

Идентификация поля проницаемости трёхмерного пласта с использованием результатов геофизических исследований скважин

А.В. Елесин*, А.Ш. Кадырова, А.И. Никифоров

Институт механики и машиностроения - обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

Рассматривается модельная задача идентификации поля проницаемости трёхмерного пласта, вскрытого большим числом скважин, в условиях стационарной однофазной фильтрации жидкости. Поле проницаемости определяется в процессе решения обратной коэффициентной задачи по известным значениям забойного давления на скважинах. Алгоритм решения задачи строится так, чтобы сохранялись коэффициенты пропорциональности проницаемости слоёв на скважинах, полученные по результатам геофизических исследований. Исследуется влияние различного вида погрешностей на результаты идентификации.

Ключевые слова: обратная коэффициентная задача, идентификация поля проницаемости, сплайн-функция

Для цитирования: Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифоров А.И. (2021). Идентификация поля проницаемости трёхмерного пласта с использованием результатов геофизических исследований скважин. *Георесурсы*, 23(1), с. 106–111. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.11>

Введение

При численном моделировании процесса фильтрации в трёхмерном пласте должны быть известны значения проницаемости в каждой его точке. С помощью геофизических методов исследования скважин (ГИС) можно оценить значения проницаемости только в при-скважинных областях. При истолковании результатов ГИС используются теоретические и эмпирические корреляционные связи между измеряемыми геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами породы. Данные, полученные при анализе керна, являются исходными для построения петрофизических зависимостей и корректировки результатов ГИС. Основным фактором, определяющим проницаемость пород, является структура порового пространства, характеризующая удельную поверхность пор, формой и размерами поровых каналов. Обычно коэффициент проницаемости определяется по коэффициенту пористости либо по формулам, аналогичным формуле Козени-Кармана, либо по номограммам и палеткам (Ромм, 1985; Дахнов, 1985). Для разных типов пород имеются свои эмпирические зависимости коэффициента проницаемости от геофизических параметров. Точность определения коэффициента проницаемости горных пород геофизическими методами во многом зависит от того, насколько изучаемый коллектор по структуре и минеральному составу тождествен коллектору, для которого составлен тот или иной определительский график (Дахнов, 1985). Данные, полученные геофизическими методами исследования пластовой системы, могут служить априорной информацией для построения фильтрационных моделей, при этом корректироваться тем или иным способом. В частности, они могут служить

основой при решении обратных коэффициентных задач. Различные методы решения обратных коэффициентных задач приведены в работах (Oliver et al., 2008; Sun, 1994; Закиров, 2001; Булыгин, Булыгин, 1996; Голубев и др., 1978; Зиновьев, 1984; Степанов, 2005; Neuman, Carrera, 1986; Yeh, 1986; Елесин и др., 2009; Elesin, Kadyrova, 2017; Елесин и др., 2018). Эти методы можно разделить на две группы: явные и неявные. Значения идентифицируемых параметров в явных методах вычисляются из решения нелинейной системы уравнений, при этом поле давлений считается известным. В неявных методах значения давления известны только в отдельных точках пласта, и для построения поля параметров используются различные итерационные процедуры. В данной работе определяется поле проницаемости всего пласта по известным значениям забойного давления на скважинах в условиях однофазной стационарной фильтрации. Для этого решается обратная коэффициентная задача для уравнения фильтрации, которая сводится к задаче минимизации функции невязки. Функция невязки строится по значениям забойного давления на скважинах. В такой постановке число идентифицируемых параметров не должно превышать числа известных значений забойного давления на скважинах. Это является необходимым условием единственности решения обратной коэффициентной задачи. Уменьшение числа идентифицируемых параметров называется параметризацией (Oliver et al., 2008; Sun, 1994; Закиров, 2001). Различные методы параметризации можно разделить на две группы – стохастические (Zakirov et al., 2017; Shiryaev et al., 2019; Швидлер, 1985) и детерминированные. В стохастических методах проницаемость трактуется как случайное поле и характеризуется функцией распределения, средним, дисперсией и т.д. При детерминированном подходе строятся различные аппроксимации поля проницаемости. Например, кусочно-постоянная аппроксимация, при которой пласт разбивается на зоны однородности,

* Ответственный автор: Андрей Викторович Елесин
e-mail: elesin@imm.knc.ru

© 2021 Коллектив авторов

границы которых, как правило, считаются известными. Или поле проницаемости может быть аппроксимировано по значениям проницаемости в отдельных точках пласта. В данной работе поле проницаемости трёхмерного пласта аппроксимируется послойно-двухмерно. Предполагается, что пласт состоит из слоёв с различной проницаемостью. Проницаемость каждого слоя восстанавливается в виде сплайн-функции с узлами интерполяции расположенными на скважинах. Использование сплайн-функции позволяет выполнить пересчет поля проницаемости на любую расчетную сетку, получать гладкие поля проницаемости при небольшом числе идентифицируемых параметров, при этом нет существенных ограничений на расположение узловых точек сплайна. Значения проницаемости слоёв в прискважинных областях, полученные геофизическими методами, используются в качестве априорной информации. Процесс решения строится так, чтобы для каждой прискважинной области относительное изменение коэффициента проницаемости в слоях было одним и тем же. Это является следствием предположения о том, что относительная погрешность геофизических методов определения проницаемости на скважине одинакова для различных слоёв пласта. Другие способы использования априорной информации о значениях идентифицируемых параметров можно найти в работах (Oliver et al., 2008; Sun, 1994; Elesin, Kadyrova, 2017). Как правило, априорные значения идентифицируемых параметров используются для построения регуляризирующего функционала по методу Тихонова (Тихонов, Арсенин, 1979). В работе (Панарина и др., 2016) известное априори соотношение проницаемостей пластов используется для оценки проницаемостей одной прискважинной области.

Предложенный подход используется для решения модельной задачи идентификации поля проницаемости пласта, вскрытого большим числом добывающих скважин. Истинное (восстанавливаемое) поле проницаемости строится методом «kriging» по значениям проницаемости в узлах вспомогательной квадратной сетки. В качестве априорной информации используются истинные значения проницаемости на скважинах, умноженные на некоторую константу, свою для каждой скважины. Исследуется влияние на результаты вычислений различного вида погрешностей, вводимых в значения забойного давления на скважинах и в априорные значения проницаемости. Дополнительную погрешность вносит в задачу использование для истинного и вычисленного полей проницаемости разных методов интерполяции и используемых узлов интерполяции. Таким образом, вычисленное поле проницаемости всегда будет отличаться от истинного, и можно оценить влияние погрешности интерполяции на результаты идентификации.

Постановка задачи

Однофазная стационарная фильтрация жидкости в трёхмерном пласте Ω , подчиняющаяся закону Дарси, описывается уравнением (Азиз, Сеттари, 1982):

$$\nabla \left(\frac{k}{\mu} \nabla p \right) = Q, \quad (1)$$

где $k = k(x, y, z)$ – коэффициент проницаемости, μ – вязкость жидкости, $p = p(x, y, z)$ – давление, $Q = Q(x, y, z)$ – функция источников и стоков. На боковой поверхности Γ_1 пласта

Ω задаются граничные условия первого рода:

$$p|_{\Gamma_1} = p_{\Gamma}, \quad (2)$$

кровля и подошва пласта непроницаемы.

В данной работе для определения поля давления уравнение фильтрации (1) сводится к системе линейных алгебраических уравнений методом контрольных объёмов. Далее полученная система решается методом сопряженных градиентов с предобуславливанием в виде неполного разложения Холецкого (Голуб, Ван Лоун, 1999; Larabi, De Smedt, 1994).

Для определения поля давления должны быть известны значения проницаемости в каждом контрольном объёме. Определение поля проницаемости является обратной коэффициентной задачей, которая сводится к задаче минимизации функции невязки вида:

$$J(k) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (p_{wi} - p_{wi}^*)^2, \quad (3)$$

где p_{wi}^* , p_{wi} – заданные и вычисленные из решения системы (1)–(2), значения забойного давления, N – число скважин. Для минимизации функции невязки (3) используется метод Левенберга-Марквардта (Дэннис, Шнабель, 1988). Остановка процесса минимизации происходит либо по достижению заданной точности по значениям давления на скважинах: $\max_{i=1, N} |p_{wi} - p_{wi}^*| < 0,01$ МПа, либо по медлен-

ной сходимости процесса минимизации: $J^n - J^{n+1} < 0,01 J^n$ в течение 3 итераций, где n – номер итерации.

При решении задачи идентификации поле проницаемости трёхмерного пласта аппроксимируется послойно-двухмерно. Пласт состоит из слоев, значения проницаемости каждого слоя не меняются по толщине $k(x, y, z) = k_j(x, y)$ и представляются в виде сплайн-функции (Ашкеназы, 2003):

$$k_j(x, y) = \sum_{i=1}^N c_i r_i^2 \ln r_i^2 + c_{N+1} + c_{N+2}x + c_{N+3}y, \quad (4)$$

где j – номер слоя, $r_j^2 = (x-x_j)^2 + (y-y_j)^2$, (x_j, y_j) – координаты скважин. Коэффициенты c_i , $i=1, N+3$, определяются из решения системы уравнений:

$$k_j(x_i, y_i) = k_{ji}, \quad i = 1, N; \quad \sum_{i=1}^N c_i = 0; \quad \sum_{i=1}^N x_i c_i = 0; \quad \sum_{i=1}^N y_i c_i = 0,$$

где k_{ji} значения проницаемости на i -ой скважине в j -ом слое. Значения проницаемости на скважинах вычисляются по формуле:

$$k_{ji} = \lambda_i k_{ji}^a, \quad (5)$$

где λ_i – неизвестные коэффициенты, k_{ji}^a – априорные значения проницаемости на скважинах для каждого слоя, j – номер слоя, i – номер скважины.

При использовании такой аппроксимации проницаемости в процессе идентификации требуется определить N коэффициентов λ_i .

Модельная задача

Рассматривается пласт Ω с размерами $6000 \text{ м} \times 6000 \text{ м}$ в плоскости Oxy . Пласт состоит из 8 слоёв, толщины слоёв 5 м, 5 м, 5 м, 5 м, 2 м, 5 м, 15 м, 30 м, начиная от кровли пласта. Пласт вскрыт равномерно расположенными добывающими скважинами с дебитами $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ (число скважин $N = 121$, расстояние между скважинами 500 м). Часть скважин вскрывает 3 слой пласта (рис. 1), часть – 6

слой пласта (рис. 2). Радиус скважин 0,1 м. На боковой поверхности пласта задано давление 20 МПа. Кровля и подошва пласта непроницаемы. Вязкость жидкости 10 мПа·с. При аппроксимации уравнения (1) в качестве контрольных объёмов используются прямоугольные параллелепипеды размерами 50 м × 50 м × толщина слоя. Общее число контрольных объёмов $L = 115200$. Модельная задача строится следующим образом. Для каждого слоя пласта по значениям в узлах квадратной сетки с шагом 1500 м методом «kriging» строится истинное поле проницаемости k^{tr} (рис. 1, 2). Значения проницаемости в узлах сетки для каждого слоя генерируются случайным образом: для слоёв 1, 3, 4, 6, 7, 8 – из интервала от 0,1 мкм² до 5 мкм², для слоёв 2 и 5 – на порядок меньше: из интервала от 0,01 мкм² до 0,5 мкм². Максимальное значение проницаемости 5 мкм² практически не встречается в реальных задачах и используется в модельной задаче для увеличения диапазона различных значений проницаемости. Из решения системы (1)–(2) для поля k^{tr} определяются поле давления p^{tr} и значения забойного давления на скважинах p_{wi}^{tr} . Значения забойного давления на скважинах вычисляются по формуле Писмана (Reasetan, 1978). Далее поле проницаемости $k(x,y,z)$ считается неизвестным и восстанавливается по известным значениям забойного давления и известным априорным значениям проницаемости на скважинах

$p_{wi}^* = p_{wi}^{tr} + \varepsilon_p$, $k_{ji}^a = k_{ji}^0(1 + \varepsilon_{ji})$, где j – номер слоя, i – номер скважины, ε_p , ε_{ji} – генерируемые случайным образом погрешности из заданных интервалов по равномерному закону распределения. На практике при использовании скважинных манометров точность измерения давлений зависит от верхнего предела манометра и его класса точности. Например, для класса точности 0,4 и верхнего предела 30 МПа погрешность измерения давления не должна превышать 0,12 МПа.

Начальные значения проницаемости для первого слоя были взяты равными 2,5 мкм², для остальных слоев эти значения рассчитывались по коэффициентам пропорциональности проницаемости слоёв на скважинах, полученными по полю k^{tr} . Для сравнения вычисленных полей проницаемости $k^c(x,y,z)$ и давления $p^c(x,y,z)$ с истинными полями приводятся значения среднеквадратических и максимальных отклонений:

$$\Delta K_{av}^\alpha = \sqrt{\sum_{i=1}^M (k_i^{tr} - k_i^c)^2} / M, \Delta r_{av}^\alpha = \sqrt{\sum_{i=1}^M (p_i^{tr} - p_i^c)^2} / M,$$

$$\Delta K_{max}^\alpha = \max_{i=1,M} |k_i^{tr} - k_i^c| \text{ и } r_{max}^\alpha = \max_{i=1,M} |p_i^{tr} - p_i^c|$$

по всем контрольным объёмам сетки ($M = L$, $\alpha = \text{all}$) и по скважинам ($M = N$, $\alpha = w$). На рис. 1, 2 показаны истинное

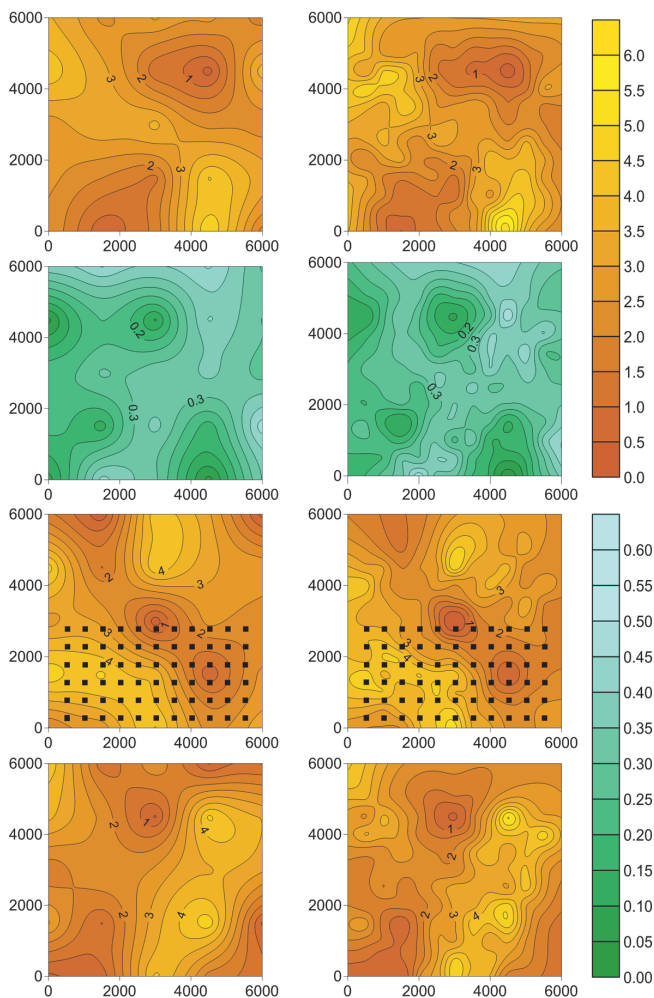


Рис. 1. Истинное (слева) и вычисленное с погрешностями $|\varepsilon_p|, |\varepsilon_{ji}| \in (0,05; 0,1)$ (справа) поля проницаемости по слоям 1–4, нумерация слоёв сверху вниз. ■ – положение скважин, вскрывающих 3-й слой пласта.

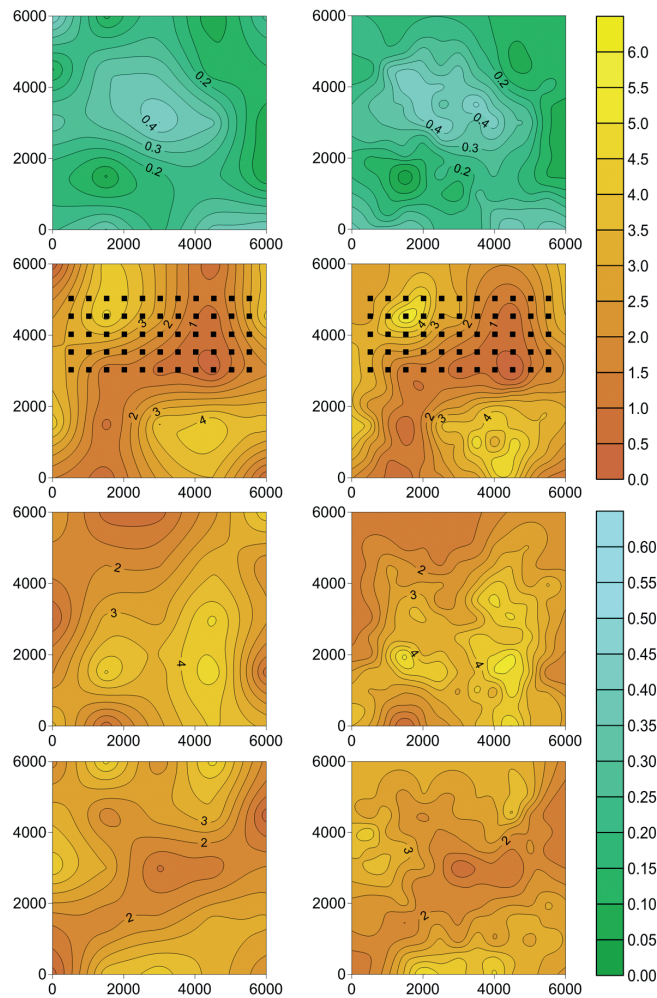


Рис. 2. Истинное (слева) и вычисленное с погрешностями $|\varepsilon_p|, |\varepsilon_{ji}| \in (0,05; 0,1)$ (справа) поля проницаемости по слоям 5–8, нумерация слоёв сверху вниз. ■ – положение скважин, вскрывающих 6-й слой пласта.

и вычисленное поля проницаемости по слоям для задачи с погрешностями $|\varepsilon_i|, |\varepsilon_{ji}| \in (0,05;0,1)$. Относительные отклонения $\Delta K_i = |k_i^r - k_i^c|/k_i^r, i = 1, L$, вычисленных значений проницаемости от истинных для задачи без погрешности в замерах забойного давления и в априорных значениях проницаемостей ($\varepsilon_i = 0, \varepsilon_{ji} = 0$), приведены на рис. 3.

Результаты, полученные без погрешностей и с тремя вариантами погрешностей только в значениях забойного давления ($|\varepsilon_i| \in (0,0005;0,001), (0,005;0,01), (0,05;0,1)$) приведены в табл. 1; с тремя вариантами погрешностей только в априорных значениях проницаемости ($|\varepsilon_{ji}| \in (0,0005;0,001), (0,005;0,01), (0,05;0,1)$) – в табл. 2; с погрешностями и в значениях забойного давления и в априорных значениях проницаемости – в табл. 3.

Из приведенных результатов видно, что при отсутствии погрешностей в значениях забойного давления и в априорных значениях проницаемости ($\varepsilon_i = 0, \varepsilon_{ji} = 0$), но при наличии погрешности интерполяции, обусловленной разными методами интерполяции истинного и вычисленного полей проницаемости, вычисленное поле давлений как на скважинах, так и во всем пласте близко к истинному. Значения проницаемости на скважинах также близки к истинным. Максимальная разница между вычисленными и истинными значениями проницаемости наблюдается вблизи границ пласта (рис. 3). Также эта разница увеличивается в межскважинном пространстве, содержащем локальный максимум или минимум истинного поля проницаемости. Как показывают приведенные в табл. 1–3 значения ΔK_{av}^{all} и ΔK_{max}^{all} наличие погрешностей из выбранных диапазонов в значениях забойного давления и в априорных значениях проницаемости меньше влияют на вычисленное поле проницаемости по сравнению с погрешностью интерполяции. При уменьшении величины погрешностей $\varepsilon_p, \varepsilon_{ji}$ вычисленные значения проницаемости как в прискважинных областях, так и по всему пласту приближаются к значениям, вычисленным без этих погрешностей. При небольших значениях погрешности $|\varepsilon_i|, |\varepsilon_{ji}| \in (0,0005;0,001)$ достигается заданная точность давления на скважинах, вычисленные поля давления и проницаемости практически совпадают с полями, вычисленными без этих погрешностей ($\varepsilon_i = 0, \varepsilon_{ji} = 0$).

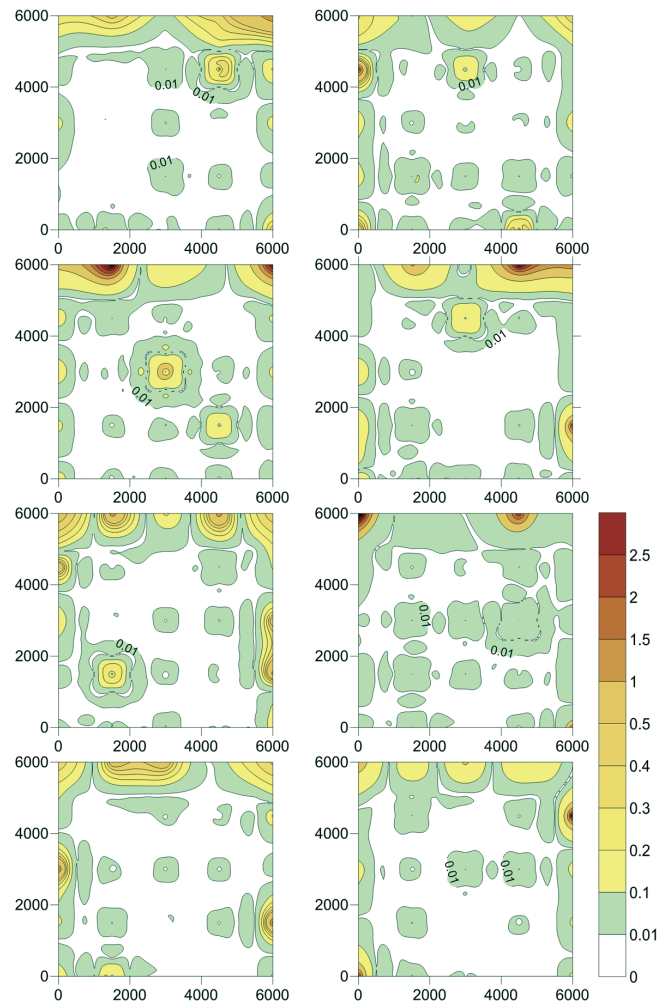


Рис. 3. Относительные отклонения вычисленных значений проницаемости от истинных. Нумерация слоёв слева направо, сверху вниз.

Заключение

Построен алгоритм решения задачи идентификации поля проницаемости трёхмерного пласта с использованием аппроксимации в виде сплайн-функции и априорной информации о проницаемости на скважинах, которая в

Погрешность [МПа]	ΔK_{av}^{all} [мкм ²]	ΔK_{max}^{all} [мкм ²]	ΔK_{av}^w [мкм ²]	ΔK_{max}^w [мкм ²]	r_{av}^{all} [МПа]	r_{max}^{all} [МПа]	r_{max}^w [МПа]
$\varepsilon_i = 0, \varepsilon_{ji} = 0$	0,195	2,401	0,008	0,063	0,004	0,020	0,006
$ \varepsilon_i \in (0,0005;0,001)$	0,195	2,407	0,008	0,065	0,004	0,020	0,005
$ \varepsilon_i \in (0,005;0,01)$	0,199	2,494	0,020	0,010	0,005	0,022	0,015
$ \varepsilon_i \in (0,05;0,1)$	0,250	2,731	0,184	1,021	0,011	0,103	0,103

Табл. 1. Результаты, полученные без погрешностей и с погрешностями в значениях забойного давления

Погрешность [МПа]	ΔK_{av}^{all} [мкм ²]	ΔK_{max}^{all} [мкм ²]	ΔK_{av}^w [мкм ²]	ΔK_{max}^w [мкм ²]	r_{av}^{all} [МПа]	r_{max}^{all} [МПа]	r_{max}^w [МПа]
$\varepsilon_i = 0, \varepsilon_{ji} = 0$	0,195	2,401	0,008	0,063	0,004	0,020	0,006
$ \varepsilon_{ji} \in (0,0005;0,001)$	0,195	2,418	0,008	0,064	0,004	0,021	0,006
$ \varepsilon_{ji} \in (0,005;0,01)$	0,198	2,511	0,024	0,104	0,004	0,020	0,006
$ \varepsilon_{ji} \in (0,05;0,1)$	0,261	2,319	0,217	0,797	0,007	0,025	0,001

Табл. 2. Результаты, полученные без погрешностей и с погрешностями в априорных значениях проницаемости

Погрешность [МПа]	ΔK_{av}^{all} [мкм ²]	ΔK_{max}^{all} [мкм ²]	ΔK_{av}^w [мкм ²]	ΔK_{max}^w [мкм ²]	r_{av}^{all} [МПа]	r_{max}^{all} [МПа]	r_{max}^w [МПа]
$\varepsilon_i = 0, \varepsilon_{ji} = 0$	0,195	2,401	0,008	0,063	0,004	0,020	0,006
$ \varepsilon_i , \varepsilon_{ji} \in (0,0005; 0,001)$	0,195	2,415	0,008	0,066	0,004	0,020	0,007
$ \varepsilon_i , \varepsilon_{ji} \in (0,005; 0,01)$	0,195	2,430	0,030	0,131	0,004	0,020	0,016
$ \varepsilon_i , \varepsilon_{ji} \in (0,05; 0,1)$	0,310	2,756	0,307	1,190	0,010	0,099	0,100

Табл. 3. Результаты, полученные без погрешностей и с погрешностями в значениях забойного давления и априорных значениях проницаемости

реальных задачах может быть получена методами геофизических исследований прискважинных областей. Для демонстрации предложенного подхода решена модельная задача идентификации поля проницаемости пласта, вскрытого большим числом добывающих скважин, в условиях однофазной стационарной фильтрации жидкости.

Исследовано влияние погрешностей интерполяции, погрешностей в замерах забойного давления и в априорных значениях проницаемостей на решение задачи. Полученные результаты показывают, что вычисленные поля проницаемости хорошо согласуются с истинными. Максимальная разница между вычисленными и истинными значениями проницаемости наблюдается вблизи границ пласта. Погрешности в значениях забойного давления и в априорных значениях проницаемости меньше влияют на вычисленное поле проницаемости по сравнению с погрешностью интерполяции. При уменьшении погрешностей в замерах забойного давления и в априорных значениях проницаемостей, вычисленные значения проницаемости как в прискважинных областях, так и по всему пласту приближаются к значениям, полученным без этих погрешностей.

Литература

- Азиз Х., Сеттари Э. (1982). Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 407 с.
- Ашкеназы В.О. (2003). Сплайн-поверхности: Основы теории и вычислительные алгоритмы. Тверь: Тверской гос. ун-т, 82 с.
- Бульгин Д.В., Бульгин В.Я. (1996). Геология и имитация разработки залежей нефти. М.: Недра, 382 с.
- Голубев Г.В., Данилаев П.Г., Тумашев Г.Г. (1978). Определение гидропроводности неоднородных нефтяных пластов нелокальными методами. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 168 с.
- Дахнов В.Н. (1985). Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Москва: Недра, 310 с.
- Голуб Дж., Лоун Ч. Ван. (1999). Матричные вычисления. М.: Мир, 548 с.
- Дэннис Дж., Шнабель Р. (1988). Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений. М.: Мир, 440 с.
- Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Мазуров П.А. (2009). Двухшаговые методы Левенберга-Марквардта в задаче идентификации коэффициента фильтрации. *Георесурсы*, 32(4), с. 40–42.
- Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифоров А.И. (2018). Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции. *Георесурсы*, 20(2), с. 102–107.
- Закиров Э.С. (2001). Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 303 с.
- Зиновьев Н.П. (1984). Идентификация гидропроводности в случае упругого режима фильтрации в нефтяном пласте. *Исслед. по прикл. матем.*, 11, ч. 2, с. 78–84.
- Панарина Е.П., Мельников С.И., Кременецкий М.И. (2016). Индивидуальная оценка параметров совместно эксплуатируемых пластов на основе динамического анализа геофизических и гидродинамических исследований. *Каротажник*, 2(260), с. 45–56.
- Ромм Е.С. (1985). Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 240 с.

Степанов С.В. (2005). Адаптация гидродинамической модели нефтяной залежи на основе решения вариационных задач. *Математическое моделирование*, 17(12), с. 110–118.

Тихонов А.П., Арсенин В.Я. (1979). Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 288 с.

Швидлер М.И. (1985). Статистическая гидродинамика пористых сред. М.: Недра, 288 с.

Carrera J., Newman Sh.P. (1986). Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 3. Application to Synthetic and Field Data. *Water Resour. Res.*, 22(2), pp. 228–242.

Elesin A.V., Kadyrova A.Sh. (2017). The Levenberg-Marquardt Method in the Problem of Identifying the Absolute Penetrability Coefficient of a Bed Under Conditions of Two-Phase Filtration. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 90(6), pp. 1362–1368.

Larabi A., De Smedt F. (1994). Solving three-dimensional hexahedral finite element groundwater models by preconditioned conjugate gradient methods. *Water Resour. Res.*, 30(2), pp. 509–521.

Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N. (2008). Inverse Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. New York: Cambridge University Press, 394 p.

Peaceman D.W. (1978). Interpretation of well block pressures in numerical reservoir simulation. *Soc. Petrol. Eng. Journal*, 18(3), pp. 183–194.

Shiryayev I.M., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. (2019). Study of geologically consistent history matching peculiarities by means of gradient-free optimization methods. *IOP Journal of Physics: Conference Series*, 1391, 012146.

Sun N.-Z. (1994). Inverse Problems in Groundwater Modeling. Kluwer Acad., Dordrecht, Netherlands, 337 p.

Yeh W.W-G. (1986). Review of parameter identification procedures in groundwater hydrology: The inverse problem. *Water Resour. Res.*, 22(2), pp. 95–108.

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V. et al. (2017). Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models. *Doklady Earth Sciences*, 476(2), pp. 1120–1124.

Сведения об авторах

Андрей Викторович Елесин – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования гидрогеологических процессов, Институт механики и машиностроения - обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д.2/31

Альфия Шамильевна Кадырова – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования гидрогеологических процессов, Институт механики и машиностроения - обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д.2/31

Анатолий Иванович Никифоров – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник лаборатории математического моделирования процессов фильтрации, Институт механики и машиностроения - обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д.2/31

Статья поступила в редакцию 11.06.2020;

Принята к публикации 25.11.2020; Опубликовано 30.03.2021

Identification of the permeability field for three-dimensional reservoir using the results of geophysical well survey

A.V. Elesin*, A.Sh. Kadyrova, A.I. Nikiforov

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey V. Elesin, e-mail: elesin@imm.knc.ru

Abstract. A model problem of the permeability field identification for a three-dimensional reservoir opened by a large number of wells in the conditions of stationary single-phase fluid filtration is considered. The permeability field is determined in the process of solving the inverse coefficient problem by on known values of bottomhole pressure. The solving problem algorithm is constructed so that the proportionality coefficients of the layers permeability on wells obtained from the results of geophysical well survey are preserved. The influence of various types of errors on the identification results is studied.

Keywords: inverse problem, permeability identification, spline-function

Recommended citation: Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2021). Identification of the permeability field for three-dimensional reservoir using the results of geophysical well survey. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 106–111. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.11>

References

- Ashkenazy V.O. (2003). Spline Surfaces: Fundamentals of Theory and Computational Algorithms. Tver: Tverskoi gos. un-t., 82 p. (In Russ.)
- Aziz Kh., Settari E. (1982). Petroleum Reservoir Simulation. Moscow: Nedra, 407 p. (In Russ.)
- Bulygin D.V., Bulygin V.Ya. (1996). Geology and simulation of oil reservoir development. Moscow: Nedra, 382 p. (In Russ.)
- Carrera J., Newman Sh.P. (1986). Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 3. Application to Synthetic and Field Data. *Water Resour. Res.*, 22(2), pp. 228–242.
- Dakhnov V.N. (1985). Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 310 p. (In Russ.)
- Dennis J.E., Shnabel R. (1988). Numerical Methods for Unconstrained Optimization and Nonlinear Equations. Moscow: Mir, 440 p. (In Russ.)
- Elesin A.V., Kadyrova A.Sh. (2017). The Levenberg-Marquardt Method in the Problem of Identifying the Absolute Penetrability Coefficient of a Bed Under Conditions of Two-Phase Filtration. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 90(6), pp. 1362–1368.
- Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Mazuro P.A. (2009). The two-step Levenberg-Marquardt methods in hydraulic conductivity identification task. *Georesursy = Georesources*, 4(32), pp. 40–42. (In Russ.)
- Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2018). Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 102–107. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>
- Golub G.H., Van Loan Ch. (1999). Matrix Computations. Moscow: Mir, 548 p. (In Russ.)
- Golubev G.V., Danilaev P.G., Tumashev G.G. (1978). Determination of hydraulic conductivity of heterogeneous oil reservoirs by non-local methods. Kazan: Kazan University, 168 p. (In Russ.)
- Larabi A., De Smedt F. (1994). Solving three-dimensional hexahedral finite element groundwater models by preconditioned conjugate gradient methods. *Water Resour. Res.*, 30(2), pp. 509–521.
- Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N. (2008). Inverse Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. New York: Cambridge University Press, 394 p.
- Panarina E.P., Mel'nikov S.I., Kremenetskii M.I. (2016). Individual assessment of parameters of jointly operated formations based on dynamic analysis of geophysical and hydrodynamic studies. *Karotazhnik*, 2(260), pp. 45–56. (In Russ.)
- Peaceman D.W. (1978). Interpretation of well block pressures in numerical reservoir simulation. *Soc. Petrol. Eng. Journal*, 18(3), pp. 183–194.
- Romm E.S. (1985). Structural models of the pore space of rocks. Leningrad: Nedra, 240 p. (In Russ.)
- Shiryayev I.M., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. (2019). Study of geologically consistent history matching peculiarities by means of gradient-free optimization methods. *IOP Journal of Physics: Conference Series*, 1391, 012146.
- Shvidler M.I. (1985). Statistical hydrodynamics of porous media. Moscow: Nedra, 288 p. (In Russ.)
- Stepanov S.V. (2005). History matching of a hydrodynamics model of an oil bed on the basis of a variational problem solution. *Matematicheskoe modelirovanie*, 17(12), pp. 110–118. (In Russ.)
- Sun N.-Z. (1994). Inverse Problems in Groundwater Modeling. Kluwer Acad., Dordrecht, Netherlands, 337 p.
- Tikhonov A.P., Arsenin V.Ya. (1979). Methods for solving ill-posed problems. Moscow: Nauka, 288 p. (In Russ.)
- Yeh W.W-G. (1986). Review of parameter identification procedures in groundwater hydrology: The inverse problem. *Water Resour. Res.*, 22(2), pp. 95–108.
- Zakirov E.S. (2001). Three-dimensional multiphase problems of forecasting, analyzing and regulating the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 303 p. (In Russ.)
- Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V. et al. (2017). Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models. *Doklady Earth Sciences*, 476(2), pp. 1120–1124.
- Zinoviev N.P. (1984). Identification of hydraulic conductivity in the case of an elastic filtration regime in an oil reservoir. *Issled. po prikl. matem.*, 11, part 2, pp. 78–84. (In Russ.)

About the Authors

Andrey V. Elesin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Laboratory of Mathematical Modeling of Hydrogeological Processes, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: elesin@imm.knc.ru

Alfiya Sh. Kadyrova – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Laboratory of Mathematical Modeling of Hydrogeological Processes, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Anatoly I. Nikiforov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Laboratory of Mathematical Modeling of Hydrogeological Processes, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 11 June 2020;

Accepted 25 November 2020;

Published 30 March 2021