахунов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, 420008, Россия

Аннотация

Долгосрочными причинами неоднородности притока пластовой жидкости к контуру поперечного сечения вертикальной скважины могут быть: а) несимметричность относительно оси скважины внешнего поля пластового давления, вызванная интерференцией окружающих скважин; б) неоднородность поля абсолютной проницаемости пласта вблизи скважины. В работе построены решения двух модельных задач, позволяющие количественно оценить влияние обоих факторов на степень неоднородности притока к скважине и указать условия, при которых учет данного эффекта становится значимым. Полученные оценки предназначены в первую очередь для вычислительных схем методов линий тока и трубок тока, требующих высокой степени детализации решения вблизи скважин.

Ключевые слова: нефтяной пласт, водоносный горизонт, вертикальная скважина, однофазная фильтрация, поперечное сечение скважины, профиль притока, неоднородность проницаемости, интерференция скважин, численное моделирование, детальные расчетные сетки, линии тока, трубки тока

Введение

В реальности соотношения размеров нефтяных месторождений или водоносных горизонтов, межскважинных расстояний и радиуса скважин таковы, что при численном моделировании фильтрации пространственный шаг расчетных сеток значительно превосходит размер поперечного сечения скважин, которые моделируются сосредоточенным источником, расположенным либо в узле конечно-элементной или конечно-разностной сетки, либо внутри блока конечно-объемной сетки [1–4]. Сеточные функции, входящие в расчетную схему моделей фильтрации для всей области коллектора, не позволяют достоверно описать различие скоростей притока к скважине с различных сторон, поэтому задача сводится к корректному учету общего притока к контуру скважины, который полагается однородным [5]. Анализ достоверности такого предположения имеет существенное значение при оценке точности определения параметров трубок тока в окрестности скважин при моделировании фильтрации методами линий и трубок тока [6–8]. Относительная ширина каждой трубки тока вблизи скважины, определяющая итоговый расход через нее, зависит от скорости на соответствующем данной трубке тока секторе скважины. При реализации модели фильтрации с фиксированной трубкой тока [9–11], когда исходная задача раскладывается на серию задач пониженной размерности вдоль трубок тока, корректное распределение доли притока по трубкам тока позволяет повысить точность расчетной схемы и упростить алгоритм построения эффективной трубки тока. Указанные методы активно развиваются в настоящее время и обладают повышенной производительностью по сравнению с традиционными подходами при решении определенного класса локальных задач [10, 12, 13]. Уточнение

истинной неоднородности профиля притока к скважине может быть использовано, кроме того, для снижения погрешности методов опробования скважин, в которых, как правило, пренебрегают данным эффектом даже вблизи непроницаемых границ [14]. Таким образом, возникает необходимость определения условий, когда предположение об однородности притока пластовой жидкости к контуру поперечного сечения скважины является допустимым. Причинами неоднородности притока пластовой жидкости к контуру сечения вертикальной скважины могут быть: а) несимметричность относительно оси скважины внешнего поля пластового давления, вызванная интерференцией окружающих скважин; б) неоднородность поля гидропроводности вблизи скважины, являющаяся, в свою очередь, следствием либо неоднородности поля абсолютной проницаемости пласта, либо функции подвижности многофазной смеси пластовых флюидов (например, водонефтяной смеси при заводнении нефтяного пласта). Последний фактор носит временный характер, определяемый продвижением фронтов насыщенности. В работе [15] было показано, что учет неоднородности притока двухфазного флюида к скважине может значительно снизить погрешность вычисления как доли фаз в отбираемой жидкости, так и динамики суммарного дебита скважин. Однако приток двухфазной смеси в каждый момент времени вдоль всего контура скважины предполагался однородным. Для численного решения задач фильтрации на относительно протяженном интервале времени первоочередной интерес представляют неизменные или долгосрочные факторы, связанные с расстановкой скважин и распределением абсолютной проницаемости в коллекторе. В настоящей работе выполнены многовариантные расчеты в двух модельных постановках задачи двумерной однофазной фильтрации, позволившие количественно оценить влияние обоих указанных факторов на степень неоднородности притока к контуру скважины и указать условия, при которых учет данного эффекта при математическом моделировании может оказаться значимым. В качестве отдельного фактора исследована зависимость степени неоднородности притока к контуру скважины от ее радиуса, который может значительно отличаться в задачах гидрологии подземных вод и гидромеханики нефтяного пласта.

1. Математическая постановка задач

1.1. Уравнения модели. В пренебрежении сжимаемостью пласта и насыщающей его жидкости однофазная фильтрация в области D однородного по вертикали горизонтального пласта постоянной толщины с непроницаемыми кровлей и подошвой, вскрытого вертикальной скважиной γ , описывается двумерным стационарным уравнением неразрывности

$$(x, y) \in D : \nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (1)$$

где \mathbf{u} – скорость фильтрации, подчиняющаяся закону Дарси [16]

$$\mathbf{u} = -\frac{k}{\mu} \nabla p. \quad (2)$$

Здесь $k(x, y)$ – абсолютная проницаемость пласта; μ – динамическая вязкость флюида; p – давление в жидкости, для которого при подстановке (2) в (1) получим уравнение

$$(x, y) \in D : \nabla \cdot \left(-\frac{k}{\mu} \nabla p \right) = 0. \quad (3)$$

В качестве расчетной области D примем круг радиуса R вокруг скважины γ радиуса r_w . На внешней границе Γ и на скважине γ задаются значения давления:

$$(x, y) \in \Gamma : p = p^0 f(x, y), \quad (4)$$

$$(x, y) \in \gamma : p = p_w. \quad (5)$$

Для сокращения числа параметров и удобства дальнейших оценок перейдем к безразмерным переменным:

$$\bar{x} = \frac{x}{R}, \quad \bar{y} = \frac{y}{R}, \quad \bar{p} = \frac{p - p_w}{\Delta p}, \quad \bar{u} = \frac{u}{u^0}, \quad \bar{q} = \frac{q}{q^0}, \quad \bar{k} = \frac{k}{k^0}.$$

Масштаб перепада давления $\Delta p = p^0 - p_w$ определим как разницу среднего пластового давления p^0 и давления p_w на скважине. Величину q^0 выразим через введенные характерные величины и постоянную величину μ на основе формулы Дююи: $q^0 = \frac{2\pi k^0}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln(R/r_w)}$, где k^0 – характерное значение абсолютной проницаемости пласта, r_w – радиус скважин. Поскольку $R/r_w \sim (10^3 \div 10^2)$ и $2\pi/\ln(R/r_w) \approx 1$, будем использовать более простое выражение для масштаба удельного дебита $q^0 = (k^0/\mu) \Delta p$ и скорости фильтрации $u^0 = (k^0/\mu) (\Delta p/R)$.

Опуская для простоты верхнюю черту над безразмерными переменными, перепишем уравнения (2)–(5) в безразмерных переменных

$$\mathbf{u} = -k\nabla p,$$

$$(x, y) \in D : \nabla(-k\nabla p) = 0, \quad (6)$$

$$(x, y) \in \Gamma : p = f(x, y), \quad (7)$$

$$(x, y) \in \gamma : p = 0. \quad (8)$$

1.2. Неоднородность внешнего поля давления. Для оценки влияния на профиль притока жидкости к контуру скважины окружающих ее скважин строилось решение задачи (6)–(8) в случае однородного пласта, когда $k(x, y) = 1$. Неоднородность энергетического состояния коллектора, вызванная интерференцией скважин, моделировалась с помощью кусочно-постоянной функции f в граничном условии (7) (рис. 1, а):

$$(x, y) \in \Gamma : f(x, y) = \begin{cases} 1, & \varphi \in \left(\frac{\alpha}{2}, 2\pi - \frac{\alpha}{2}\right), \\ \Pi, & \varphi \in \left[-\frac{\alpha}{2}, \frac{\alpha}{2}\right]; \end{cases} \quad \varphi(x, y) = \operatorname{arctg}\left(\frac{y}{x}\right).$$

Параметр α определяет угол дуги окружности Γ , на которой задается отличное от единицы значение давления Π . В силу симметрии задачи значения параметра α задавались на интервале $[0, \pi]$.

Характерные значения параметра Π были оценены из аналитического решения вспомогательной двумерной задачи об интерференции скважин в виде сосредоточенных источников интенсивности q_i в точках (x_i, y_i) в бесконечном однородном пласте:

$$p(x, y) = -\sum \frac{q_i}{2\pi} \ln r_i, \quad r_i = \sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2}.$$

Исследовалось распределение давления вдоль кругового контура радиуса $R \sim 0.1H$ вокруг скважины, где H – шаг скважин в двух галереях добывающих

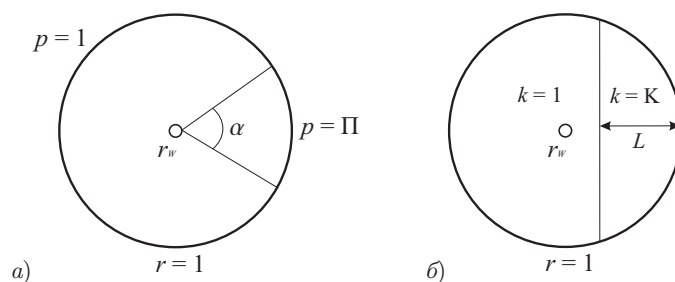


Рис. 1. Схемы расчетной области D в случае: а) неоднородного давления на границе; б) неоднородного поля проницаемости

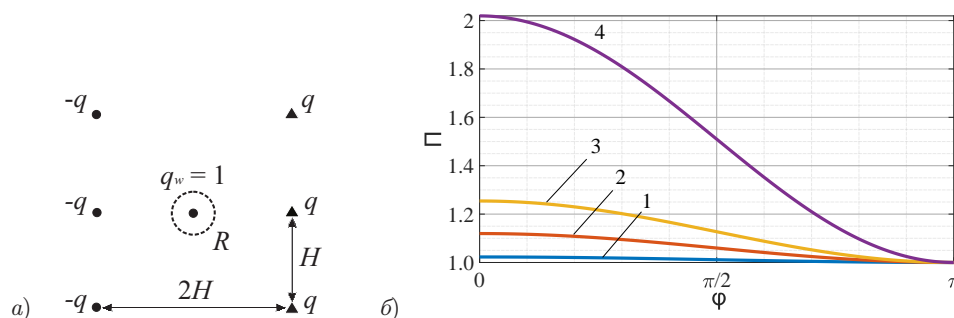


Рис. 2. Вспомогательная задача об интерференции скважин: а) схема расчетной области; б) относительное отклонение давления вдоль контура R вокруг скважины: 1) $q = 1$, 2) $q = 5$, 3) $q = 10$, 4) $q = 30$

и нагнетательных скважин, расположенных на равных расстояниях H относительно рассматриваемой скважины единичного дебита (рис. 2, а). Параметром задачи являлся модуль q величин относительного дебита скважин, расположенных в галереях. Решение показало, что в широком интервале значений q наблюдается не более чем двукратное относительное локальное отклонение давления вдоль контура R (рис. 2, б).

1.3. Неоднородность поля проницаемости. Для оценки влияния на профиль притока жидкости к контуру скважины неоднородности поля проницаемости строилось решение задачи (6)–(8) в случае однородного граничного условия на внешней границе, когда $f = 1$. Неоднородность поля проницаемости моделировалась с помощью функции $k(x, y)$ (рис. 1, б):

$$k(x, y) = \begin{cases} 1, & x < 1 - L, \\ K, & x \geq 1 - L, \end{cases}$$

где параметр $0 \leq L \leq 0.9$ определяет протяженность подобласти с отличной от единицы проницаемостью $K > 0$.

Достоверность допущения о постоянстве давления на границе Γ прискважинной области радиуса R в неоднородном пласте была оценена на основе численного решения вспомогательной внешней задачи о распределении давления вокруг точечного источника в зонально-неоднородном пласте аналогичной структуры (рис. 1, б) в области радиуса $10R$, на границе которой задано постоянное давление. Решение такой задачи с предельными значениями отношения абсолютной проницаемости в двух зонах пласта $K = 0.01 \div 100$ показало, что относительная разница значений

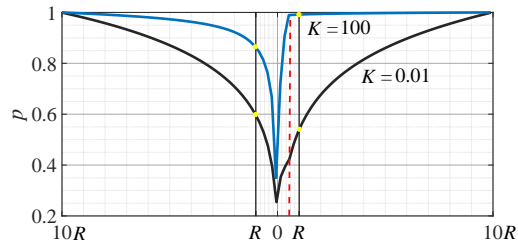


Рис. 3. Вспомогательная задача о зонарно-неоднородном пласте: профили давления вдоль ортогональной к границе раздела зон линии, проходящей через точечный источник; пунктирной линией указано положение границы раздела зон различной проницаемости

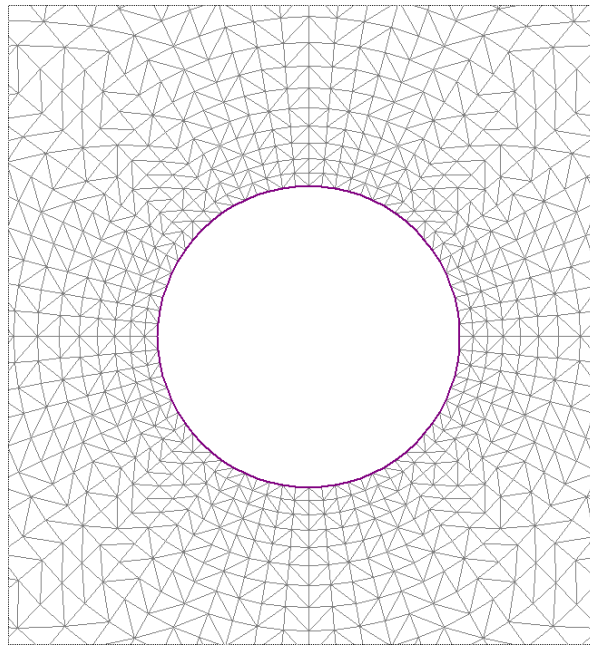


Рис. 4. Расчетная сетка конечных элементов в окрестности скважины

давления в разных точках контура радиуса R вокруг источника не превышает 15% от общего перепада давления (рис. 3).

2. Методы решения

Поставленные задачи решались численно методом конечных элементов (МКЭ). Для детального разрешения структуры фильтрационного потока в окрестности скважины γ , являющейся внутренней границей области D , выполнялось измельчение расчетной сетки. Анализ сходимости численного решения по величине суммарного дебита показал, что достаточным является такое сеточное покрытие области D , когда контур скважины γ разбивается на 72 прямолинейных грани конечных элементов. При этом разрежение сетки при удалении от контура γ происходит по логарифмическому закону (рис. 4).

Система линейных алгебраических уравнений относительно значений давления в узлах расчетной сетки решалась алгебраическим многосеточным методом [17].

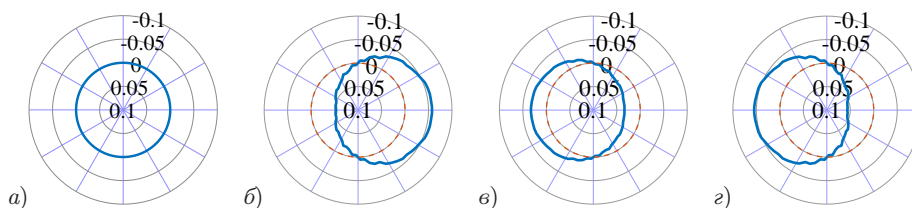


Рис. 5. Профили относительного отклонения ΔU_i притока к скважине при неоднородном поле давления при $\alpha = \pi/2$: а) $\Pi = 1$; б) $\Pi = 0$; в) $\Pi = 2$; г) $\Pi = 3$

Неоднородность притока флюида к контуру γ скважины анализировалась с помощью величин локального, максимального и среднего относительных отклонений

$$\Delta U_i = \frac{U_i - U^0}{U^0}, \quad R_1 = \max_{i=1, \dots, N} |\Delta U_i|, \quad R_2 = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\Delta U_i)^2},$$

где $U_i = \mathbf{n}_i \cdot (-k \nabla p)_{e_i}$ – проекция на нормаль к грани γ_i вектора скорости фильтрации, вычисленного в КЭ e_i , содержащем грань γ_i , $U^0 = \frac{1}{|\gamma|} \sum_{i=1}^N |\gamma_i| U_i$ – средняя вдоль контура скважины величина скорости притока пластового флюида; N – число прямолинейных граней γ_i , на которые разбит контур скважины $\gamma = \bigcup_{i=1}^N \gamma_i$.

3. Результаты

Рассмотрим сначала влияние неоднородности внешнего поля давления и поля проницаемости на профиль притока жидкости к контуру скважины γ радиуса $r_w = 0.01$. При характерном линейном масштабе R , соответствующем десятой части шага сетки скважин $H \sim 10^2$ м, такое значение безразмерного радиуса скважины соответствует радиусу порядка 0.1 м, типичного для скважин, вскрывающих нефтяные пласты.

3.1. Неоднородность внешнего поля давления. На рис. 5 показаны примеры профиля относительного локального отклонения ΔU_i притока жидкости от средней величины вдоль контура скважины при фиксированном значении угла $\alpha = \pi/2$ дуги внешней окружности, на которой заданы различные значения давления Π . На рис. 6 приведены соответствующие им распределения линий тока и изобар. Видно, что даже в предельных случаях, когда основная часть притока формируется линиями тока, проходящих через относительно малый участок контура питания, максимальное относительное отклонение скорости притока к контуру скважины от средней величины не превосходит 5–6%. Это объясняется тем, что вблизи скважины малого радиуса структура фильтрационного течения выравнивается, стремясь к радиально-симметричной.

Сводные номограммы зависимостей величин относительных отклонений R_1 , R_2 от параметров неоднородности внешнего поля давления показаны на рис. 7. Можно сделать вывод, что в однородном пласте неоднородность притока жидкости к контуру скважины малого радиуса за счет лишь неоднородности внешнего поля давления может достигать уровня 10% только в случае 5–10-кратного различия значений давления на границе прискважинной области. Такие условия являются практически нереализуемыми при типичных вариантах расстановки скважин.

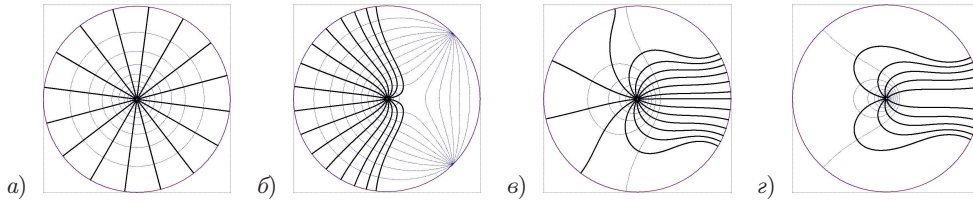


Рис. 6. Структура линий тока (линии двойной толщины) и изобар (тонкие линии) при неоднородном поле давления при $\alpha = \pi/2$: а) $\Pi = 1$; б) $\Pi = 0$; в) $\Pi = 2$; г) $\Pi = 3$

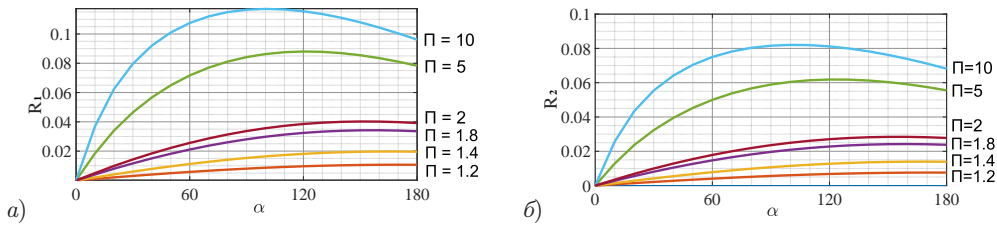


Рис. 7. Максимальное (а) и среднее квадратическое (б) отклонения локальной скорости притока к контуру скважины от средней величины в неоднородном поле давления

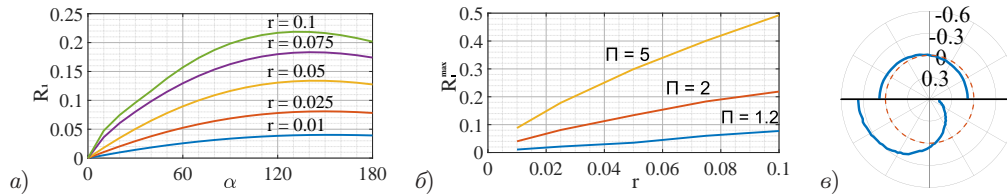


Рис. 8. Рост неоднородности профиля притока с увеличением радиуса скважины: а) максимальное отклонение локального притока при $\Pi = 2$; б) предельные значения максимального отклонения локального притока; в) профиль притока при $\alpha = \pi/2$, $\Pi = 5$ для $r_w = 0.01$ (вверху) и $r_w = 0.1$ (внизу)

С увеличением радиуса скважины, что может оказаться характерным для водозаборных скважин (до 0.5 м) и колодцев (более 0.5 м) в задачах фильтрации подземных вод [18], неоднородность профиля притока значительно возрастает (рис. 8, а). На рис. 8, б показан близкий к линейному рост с увеличением радиуса скважины предельной величины

$$R_1^{\max} = \max_{0 < \alpha < \pi} R_1(\alpha).$$

При радиусе скважины $r_w = 0.1$, что при выбранной нормировке соответствует 1 м, максимальная неоднородность профиля притока при $\Pi = 2$ уже превышает 20%, а при $\Pi = 5$ достигает 50%.

3.2. Неоднородность поля проницаемости. На рис. 9 показаны профили относительного локального отклонения ΔU_i притока жидкости от средней величины вдоль контура скважины для некоторых комбинаций параметров K , L . На рис. 10 приведены соответствующие им распределения линий тока и изобар. Степень неоднородности притока жидкости к контуру скважины может достигать

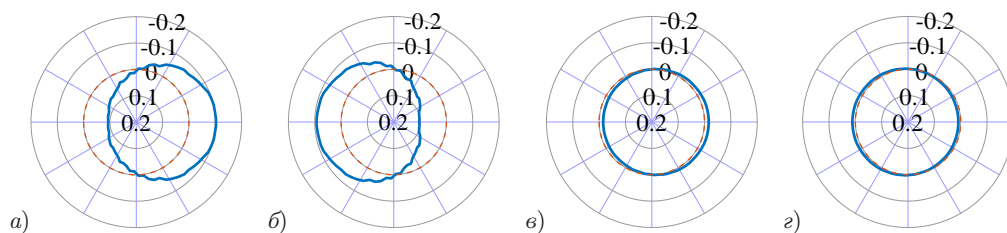


Рис. 9. Профили относительного отклонения ΔU_i притока к скважине при неоднородном поле проницаемости: а) $K = 0.01$, $L = 0.9$; б) $K = 100$, $L = 0.9$; в) $K = 0.01$, $L = 0.5$; г) $K = 100$, $L = 0.5$

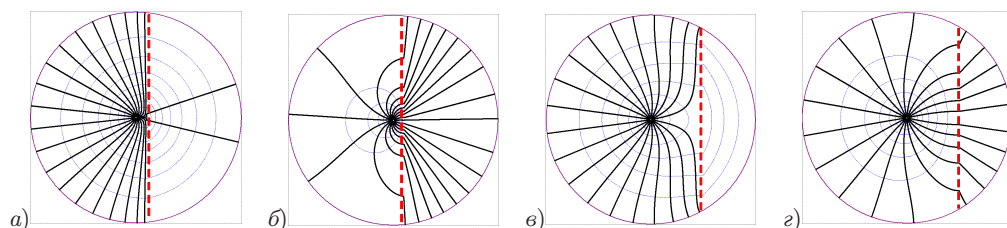


Рис. 10. Структура линий тока (линии двойной толщины) и изобар (тонкие линии) при неоднородном поле проницаемости: а) $K = 0.01$, $L = 0.9$; б) $K = 100$, $L = 0.9$; в) $K = 0.01$, $L = 0.5$; г) $K = 100$, $L = 0.5$

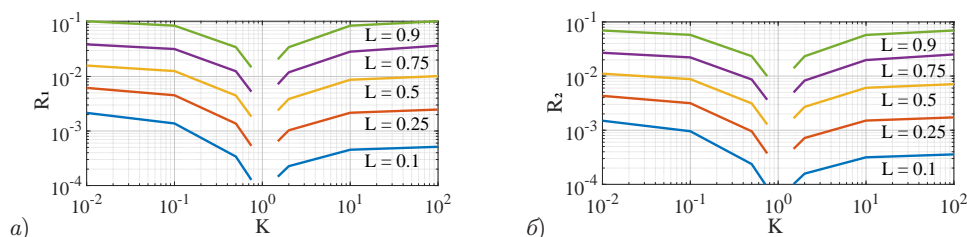


Рис. 11. Максимальное (а) и среднеквадратическое (б) отклонения локальной скорости притока к контуру скважины от средней величины в зонально-неоднородном пласте

уровня 10%, если скважина расположена на расстоянии 0.1 от зоны пласта, проницаемость которой отличается на два порядка. Напомним, что при выбранном характерном значении $R \sim 10$ м безразмерное расстояние 0.1 соответствует расстоянию в 1 м. Если расстояние от скважины до границы зон различной проницаемости увеличивается в 5 раз, то неоднородность притока снижается до уровня 1–2%.

Сводные номограммы зависимостей величин относительных отклонений R_1 , R_2 от параметров неоднородности поля проницаемости показаны на рис. 11. Важно отметить, что даже при меньших – двух-, десяти-кратных – отношениях проницаемостей близкое к скважине расположение границы зон неоднородности пласта на расстояниях порядка 0.1–0.25 может привести к неоднородности профиля притока порядка 5–10%.

Как и в случае интерференции внешних скважин, в случае зонально неоднородного пласта уровень предельного отклонения локальных скоростей притока к контуру скважины от среднего значения

$$R_1^{\max} = \max_{0 < L < 0.9} R_1(L)$$

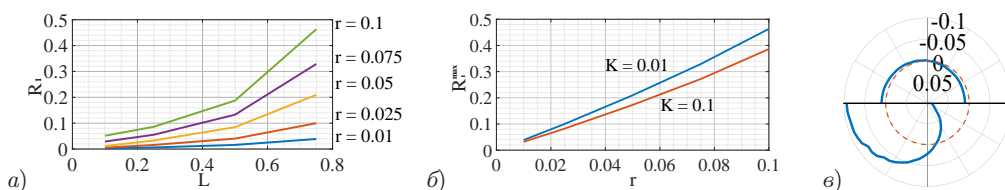


Рис. 12. Рост неоднородности профиля притока с увеличением радиуса скважины: а) максимальное отклонение локального притока при $K = 0.01$; б) предельные значения максимального отклонения локального притока; в) профиль притока при $K = 100$, $L = 0.5$ для $r_w = 0.01$ (вверху) и $r_w = 0.1$ (внизу)

практически линейно возрастает с увеличением радиуса скважины, достигая значений порядка 40–45% при радиусе скважины $r_w = 0.1$ (рис. 12).

Заключение

Выполнены оценки неоднородности притока жидкости вдоль контура поперечного сечения вертикальной совершенной скважины в горизонтальном пласте. Показано, что неоднородность притока к контуру скважины с радиусом, характерным для разработки нефтяного пласта, не превышает 5% при допустимой степени неоднородности поля давления, вызванной интерференцией окружающих скважин, и не превышает 10% в случае зонально-неоднородного поля проницаемости в окрестности скважины. В процессах фильтрации подземных вод, когда радиус скважин может на порядок превышать радиус скважин, вскрывающих нефтяные пласты, неоднородность профиля притока жидкости к контуру скважины может достигать 20% за счет интерференции с окружающими скважинами и 45%, если скважина расположена вблизи границы зон различной проницаемости водоносного горизонта. Полученные результаты позволяют заранее оценить погрешность численного определения относительной ширины и скорости фильтрации на границах трубок и линий тока, примыкающих к скважинам, когда их поперечное сечение в расчетной схеме внешней задачи повышенной размерности стягивается в точку. Превышение допустимого уровня ошибки будет означать, что для применения вычислительных схем методов линий тока или трубок тока при решении данного класса задач необходимо разрабатывать дополнительные алгоритмы учета неоднородности притока в зависимости от распределения проницаемости в пласте и от режимов работы ближайших скважин.

Литература

1. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoirs Simulation. – London: Appl. Sci. Publ., 1979. – 476 p.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2003. – 128 с.
3. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Никифоров А.И., Иванов А.Ф., Низаев Р.Х. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2009. – 239 с.
4. Мазо А.Б., Поташев К.А. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. – М.: ИНФРА-М, 2020. – 220 с.
5. Dumkwa F.A., Islam A.W., Carlson E.S. Review of well models and assessment of their impacts on numerical reservoir simulation performance // J. Pet. Sci. Eng. – 2012. – V. 82–83. – P. 174–186. – doi: 10.1016/j.petrol.2011.12.005.

6. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
7. Thiele M.R. Modeling multiphase flow in heterogeneous media using streamtubes: PhD Diss. – 1994. – 217 p. – URL: <https://www.streamsim.com/papers/thielephd.pdf>.
8. Al-Najem A.A., Siddiqui S., Soliman M., Yuen B. Streamline simulation technology: Evolution and recent trends // SPE Saudi Arabia Sect. Tech. Symp. Exhib., 8–11 April, Al-Khobar, Saudi Arabia. – 2012. – Art. SPE-160894-MS. – 22 p. – doi: 10.2118/160894-MS.
9. Поташев К.А., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Булыгин Д.В. Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – Т. 187, № 4. – С. 32–40.
10. Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 1. – С. 15–20.
11. Поташев К.А., Мазо А.Б. Численное моделирование локального воздействия на нефтяной пласт с применением фиксированных трубок тока для типичных схем заводнения // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 4. – В печати.
12. Emanuel A.S., Milliken W.J. Application of streamtube techniques to full-field waterflooding simulation // SPE Res. Eng. – 1997. – V. 3, No 12. – P. 211–217. – doi: 10.2118/30758-PA.
13. Иногамов Н.А., Хабеев Н.С. Применение метода «жестких трубок тока» для расчета мицеллярно-полимерного заводнения при шахматной системе расстановки скважин // Инж.-физ. журн. – 2007. – Т. 80, № 1. – С. 15–21.
14. Slotte P.A., Berg C.F. Lecture Notes in Well-Testing. – Dep. Geosci. Pet. NTNU, 2019. – 156 p. – URL: http://folk.ntnu.no/perarnsl/Literatur/lecture_notes.pdf.
15. Поташев К.А., Абдрашитова Л.Р. Учет неоднородности заводнения области дренирования скважины при крупноблочном моделировании разработки нефтяного пласта // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. – 2017. – Т. 159, кн. 1. – С. 116–129.
16. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
17. Демидов Д.Е., Егоров А.Г., Нуриев А.Н. Решение задач вычислительной гидродинамики с применением технологии NVIDIA CUDA // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. – 2010. – Т. 152, кн. 1. – С. 142–154.
18. Курганов А.М., Вуглинская Е.Э. Водозаборы подземных вод. – СПб.: СПбГАСУ, 2009. – 80 с.

Поступила в редакцию
12.05.2020

Поташев Константин Андреевич, доктор физико-математических наук, доцент, заведующий кафедрой аэрогидромеханики

Казанский (Приволжский) федеральный университет
ул. Кремлевская, д. 18, г. Казань, 420008, Россия
E-mail: kpotashev@mail.ru

Ахунов Рустам Рашид угли, магистрант кафедры аэрогидромеханики

Казанский (Приволжский) федеральный университет
ул. Кремлевская, д. 18, г. Казань, 420008, Россия
E-mail: rustam777-96@mail.ru

doi: 10.26907/2541-7746.2020.2.180-192

Estimation of the Heterogeneity of the Reservoir Fluid Inflow to the Cross-Sectional Contour of a Vertical Well

*K.A. Potashev**, *R.R. Akhunov***

Kazan Federal University, Kazan, 420008 Russia

E-mail: **kpotashev@mail.ru*, ***rustam777-96@mail.ru*

Received May 12, 2020

Abstract

The reasons for the heterogeneity of the reservoir fluid inflow to the cross-sectional contour of a vertical well can be: a) asymmetry of the external pressure field relative to the well axis as a result of the interference of the surrounding wells; b) heterogeneity of the permeability field near the well, which is a consequence of either the heterogeneity of the absolute permeability field of the reservoir or the mobility function of the multiphase mixture of formation fluids. To simulate filtration in a reservoir over a relatively long time interval, the main interest is constant or long-term factors associated with well spacing and the distribution of absolute permeability. In the work, solutions of two model problems were constructed, which allow a quantitative evaluation of the influence of both factors on the degree of inhomogeneity of the inflow to the well and indicate the conditions under which this effect becomes significant. The obtained estimates are intended primarily for computational schemes of streamline and streamtube methods, which require a high degree of solution detailing near wells.

Keywords: oil reservoir, aquifer, vertical well, single-phase flow, well bore cross-section, influx profile, permeability field heterogeneity, wells interference, numerical simulation, fine computational grid, streamline, streamtube

Figure Captions

Fig. 1. Schemes of computational domain D in the cases of a) pressure heterogeneity on the border; b) heterogeneity of the permeability field.

Fig. 2. Subtask on well interference: a) computational domain scheme; b) relative pressure asymmetry along contour R around the well: 1) $q = 1$, 2) $q = 5$, 3) $q = 10$, 4) $q = 30$.

Fig. 3. Subtask on the zonally heterogeneous reservoir: pressure profiles along the line orthogonal to the boundary between the zones and running through the point source; dotted line shows the position of the boundary between the zones of different permeability.

Fig. 4. Computational grid of finite elements near the well.

Fig. 5. Profiles of the relative divergence ΔU_i of inflow to the well in case of the heterogeneous pressure field of $\alpha = \pi/2$: a) $\Pi = 1$; b) $\Pi = 0$; c) $\Pi = 2$; d) $\Pi = 3$.

Fig. 6. Structure of streamlines (double-thickness lines) and isobars (thin lines) in case of the heterogeneous pressure field of $\alpha = \pi/2$: a) $\Pi = 1$; b) $\Pi = 0$; c) $\Pi = 2$; d) $\Pi = 3$.

Fig. 7. Maximum (a) and mean-square (b) divergence of the local velocity of the inflow to the well contour from the mean value in the heterogeneous pressure field.

Fig. 8. Increase in the inflow profile heterogeneity as the well radius grows: *a*) maximum divergence of the local inflow at $\Pi = 2$; *b*) threshold values of the maximum divergence of the local inflow; *c*) inflow profile at $\alpha = \pi/2, \Pi = 5$ for $r_w = 0.01$ (upwards) and $r_w = 0.1$ (downwards).

Fig. 9. Profiles of the relative divergence ΔU_i of inflow to the well in case of the heterogeneous permeability field: *a*) $K = 0.01, L = 0.9$; *b*) $K = 100, L = 0.9$; *c*) $K = 0.01, L = 0.5$; *d*) $K = 100, L = 0.5$.

Fig. 10. Structure of streamlines (double-thickness lines) and isobars (thin lines) in case of the heterogeneous permeability field: *a*) $K = 0.01, L = 0.9$; *b*) $K = 100, L = 0.9$; *c*) $K = 0.01, L = 0.5$; *d*) $K = 100, L = 0.5$.

Fig. 11. Maximum (*a*) and mean-square (*b*) divergence of the local velocity of the inflow to the well contour from the mean value in the zonally heterogeneous reservoir.

Fig. 12. Increase in the inflow profile heterogeneity as the well radius grows: *a*) maximum divergence of the local inflow at $K = 0.01$; *b*) threshold values of the maximum divergence of the local inflow; *c*) inflow profile at $K = 100, L = 0.5$ for $r_w = 0.01$ (upwards) and $r_w = 0.1$ (downwards).

References

1. Aziz K., Settari A. *Petroleum Reservoirs Simulation*. London, Appl. Sci. Publ., 1979. 476 p.
2. Kanevskaya R.D. *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdenii* [Simulation of Hydrodynamic Processes of Hydrocarbons Development]. Moscow, Izhevsk, Inst. Komp'yut. Issled., 2003. 128 p. (In Russian)
3. Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Nikiforov A.I., Ivanov A.F., Nizaev R.Kh. *Teoriya i praktika modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdenii v razlichnykh geologicheskikh usloviyakh* [Theory and Practice of Oilfield Development Simulation for Various Geologic Conditions]. Kazan, Izd. "Fen" Akad. Nauk RT, 2009. 239 p. (In Russian)
4. Mazo A.B., Potashev K.A. *Superelementy. Modelirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdenii* [Superelements. Oilfield Development Simulation]. Moscow, INFRA-M, 2020. 220 p. (In Russian)
5. Dumkwu F.A., Islam A.W., Carlson E.S. Review of well models and assessment of their impacts on numerical reservoir simulation performance. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2012, vols. 82–83, pp. 174–186. doi: 10.1016/j.petrol.2011.12.005.
6. Charnyi I.A. *Podzemnaya gidrogazodinamika* [Subsurface Fluid and Gas Dynamics]. Moscow, Gostoptekhizdat, 1963. 396 p. (In Russian)
7. Thiele M.R. Modeling multiphase flow in heterogeneous media using streamtubes. *PhD Diss.*, 1994. 217 p. Available at: <https://www.streamsim.com/papers/thielephd.pdf>.
8. Al-Najem A.A., Siddiqui S., Soliman M., Yuen B. Streamline simulation technology: Evolution and recent trends. *SPE Saudi Arabia Sect. Tech. Symp. Exhib., 8–11 April, Al-Khobar, Saudi Arabia*, 2012, art. SPE-160894-MS. 22 p. doi: 10.2118/160894-MS.
9. Potashev K.A., Mazo A.B., Ramazanov R.G., Bulygin D.V. Analysis and design of a section of an oil reservoir using a fixed stream tube model. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2016, vol. 187, no. 4, pp. 32–40. (In Russian)
10. Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. Numerical simulation of oil reservoir polymer flooding by the model of fixed stream tube. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 1, pp. 15–20. (In Russian)
11. Potashev K.A., Mazo A.B. Numerical simulation of a localized impact on the oil reservoir using fixed stream tubes for typical flooding schemes. *Georesursy*, 2017, vol. 22, no. 4, in press. (In Russian)

12. Emanuel A.S., Milliken W.J. Application of streamtube techniques to full-field waterflooding simulation. *SPE Res. Eng.*, 1997, vol. 3, no. 12, pp. 211–217. doi: 10.2118/30758-PA.
13. Inogamov N.A., Khabeev N.S. Using the method of “rigid stream tubes” for calculating the micellar-polymer flooding of staggered wells. *Inzh.-Fiz. Zh.*, 2007, vol. 80, no. 1, pp. 15–21. (In Russian)
14. Slotte P.A., Berg C.F. *Lecture Notes in Well-Testing*. Dep. Geosci. Pet. NTNU, 2019. 156 p. Available at: http://folk.ntnu.no/perarnsl/Literatur/lecture_notes.pdf.
15. Potashev K.A., Abdrashitova L.R. Accounting the heterogeneous waterflooding of the near-well drainage area for coarse scale simulation of petroleum reservoir. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Fiziko-Matematicheskie Nauki*, 2017, vol. 159, no. 1, pp. 116–129. (In Russian)
16. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh* [The Motion of Fluids and Gases in Natural Strata]. Moscow, Nedra, 1984, 211 p. (In Russian)
17. Demidov D.E., Egorov A.G., Nuriev A.N. Application of NVIDIA CUDA technology for numerical solution of hydrodynamic problems. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Fiziko-Matematicheskie Nauki*, 2010, vol. 152, no. 1, pp. 142–154. (In Russian)
18. Kurganov A.M., Buglinskaya E.E. *Vodozabory podzemnykh vod* [Groundwater Intakes]. St. Petersburg, SPbGASU, 2009. 80 p. (In Russian)

Для цитирования: Поташев К.А., Ахунув Р.Р. Оценка неоднородности притока пластового флюида к контуру поперечного сечения вертикальной скважины // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. – 2020. – Т. 162, кн. 2. – С. 180–192. – doi: 10.26907/2541-7746.2020.2.180-192.

For citation: Potashev K.A., Akhunov R.R. Estimation of the heterogeneity of the reservoir fluid inflow to the cross-sectional contour of a vertical well. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Fiziko-Matematicheskie Nauki*, 2020, vol. 162, no. 2, pp. 180–192. doi: 10.26907/2541-7746.2020.2.180-192. (In Russian)