

基于 VOF 方法的多级交替注入酸化压裂指进模拟

高步栋, 牟建业*, 张士诚, 马新仿, 卢盼盼, 王雷

中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

* 通信作者, moujianye@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-09-11; 修回日期: 2024-11-11

摘要 致密碳酸盐岩储层常采用多级交替注入酸压技术来增加裂缝面差异刻蚀和提高酸蚀裂缝导流能力。通过数值模拟可优化多级交替注入施工参数, 从而提高酸压改造效果, 对压后增产及稳产具有重要作用。但目前关于多级交替注入酸压的数值模拟常忽略酸岩反应或采用等效粘度方法开展研究, 模拟结果与实际情况仍存在较大偏差。针对该问题, 本文基于流体体积法(VOF)建立了考虑流体界面追踪和酸岩反应的多级交替注入酸压数学模型。采用有限差分法对数学模型进行离散, 得到数值模型, 并通过编程求解。通过将本模型模拟结果与实验结果以及解析解进行对比, 验证了模型在模拟粘性指进及酸液刻蚀方面的准确性。在此基础上, 利用该模型开展了多级交替注入酸压模拟, 分析了不同交替注入级数下的酸液流动反应规律、粘性指进特征及刻蚀缝宽变化规律。同时, 综合考虑酸液作用距离、指进数量及其覆盖面积, 提出粘性指进系数, 评价了多级交替注入酸压的差异刻蚀效果。研究结果表明, 在典型缝宽及交替注入条件下, 低粘酸液在粘度差作用下在裂缝中逐渐形成优势通道, 即指进现象。随着注入级数增加, 相邻的指进分支之间竞争发育, 指进合并。酸液有效作用距离随着交替注入级数增加而增加。存在某一临界注入级数, 当注入级数大于该级数后, 酸液作用距离增加速度变缓。此时, 增加级数只能使指进区域内刻蚀增加。因此, 对于给定的裂缝条件和酸液体系, 存在一个较优的注入级数范围, 使得裂缝差异刻蚀和酸液作用距离同时达到较佳效果。本文模型可为多级交替注入酸压提供优化模拟工具, 模拟结果可为现场施工方案设计提供理论依据。

关键词 多级交替注入; 酸压; VOF; 界面追踪; 粘性指进; 酸液作用距离; 数值模拟

中图分类号: TE357.2; TE344

Modeling of multi-stage alternating injection acid fracturing based on the VOF interface tracking method

GAO Budong, MOU Jianye, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, LU Panpan, WANG Lei

College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Received: 2024-09-11; Revised: 2024-11-11

Abstract Multi-stage alternating injection acid fracturing is commonly employed in the stimulation of tight carbonate reservoirs

引用格式: 高步栋, 牟建业, 张士诚, 马新仿, 卢盼盼, 王雷. 基于 VOF 方法的多级交替注入酸化压裂指进模拟. 石油科学通报, 2025, 10(03): 540–552

GAO Budong, MOU Jianye, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, LU Panpan, WANG Lei. Modeling of multi-stage alternating injection acid fracturing based on the VOF interface tracking method. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(03): 540-552. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.014

to enhance differential etching along the fracture surfaces and improve the conductivity of acid-etched fractures. The numerical simulation technique serves as an effective tool for optimizing the operational parameters of such treatments, significantly contributing to the enhancement of post-fracturing productivity and long-term production stability. However, existing numerical simulation approaches for multi-stage alternating injection acid fracturing often neglect acid-rock reactions or adopt simplified equivalent viscosity methods, which result in considerable deviations between simulation results and actual field observations. To address this issue, this study developed a mathematical model for multi-stage alternating injection acid fracturing based on the Volume of Fluid (VOF) method. This model incorporated both the interface tracking between reactive and non-reactive fluids, and also the acid–rock reaction. The governing equations of the mathematical model were discretized using the finite difference method, and the resulting numerical model was solved through computer programming. The accuracy of the model in capturing viscous fingering behavior and acid-etching profiles was verified by comparing the simulation results with the experimental data and analytical solutions. Based on this validated model, simulations were conducted to investigate the flow and reaction behavior of acid under different numbers of alternating injection stages, as well as the evolution of viscous fingering patterns and changes in etched fracture width. To comprehensively evaluate the effectiveness of differential etching, a viscous fingering index was introduced, which was accounted for acid penetration distance, the number of fingering branches, and the area covered by the viscous fingering. Simulation results demonstrate that under typical fracture widths and alternating injection conditions, low-viscosity acid gradually forms preferential flow channels in the fracture due to the viscosity contrast, which is the manifestation of the fingering phenomenon. As the number of alternating stages increases, the competitive development and emergence between the adjacent fingers happens. The effective acid penetration distance continues to increase with the number of alternating injection stages. However, when it is beyond a certain critical stage number, the growth rate of acid penetration distance slows, and further increasing of the alternating injection stages primarily only enhances the acid-etched width within the existing viscous fingering regions. Therefore, for a given fracture geometry and acid system, there is an optimal range of alternating stages, which simultaneously maximizes differential etching and the acid penetration distance. This model provides an effective simulation tool for the optimization of multi-stage alternating injection acid fracturing and offers theoretical guidance for the design of field treatment.

Keywords multi-stage alternating injection; acid fracturing; VOF; interface tracking; viscous fingering; acid penetration distance; numerical simulation

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.014

0 引言

酸压是碳酸盐岩储层增产改造的主要手段，其主要原理为通过酸液对裂缝面非均匀刻蚀，使裂缝在施工结束后不能完全闭合，从而形成较高的导流能力。依据注入液体类型及顺序可将酸压分为前置液酸压和多级交替注入酸压^[1-2]。相较于前置液酸压，多级交替注入酸压的主要优势包括：降低酸液滤失，提高酸液效率；降低裂缝温度，从而降低酸岩反应速度；形成粘性指进，增加差异刻蚀效果。一方面，由于两种注入流体的反应性差异，非反应性流体可在裂缝面形成滤饼并充填憋孔，从而降低后续注入酸液的滤失量，其降滤失效果在综合压缩系数较大的气藏中尤为突出^[3-5]。同时，非反应性流体还可以降低裂缝内温度，从而降低酸岩反应速率和增加酸液作用距离^[6-7]。在白云岩地层中，因为温度对酸岩反应影响较大，降温带来的影响更为显著^[8]。另一方面，由于两种注入流体之间存在粘度差，低粘酸液可在高粘流体中形成粘性指进使得裂缝面上更易形成溶蚀沟槽，增加了裂缝导流能力的保持能力^[9-11]。

实验和数值模拟是研究多级交替注入酸压中粘性指进现象的两种主要方法。实验研究主要采用岩板驱替方式开展指进模拟，通过酸蚀后裂缝的刻蚀形态及对应的导流能力考察施工参数(交替注入级数、排量、粘度差异及液体类型等)对多级交替注入酸压效果的影响。研究发现，随交替级数增加，指进发育程度以及岩板非均匀刻蚀程度增加，其导流能力在相同的闭合压力下也呈现增大的趋势^[12-13]。排量对指进形态也有显著影响，其不仅影响指进的发育速度，也影响指进形态特征：在较低的注入速率下，指进程度较低；在较高排量下，容易形成形态简单的优势指进；而在适中的注入速度下，指进分支较多且形态相对复杂^[14-15]。粘性指进的内在原因是粘度差异，低粘流体会在高粘流体中形成指进。随着粘度差异的增加，流速差异越大，流体指进程度也显著增加^[16-17]。罗志峰等通过正交实验对诸多影响因素进行了排序，发现粘度比和注入级数为最主要的因素^[18]。实验研究中多采用可视化装置，因此可以直接观测到指进的形态，但受限于实验尺寸，无法直接获得现场尺度的指进特征，如指进内的酸液作用距离以及其在不同交

替级数下的变化规律。

为研究现场尺度下多级交替注入酸压, 学者们提出多种数学模型, 大致可以分为 4 类: 扩散限制凝聚模型(DLA)、等效模型、单纯界面追踪模型以及界面追踪与酸液刻蚀结合模型。基于扩散限制凝聚模型的指进模型是第一个被用于模拟酸压指进的模型, 于 2006 年由李小刚等提出。该模型把粘性指进视作具有分形特征的现象, 从微观尺度上研究指进分形生长的过程^[17]。因为尺度及物理模型的简化, 模型适用于微观机理研究。等效模型由以胡永全等为代表的学者较早提出, 受当时计算机速度等限制, 模型将两种流体在裂缝内的流动简化为活塞式驱替, 通过质量守恒计算不同时刻界面所到达的位置^[19-20]。等效模型的优点为计算速度快, 但无法研究指进的特征。由于指进是影响差异刻蚀的主要因素, 因此基于水平集(Level set)和流体体积法(VOF)的界面追踪模型被运用到多级交替酸压的指进模拟中, 这类模型主要由以杨兆中以及伊向艺等为代表的学者提出。单纯界面追踪方法主要考虑两种流体界面的追踪。但不考虑酸液的刻蚀, 一般采用 Fluent 等有限元软件的相应模型, 并结合自定义函数实现^[16,21-24]。研究发现, 在不考虑酸岩反应的条件下(缝宽恒定), 裂缝内趋向于形成沿着裂缝底部流动的指进, 指进边缘较为毛糙^[8,15,22-23]。实际多级交替注入过程中, 酸岩反应使裂缝宽度发生变化, 尤其在指进区域内, 酸蚀缝宽要显著大于其它区域; 反过来, 缝宽的非均质性又会导致指进形态发生变化。因此, 结合界面追踪和酸液刻蚀的模型被提出来。在该类模型中, 每一计算步都会考虑酸蚀缝宽和流体界面的变化, 一般采用顺序求解的方法求解两个模型。Dong 等提出的多级交替注入酸压模型将非反应性流体的粘度视为稠化剂(聚合物)浓度的函数, 将稠化剂浓度为 0 的区域视为酸液, 从而判断两种流体界面^[25-26]。采用该模型 Dong 等研究了实验尺度(3 cm × 9 cm)下, 射孔完井时射孔数量、注液时间等对指进的影响。

通过以上调研, 当前综合界面追踪和酸液刻蚀的多级交替注入模型较少, 且尚未对现场尺度的多级交替注入进行过研究。因此本文在前人研究的基础上, 提出了一种基于 VOF 界面追踪和酸液流动刻蚀的多级交替注入酸压模型, 并采用解析解和实验结果对模型进行了验证。基于建立的模型开展了现场尺度下多级交替注入酸压模拟, 对指进的触发和发育进行了模拟和分析。最后提出一个用以评价多级交替注入酸压差异刻蚀程度的指进系数, 利用该系数对不同注入级数下的指进效果进行了评价和分析。本文建立的模型可

为多级交替注入酸压提供优化模拟工具, 模拟结果可为现场施工方案设计提供理论依据。

1 多级交替注入酸压模型

多级交替注入酸压包括高粘流体和低粘流体的交替注入、流体在裂缝内的流动和酸液与岩石接触反应等多个物理化学过程。全面考虑多级交替注入酸压多个物理化学过程的模拟涉及流—固—热—化的耦合计算, 其运算量极大且收敛困难。针对深部灰岩地层基质致密且温度极高的特点, 本文在研究中忽略了交替注入对地层降温和对酸液降滤的影响, 重点聚焦于多级交替注入过程中流体指进及化学反应的模拟。基于以上分析, 本文模型首先采用 VOF 界面追踪方法确定不同注入时刻两种流体在裂缝内的分布。在流体分布基础上, 分别建立两种流体的质量守恒方程、浓度分布方程及酸蚀缝宽方程来描述两种流体之间由于化学性质和流动能力差异造成的粘性指进及差异刻蚀。

1.1 模型简化与假设

流体在裂缝内的流动为三维空间内的流动。由于缝宽一般为毫米级别, 远远小于缝长和缝高, 因此可忽略缝宽方向流动, 从而简化为缝长—缝高二维平面内的流动。模型忽略重力对流体流动的影响。假设裂缝受地应力或岩性层约束而缝高恒定, 取距离缝口某一长度范围内裂缝为研究对象, 因此不考虑注液时的裂缝扩展过程。同时, 实验发现裂缝中两种流体之间仅在界面处极小范围内混合(如图 1(a)), 因此可认为两种流体存在明显界面。基于以上分析, 形成如图 1(b)所示的物理模型。模型左边界为定排量注入, Q 为酸液或压裂液排量; 右边界为恒压边界, P_{const} 为出口压力; μ 、 C 分别为流体的粘度及酸浓度。下标 a 表示酸液, w 表示压裂液。x、y 分别为缝长和缝高方向。

1.2 VOF 界面追踪模型

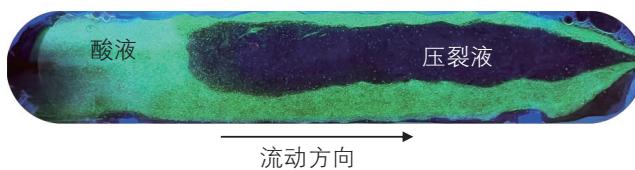
在多级交替注入酸压中, 需要追踪多种流体界面, 常用的方法包括水平集方法(LSM)、相场方法(PFM)和流体体积法(VOF)等。水平集方法适合处理复杂界面形状和拓扑变化, 但计算成本高, 需重初始化以保持界面准确性。相场方法能自然处理相变和界面动力学, 适用于多种物理现象, 但数值计算复杂, 耗时较长。流体体积法能够精确追踪界面位置, 计算效率高, 适合流体动力学问题, 但要求精细网格划分。综合考虑上述 3 种方法的优缺点, 本文采用 VOF 方法追踪多级交

替注入酸压中缝内压裂液和酸液的分布。以低粘酸液驱替高粘压裂液为例,首先将研究区域内裂缝划分为若干网格,并定义流体体积函数 V 为某网格中酸液所占体积与网格体积之比。因此,某一网格中 V 存在 3 种情况:当该网格中充满酸液时, $V=1$; 当该网格充满压裂液时, $V=0$; 当该网格为界面网格时, $0 < V < 1$ 。因此,通过确定流体体积函数 V 即可确定流体间的界面。在多级交替注入酸压过程中,裂缝内酸液及压裂液流体网格示意图如图 2 所示,图中网格 I 为某一界面网格, N、S、W 及 E 分别为该界面网格上下左右相邻的网格。 Δx 、 Δy 分别为网格在缝长和缝高方向的尺寸, m。网格体积函数 V 满足连续性方程:

$$\frac{\partial V}{\partial t} + u \frac{\partial V}{\partial x} + v \frac{\partial V}{\partial y} + \frac{v_l}{b} = 0 \quad (1)$$

式中 V 为流体体积函数,无因次; t 为时间, s; b 为网格处缝宽, m; v_l 为滤失速度, m/s; u 、 v 分别为网格边界处缝长和缝高方向流速, m/s。根据达西公式求解速度量。公式(2)中, μ 为网格内流体粘度, Pa·s; K 为网格内渗透率, m²; ΔP 为中央网格与相邻网格的压差, Pa; P 为中央网格内流体压力, Pa, 根据流体连续性方程计算; P_r 为地层流体压力, Pa; l_w 为滤失带厚度, m; K_w 为滤失带渗透率, m²。

$$u = -\frac{K}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta x}; v = -\frac{K}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta y}; v_l = \frac{K_w}{\mu} \frac{P - P_r}{l_w} \quad (2)$$



(a) 实验中多级交替注入时的粘性指进现象,
两种流体存在明显界面

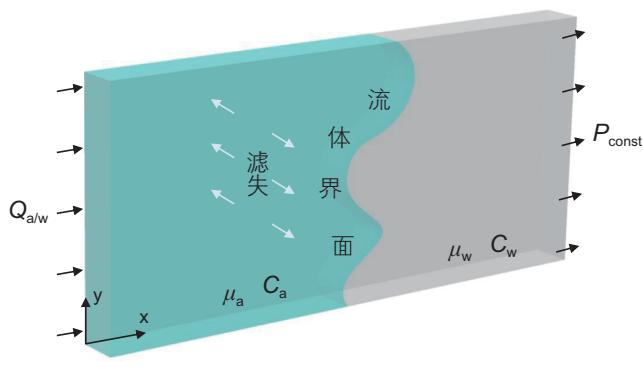


图 1 物理实验中的指进与本文建立的物理模型

Fig. 1 Viscous fingering observed in the experiment and the physical model of multi-stage alternating acid fracturing

求解公式(2)需要确定不同网格内的流体粘度 μ 及渗透率 K 。对于非界面网格, μ 等于该网格所含流体的粘度; 对于界面网格则需要根据网格内流体体积函数加权平均计算, 如公式(3)所示。在多级交替注入酸压中, 为获得较远的酸液穿透距离, 酸液一般为胶凝酸或交联酸, 因此在裂缝中酸液和高粘压裂液的流动状态可认为是层流。渗透率 K 可采用相邻网格的缝宽, 根据局部立方定律计算, 如公式(4)所示。式中, b 为网格处裂缝宽度, m。下标 I 和 n 分别代表界面网格和相邻网格; 下标 a 表示酸液, w 表示压裂液。

$$\mu = V_I \mu_a + (1 - V_I) \mu_w \quad (3)$$

$$K = \frac{(b_I + b_n)^2}{48} \quad (4)$$

根据公式(1)–(4)可计算任意时刻研究区域网格内的体积函数。但界面追踪需要知道界面网格随时间的变化, 界面网格的变化采用以下方法确定。当界面网格 I 被酸液充满后 ($V_I \geq 1 - 10^{-6}$), 与其相邻的压裂液网格 n ($V_n = 0$) 才有酸液流入。此时, 相邻的压裂液网格 n 成为新的界面网格 I, 而原界面网格退化为满网格。流体流动方向根据压力梯度确定, 采用公式(5)计算界面网格 I 充满酸液后, 相邻压裂液网格 n 内的流体体积函数。当某原界面网格 I 充满酸液后, 若其相邻网格 n 为压裂液网格, 且其压力不大于界面网格 I 的压力, 则压裂液网格 n 成为新界面网格, 赋予一个极小的流体体积; 当其相邻网格 n 本来就为界面网格或其压力小于原界面网格 I 的压力, 此时, 相邻网格 n 内流体体积函数不做处理。

$$V_n = \begin{cases} 10^{-6}, & P_I \geq P_n \text{ and } V_n = 0 \\ V_n, & P_I < P_n \text{ or } V_n > 0 \end{cases} \quad (5)$$

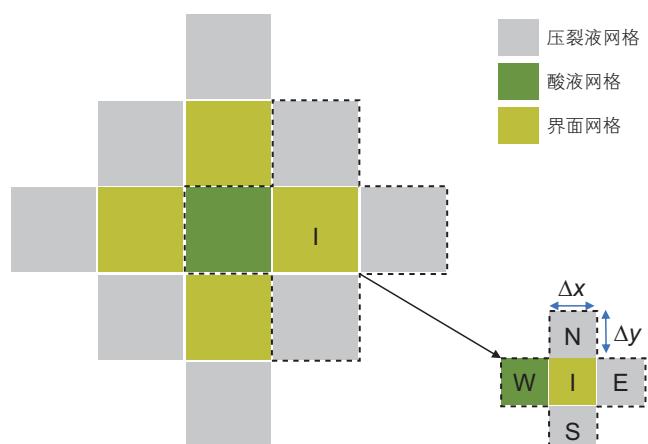


图 2 酸液与压裂液网格分布示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the acid and the fracturing fluid distribution

1.3 酸液流动反应模型

(1) 控制方程

多级交替注入酸压过程中涉及酸液在裂缝内的对流、传质、反应以及非反应性流体的流动。而非反应性流体可视为酸浓度为零的酸液, 因此, 以下模型仅通过酸液的流动反应模型进行说明。酸液在裂缝的流动满足连续性方程

$$-\frac{\partial(ub)}{\partial x} - \frac{\partial(vb)}{\partial y} - 2v_l = \frac{\partial b}{\partial t} \quad (6)$$

根据局部立方定律确定裂缝各网格渗透率, 将渗透率带入达西公式可得到缝长和缝高方向的流速分别为

$$u = -\frac{b^2}{12\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (7)$$

$$v = -\frac{b^2}{12\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \quad (8)$$

将公式(7)和公式(8)带入公式(6)中, 连续性方程即化为下式(9)

$$\begin{aligned} & \frac{1}{12\mu} \frac{\partial}{\partial x} \left(b^3 \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{1}{12\mu} \frac{\partial}{\partial y} \left(b^3 \frac{\partial P}{\partial y} \right) - \\ & 2 \frac{K_w}{\mu} \frac{P - P_r}{l_w} = \frac{\partial b}{\partial t} \end{aligned} \quad (9)$$

式中各符号含义及单位同 1.2 节。通过求解连续性方程可求得裂缝研究区域内压力分布。酸液在裂缝内边流动边反应, 酸液与岩石反应后, 裂缝宽度增加而酸浓度沿裂缝长度方向逐渐降低, 直至酸液成为残酸失去溶蚀能力。酸液在裂缝内流动反应满足酸液质量守恒方程

$$-\frac{\partial(ubC)}{\partial x} - \frac{\partial(vbC)}{\partial y} - 2v_l C - 2Ck_g = \frac{\partial(Cb)}{\partial t} \quad (10)$$

等式(10)左边第 1 项和第 2 项是由于酸液对流造成的酸浓度的变化, 第 3 项为滤失造成的酸浓度的变化, 第 4 项为酸液通过扩散与裂缝壁面发生反应造成的酸浓度的变化; 等式右侧为累积项。式(10)中, C 为酸液浓度, kg/m^3 ; k_g 为氢离子传质系数, m/s ; 其他符号含义同上。通过求解上式可得到裂缝内酸浓度的分布。碳酸盐岩与酸液反应后, 生成 CO_2 、钙盐和镁盐溶于酸液, 使得裂缝宽度增大。酸蚀后的缝宽变化可根据酸液的溶解力依据下式计算

$$\frac{\beta}{\rho(1-\phi)} (2\eta \frac{K_w}{\mu} \frac{P - P_r}{l_w} C + 2k_g C) = \frac{\partial b}{\partial t} \quad (11)$$

式中 β 为酸液的溶解力, 定义为单位质量酸液能够溶解的岩石质量, kg/kg ; ρ 为岩石密度, kg/m^3 ; ϕ 为岩石孔隙度, 无量纲。等式左边括号内第 1 项为由于滤

失酸液溶蚀造成的缝宽变化, 由于酸液主要通过蚜孔滤失于地层中, 因此滤失酸液对缝宽的增加量较小。用 η 表示滤失酸液中对增加溶蚀缝宽起作用的酸液比例, 一般接近于 0。等式左侧括号内第 2 项为扩散到岩石壁面的酸液溶蚀造成的缝宽变化。二者相加构成单位时间内溶蚀缝宽的变化量, 即等式右侧项。上式中其他符号含义同上文。

等式(9)、(10)和(11)构成酸液流动反应模型的控制方程。其中有 3 个未知数分别为缝内流体压力 P 、酸液浓度 C 以及溶蚀缝宽 b 。

(2) 初始条件和边界条件

初始时刻裂缝内充满压裂液, 酸液浓度为 0, 初始缝宽为依据实际施工条件确定的初始值 b_0 , 各点压力为地层压力 P_r 。则有以下初始条件

$$\begin{cases} V(x, y) = 0 & \forall x, y, t = 0 \\ b(x, y) = b_0 & \forall x, y, t = 0 \\ C(x, y) = 0 & \forall x, y, t = 0 \\ P(x, y) = P_r & \forall x, y, t = 0 \end{cases} \quad (12)$$

由 1.1 节中设置的物理模型可知, 裂缝左边界以恒定排量 Q_i 注入, 酸浓度恒为初始酸液浓度 C_i 。假设注液过程中裂缝不扩展, 则裂缝上下边界为封闭边界。裂缝右边界为恒压边界, 压力为地层压力 P_r 。则有以下边界条件

$$\begin{cases} C(0, y) = C_i & \forall y, t > 0 \\ \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{y=0} = 0 & \forall x, t > 0 \\ \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{y=H} = 0 & \forall x, t > 0 \\ \int_0^H \frac{b^3}{12\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} dy = Q_i & t > 0 \\ P(l, y) = P_r & \forall y, t > 0 \end{cases} \quad (13)$$

2 模型求解及验证

2.1 模型求解

多级交替注入酸压每一级交替注入包含两个流动过程, 即一个低粘酸液驱替高粘压裂液的过程和一个高粘压裂液驱替低粘酸液的过程。下文以第一级交替注入为例, 说明模型求解过程。现场多级交替过程中通常会通过压裂液将地层压开, 此时裂缝内充满压裂液。因此, 在第一级交替注入中, 首先为低粘酸液驱替高粘压裂液, 当酸液注入量到达设定量后开始注入压裂液。直至裂缝内酸液全部消耗完毕, 压裂液注入

结束, 第一级交替注入完成。多级交替注入模型求解的核心是酸液流动反应和流体界面追踪的计算, 二者之间具有耦合效应。但为确保模型收敛性和计算效率, 本文中采用小时间步和顺序求解的方式进行求解。具体求解步骤如图 3 所示。

(1) 模型初始化。首先采用等距矩形网格离散裂缝区域, 并采用有限差分法将数学模型数值化。其中, 连续性方程采用中心差分格式进行离散; 而浓度方程, 即方程(10), 则需要考虑流动方向, 因此采用了迎风格式。缝内压力和酸浓度定义在网格中心, 流速定义在网格边界, 具体离散过程读者可参考相关文献^[27]; 并对酸液和压裂液属性、泵注参数等基本参数赋值。

(2) 时间步确定。初始情况下, 设定时间步长 Δt 为低粘流体流过一个网格所需时间的 1/10。为保证界面网格内流体体积函数 V 在单一时间步注入结束不超过 1(因网格内某种流体的体积分数最大只能是 1), 需要在每一时步检查界面网格的流体体积函数 V 。当界面网格中的流体体积函数最大的网格 $V>1$ 后, 通过缩小时间步使得该时步注入结束后, 该界面网格的流体体积函数 $V=1$ 。

(3) 流体体积函数求解。在第一个时间步时, 整个模型左边界, 即裂缝入口均为界面网格, 采用时间步长乘排量, 即 $V=\Delta t \times Q_i$, 确定初始边界的流体体积函数 V ; 之后则根据上一时步中的压力分布, 根据 VOF 界面追踪模型求解当前裂缝内的流体体积函数 V 。

(4) 流体属性赋值。根据流体体积函数 V , 采用加权平均的方法确定各网格内流体粘度和酸浓度。

(5) 压力场求解。采用有限差分法隐式格式离散连续性方程(9), 因为求解中时间步长数量级为 10^{-3} min, 可认为单步之内, 缝宽恒定^[26,28]。取缝宽为上一时步的缝宽, 则方程中的唯一未知数为压力 P , 通过高斯消元法求解线性方程组得到缝内压力分布。

(6) 酸浓度求解。采用有限差分法隐式格式离散酸液质量守恒方程(10), 将上一步中求得的压力带入离散后的线性方程组中, 可求得唯一的未知数, 即酸浓度 C 。

(7) 酸蚀缝宽求解。将求得的酸浓度带入酸蚀缝宽变化方程(11)中, 求得酸蚀后的缝宽分布 b 。

以上为模型某一时步的计算流程, 重复以上步骤直至总注入时间达到设定泵注时间。求解过程中, 酸液流动反应过程和界面追踪采用顺序耦合的方法进行求解。这种求解方式的合理性在于, 在极小时间步内, 流体在裂缝中可视为稳态流动, 因此其流速和压力场

在该时间步长保持不变^[26-27]。

2.2 模型验证及网格敏感性分析

(1) 界面追踪模型验证

采用平板裂缝间两相不混溶流体流动的解析解验证该模型中界面追踪的准确性。假设裂缝长度、高度和宽度分别为 100 m、40 m 和 0.003 m。驱替流体为高粘流体, 粘度为 50 mPa·s, 被驱替流体为低粘流体, 粘度为 1 mPa·s, 此时的驱替为活塞驱替。裂缝上下边界为封闭边界, 左边界以定排量注入, 排量为 3 m³/min, 右边界为恒压边界, 压力为 0。设置滤失速度为 0; 且两种流体均为非反应性流体。此时, 流体界面在不同时刻的位置可根据公式(14)计算。

$$L(t) = Q \cdot t / (w \cdot H) \quad (14)$$

式中 L 为任意时刻界面所在位置, m; Q 为注入排量, m³/min; t 为注入时间, min; w 为缝宽, m; H 为缝高, m。从该式可看出, 界面为匀速移动。图 4 对比了模拟结果与计算结果。对比表明, 模型在不同时刻的界面位置与公式计算的位置基本重合, 且界面以活塞方式推进, 表明用高粘流体驱替低粘流体时, 模型可以准确捕捉流体界面。

采用实验方法验证低粘流体驱替高粘流体时界面

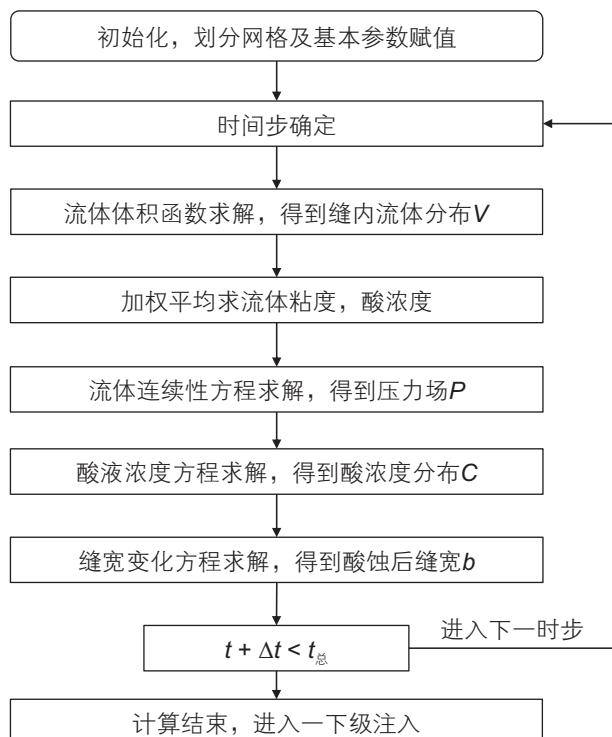


图 3 模型求解算法流程

Fig. 3 Computing algorithm of the multi-stage alternating acid fracturing model

追踪模型的准确性。设置裂缝宽度为 2 mm, 长度和高度分别为 20 cm 和 4 cm 模拟导流岩板。在酸蚀导流实验中注液点为点源, 因此左边界处仅在中点位置设置为恒定流量注入, 而右边界仅在中点位置设置恒压边界, 压力为 0, 其他位置均为封闭边界。实验和数值模拟中, 排量均为 50 mL/min, 粘度分别为 5 mPa·s 和 50 mPa·s。图 5(a)为实验结果, 其中绿色部分为低粘酸液, 黑色部分为高粘压裂液。图 5(b)为模拟结果。二者直观上存在差异, 但共同的特点为酸液均在压裂液中形成指进。实验中因为受到岩板表面粗糙度、纹理方向、矿物分布、岩板形状、缝宽分布以及入口处封胶等各种因素的影响, 粘性手指的形状较不规则。在模拟当中, 因为忽略了以上因素的影响, 在两端汇聚流动的作用下, 指进呈对称的锥状。整体而言, 实验中岩板的后半段酸液分布(红色虚线)与模拟结果具有极高相似度。表明模型可以在不考虑岩石非均质性条件下模拟低粘流体在高粘流体中的粘性指进现象。

(2) 酸液流动反应模型验证

酸液流动反应模型的准确性通过与 Terrill 提出的平行板间酸液稳态流动时酸浓度分布的解析解对比进行验证。Terrill 解析模型假设裂缝面上的滤失速度均匀分布, 则无因次酸浓度沿无因次缝长的分布由式(15)和(16)得到^[29-30]。

$$\frac{C}{C_i} = \sum_{n=0}^{\infty} G_n \left(1 - \frac{x}{L}\right)^{\frac{2\lambda_n^2}{3} N_{pe}} \quad (15)$$

$$N_{pe} = \frac{v_l w}{2 D_A} \quad (16)$$

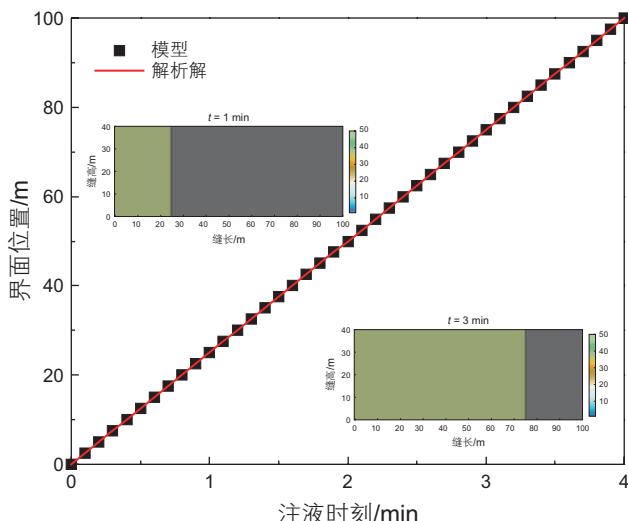


图 4 采用活塞式驱替时流体界面随注入时间变化验证模型

Fig. 4 Interface tracking model verification with the piston-like displacement

式中, C 为缝内酸浓度, %。 C_i 为入口处酸浓度, %。 G_n 和 λ_n 为特征参数, 可查表获得。 x 为裂缝长度方向坐标, L 为总缝长, m。 N_{pe} 为佩克莱数, 定义为对流强度与扩散强度之间的比值。 N_{pe} 越大, 则对流作用越强, 酸液作用距离越远; 反之则酸液消耗速度越快, 作用距离越短。 v_l 为滤失速度, m/s; w 为平均缝宽, m; D_A 为氢离子扩散系数, m²/s。

为与解析模型进行对比, 将本文模型中的滤失速度设置为常数。同时, 由于模型为缝高—缝长方向的二维模型, 采用氢离子传质系数 k_g 计算酸浓度的扩散量, 因此需要将氢离子传质系数换算为氢离子扩散系数。采用传质理论中的薄膜模型, 可知氢离子传质系数与扩散系数之间存在以下关系

$$D_A = k_g \delta_m \quad (17)$$

上式中 $\delta_m \approx Sc^{-1/3} \delta$, 为酸液与裂缝面之间的传质边界层厚度, m; $\delta \approx b \cdot Re^{-1/2}$ 为平板间的动量边界层厚度, m; $Re = \rho u b \mu^{-1}$ 为流动雷诺数, 无量纲; $Sc = \mu(\rho D_A)^{-1}$ 为施密特数, 无量纲。将以上参数带入公式(17)中, 则可得到氢离子扩散系数与传质系数之间的关系, 如公式(18)所示。式中各符号含义及单位同上文。

$$D_A \approx \left(\frac{k_g \times b^{1/2} \times \mu^{1/6}}{u^{1/2} \times \rho^{1/6}} \right)^{3/2} \quad (18)$$

模型验证中设置裂缝长度和高度均为 30 m, 宽度为 3 mm。注入排量为 0.03 m³/s; 酸液粘度为 1 mPa·s, 酸液浓度为 15%, 密度为 1100 kg/m³, 酸液滤失速度设置为 1×10^{-6} m/s。通过分别设定氢离子传质系数 k_g 为 1.2×10^{-4} m/s、 7.9×10^{-5} m/s、 5.1×10^{-5} m/s 和 2.7×10^{-5} m/s, 使 N_{pe} 分别为 0.5、1、2 和 5。模型计

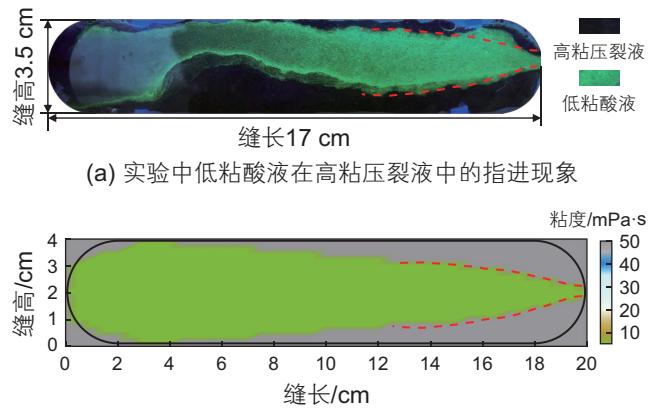


图 5 界面追踪模型实验验证

Fig. 5 Interface tracking model verification with the viscous fingering experiment

算结果和解析解对比如图 6 所示, 二者具有较好的一致性。

(3) 网格敏感性分析

在界面追踪模拟中, 界面的形态与网格分辨率相关。为分析网格敏感性, 设置一个长为 40 m, 高为 20 m 的裂缝区域。为快速触发指进, 在裂缝中线处(缝高=10 m)设置前 3 个网格的初始缝宽为 0.005 m, 而其余网格初始缝宽均为 0.003 m。设置酸液粘度为 10 mPa·s, 压裂液粘度为 100 mPa·s; 初始时刻, 裂缝内充满压裂液。左边界以 3 m³/min 恒流注入 20% 浓度的酸液。采取 4 种尺寸的正方形网格进行网格尺寸敏感性分析, 尺寸分别为 1 m、0.5 m、0.25 m、0.1 m。图 7 对比了注液时间 0.4 min 左右时 4 种网格尺寸下酸浓度为 15% 的等浓度线形态。对比可知, 4 种尺寸下指进形态整体相似, 但在网格尺寸较大时, 指进较宽。随着网格尺寸减小, 指进宽度逐渐减小。当网格尺寸达到 0.25 m 后, 进一步减小网格尺寸, 指进形态变化极小。因此, 本文选取的网格尺寸为 0.25 m。需要指出的, 以上指进形态的差异不仅受到网格尺寸的影响, 还与触发区域的尺寸(即初始缝宽为 0.005 m 的区域大小)的差异相关。

3 多级交替注入模拟

基于上文建立的多级交替注入酸压模型, 研究了四级交替注入酸压时指进的形成和演化。综合酸液作

用距离、指进数量及长度等参数建立无因次指进系数, 评价了多级交替注入酸压差异刻蚀的效果。模拟参数如表 1 所示, 模拟中忽略了地层中矿物分布的非均质性, 假设地层为均质的灰岩地层。该假设对于单一矿物含量较高的地层是较为适合的, 如顺北油田的一间房组, 局部地区方解石成分超 93%。但对于矿物成分较为复杂的地层, 则需要考虑矿物非均质性的影响。多级交替注入中由于指进形成的差异刻蚀与酸液浓度分布呈正相关, 且酸液浓度分布可反映指进的形态及酸液的作用距离, 因此下文以裂缝内酸浓度分布开展分析。

3.1 指进的触发

粘性指进的本质是界面处两种流体流速差异导致流体界面的变形。实际酸压中造成流体界面处流速差异的因素包括缝宽分布、粗糙度、润湿性及泵注参数的变化等。这些因素作为粘性指进的触发条件使界面发生扰动, 并在粘度差作用下界面变形增大, 形成指进。在数值模拟中, 当不考虑以上地层条件差异或泵注因素时, 粘性指进的触发条件为数值计算过程中由于舍入或离散引入的误差。这种误差极小, 但可导致流体界面在计算过程中出现微小的波动, 从而触发粘性指进。需要说明的是, 这种误差不可避免, 且存在于界面处每一个网格。一旦优势指进在某一位置形成后, 这种误差带来的影响则可以忽略不计, 此时影响指进发育的主要因素为流体粘度差及酸液流动反应造成的缝宽差异。本文在模拟当中采用数值误差作为触发条件, 并未人为施加干扰。

图 8(a)为第一级交替注入注酸结束时裂缝内酸浓度的分布。在第一级注酸过程中, 酸液以近活塞驱替的方式推进, 直至压裂液被全部驱出。可以看出, 数值误差作为触发条件造成的界面变形对指进的发育影响较小。这是因时间步及网格尺寸较小, 使得界面计

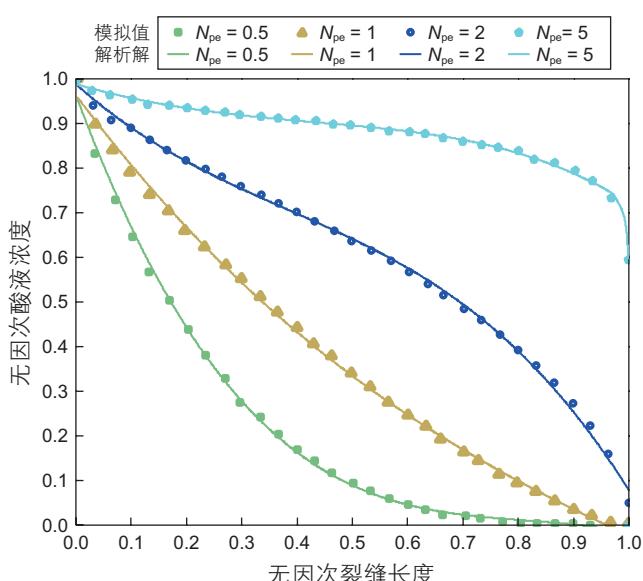


图 6 数值模型求得的酸浓度分布与 Terrill 解析解对比

Fig. 6 Acid etching model verification with the Terrill's analytical result

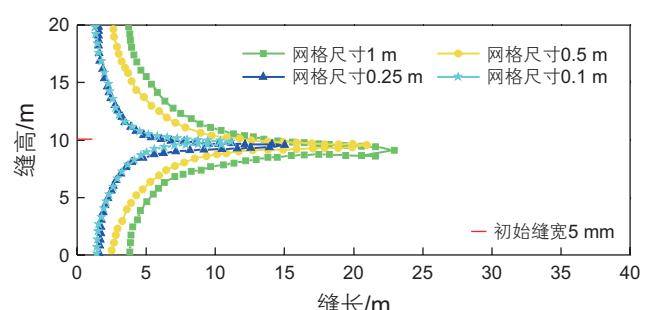


图 7 不同网格尺寸下酸液等浓度线(酸浓度=15%)

Fig. 7 Iso-concentration contours of acid (acid concentration = 15%) under different grid sizes

算时界面上的流体体积函数值 V 差异极小。在注液时间内, 指进还未发育, 高粘液体已经全部被驱出研究区域。此后, 由于裂缝内已经全部为酸液, 酸液被不断流动和反应消耗, 使得原来由于较小指进造成的刻蚀差异逐渐增大。最终在注酸结束时, 在缝高为 10 m 和 30 m 两个位置形成较小程度的优势通道(图 8(b))。将缝口至裂缝中酸浓度降至初始浓度 10%(即 2% 浓度)的位置的距离定义为酸液有效作用距离。从图 8(c)可看出一级注入结束时(即前置液酸压)由于酸液推进较为均匀, 酸液作用距离较短。值得注意的是, 本研究当中将初始裂缝简化为两个平行板间的缝隙, 因而会在第一级注入的时候出现以上流动过程; 而实际裂缝表面粗糙且缝宽不均匀, 其指进效果要更为明显。以上模拟结果与罗志峰等^[31]在粘度比为 10 条件下模拟得到的结果相近。

3.2 指进的发育

第一级酸液注入结束后, 采用高粘压裂液将裂缝

内酸液全部驱出, 其驱替过程为活塞式驱替。当裂缝内酸液全部被驱出后, 开始第二级注酸。图 9(a)为第二级注酸结束后裂缝内的酸浓度分布。酸液在裂缝中形成明显指进。通过与第一级注入结束后的酸浓度分布图(图 8(a))对比可以发现, 指进形成的位置与第一级注入结束后形成的优势通道位置对应。这是因为第一级注入后形成的优势通道缝宽相对较大, 流动阻力较小, 导致界面处流速差异较大, 使得注液不久后界面发生变形。同时, 在粘度差作用下变形不断放大, 形成明显指进。其中在缝高约 10 m 位置处形成的指进出现分叉。从图 9(b)可以观察到 3 个粘性手指中酸液浓度分布相近, 而在其余位置几乎没有酸液, 使得纵向上酸液呈“驼峰”状分布, 差异刻蚀程度较高。酸液作用距离达到 60 m 左右(图 9(c)), 较第一级注入结束的酸液作用距离有显著提高。

第三级和第四级注酸结束后酸浓度分布及指进形态如图 10(a)和图 10(b)所示。与第二级注酸结束后酸浓度分布相比, 它们形态上的共同点为指进位置相近,

表 1 模拟参数设置

Table 1 Parameters for model setup

流体参数	酸液	压裂液	
粘度/(mPa·s)	20	150	
酸浓度/(wt.%)	20	0	
排量/(m ³ /min)	3	3	
单级注入时间/min	10	10	
氢离子传质系数/(m/s)	1×10^{-5}	—	
溶解力/(kg/kg)	1.37	—	
裂缝及岩石参数			
缝长、缝高、缝宽/m	100、40、0.003	渗透率/mD	5
网格尺寸/m	0.25	孔隙度/%	10
最大时间步/min	0.001	岩石密度/(kg/m ³)	2700

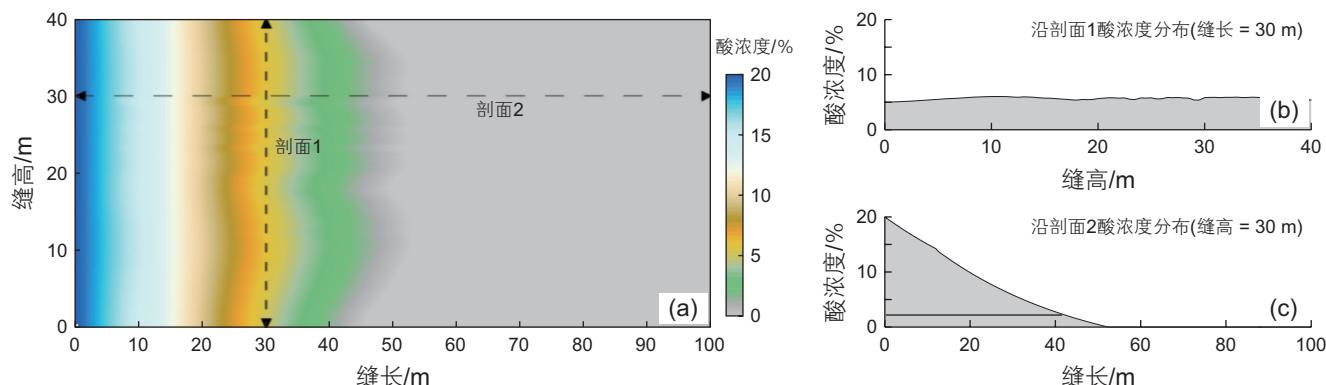


图 8 第一级交替注入注酸结束后酸液分布及指进程度

Fig. 8 Acid distribution and viscous fingering pattern at the end of the first stage of injection

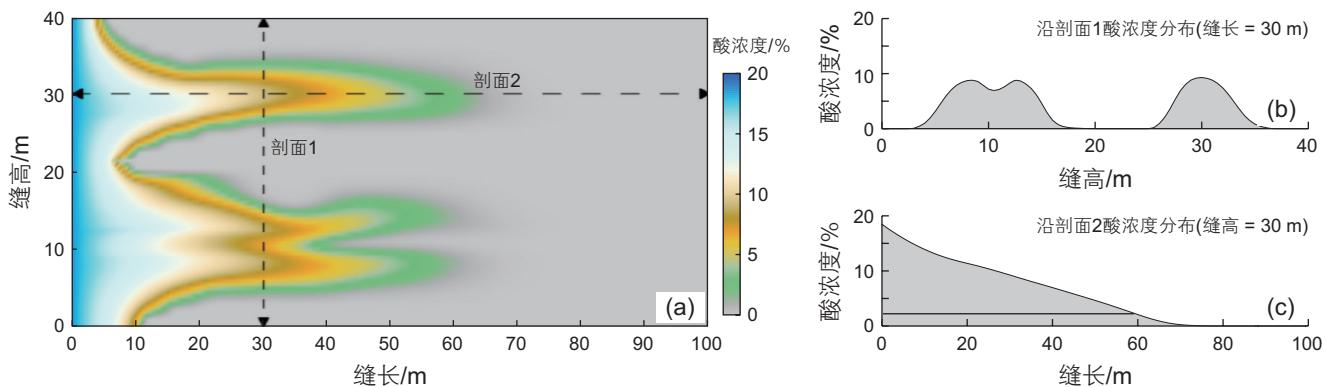


图 9 第二级交替注入注酸结束后酸液分布及指进程度

Fig. 9 Acid distribution and viscous fingering pattern at the end of the second stage of injection

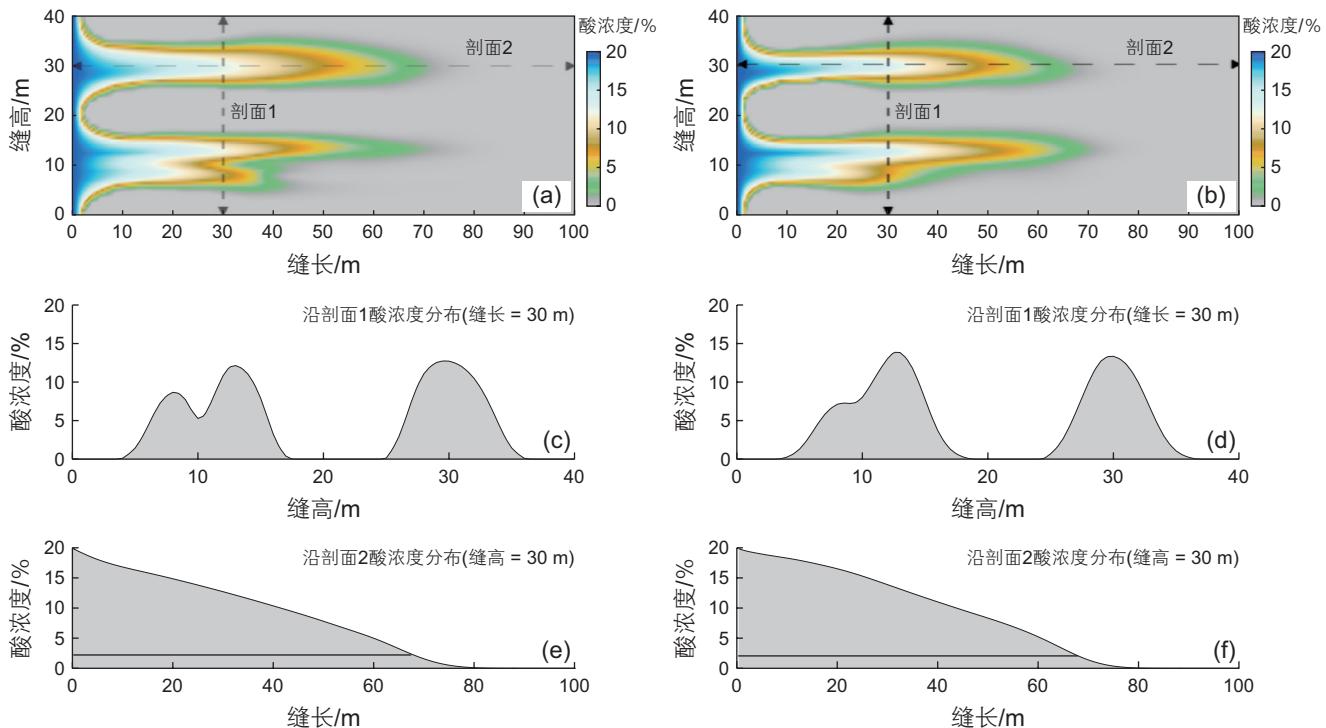


图 10 第三、四级交替注入注酸结束后酸液分布及指进程度

Fig. 10 Acid distribution and viscous fingering pattern at the end of the third and fourth stage of injection

每一级都是在上一级指进溶蚀沟槽的基础上形成。纵向上酸浓度分布呈“驼峰”状(图 10(c)和图 10(d))。它们的差异表现为: (1)形态上, 随着注入级数的增加, 缝高 10 m 处两个相邻的指进倾向于合并, 指进数量减少。这是由于指进分支之间存在竞争作用, 随着注液时间和级数的增加, 两者缝宽溶蚀差异逐渐增大, 从而导致二者之间流动阻力差异增加。优势指进的进酸量逐渐增加, 最终优势指进吞并弱势指进。两条距离较远的指进之间竞争作用较弱, 在四级注入时间内差异较小; (2)对比图 10(e)、图 10(f)和图 9(c)可知,

随着注入级数增加, 在指进范围内沿裂缝长度方向酸液有效作用距离增大。这是由于随着指进形态变得细长, 酸液在指进内的流速增加, 从而使得更多鲜酸能够流向裂缝深处。四级注入后的酸液作用距离相比二级注入增加约 15 m。

对各级交替注入后剖面 2 处的缝宽分布进行了定量分析。剖面 2 处不同交替级数下缝宽的变化量如图 11 所示。从图中可以看出, 随交替级数增加, 相同位置的缝宽增加, 且缝宽增幅也显著增加。具体地, 当交替级数从一级增加到二级时, 缝宽沿缝长方向的增

量如绿色曲线所示；而从二级增加到三级时，其缝宽增量如黄色曲线所示。对比发现，后者略大于前者。当交替级数由三级增加到四级，其缝宽增量如蓝色曲线所示，其增幅显著大于前两级的增幅。以上缝宽变化与不同注入级数下酸液分布相关。在交替级数较低时指进面积较大，酸液刻蚀范围较大。随着注入级数增加，指进面积逐渐缩小。在相同酸液溶蚀体积下，酸液溶蚀面积缩小则意味着溶蚀范围内溶蚀深度增加，即溶蚀缝宽增幅增大。

3.3 交替注入酸压差异刻蚀效果评价

多级交替注入酸压通过粘性指进增加酸液对裂缝的差异刻蚀。因此，可采用裂缝内酸液非均匀分布程度评价多级交替注入差异刻蚀效果。通过对交替注入后的酸浓度分布分析可知，酸液指进数量越多，其差异刻蚀程度越大；在数量一定的情况下，指进当中酸液作用距离越长，其改造范围越大；在相同的指进数量和作用距离之下，指进的总面积越小，说明刻蚀深度越深，酸蚀裂缝的抗闭合能力越强。因此，本文综合无因次酸液指进数量、无因次酸液指进长度及无因次酸液指进面积 3 个量建立指进系数来表征多级交替注入酸压时酸蚀裂缝的差异刻蚀程度。其中，无因次酸液指进长度 L_{finger} 定义为某级交替注入所形成指进内的平均酸液有效作用距离 L_a 与历次交替注入产生的最大平均酸液有效作用距离 L_{max} 的比值；无因次指进数量 N_{finger} 定义为某级交替注入所形成的指进数量 N_a 与历次交替注入产生的最大指进数量 N_{max} 的比值；无因次

指进面积 S_{finger} 定义为某级交替注入所形成的指进内酸浓度大于零的区域面积 S_a 与历次交替注入所有 S_a 中的最大值 S_{max} 的比值，具体如公式(19)所示。据以上分析，将 3 个无因次量组合形成如公式(20)所示的指进系数 I_{finger} 。

$$\begin{cases} L_{\text{finger}} = L_a / L_{\text{max}} \\ N_{\text{finger}} = N_a / N_{\text{max}} \\ S_{\text{finger}} = S_a / S_{\text{max}} \end{cases} \quad (19)$$

$$I_{\text{finger}} = \frac{L_{\text{finger}} \times N_{\text{finger}}}{S_{\text{finger}}} \quad (20)$$

建立的指进系数理论上取值范围为 $(0, \infty)$ ，但通过模拟发现，实际指进系数在 $(0, 2)$ 区间内。这是因为无因次面积一般最小为 0.5，其倒数最大为 2。图 12 对比了不同交替注入级数下的各无因次指进量和指进系数。随着交替注入级数的增加，指进内的酸液有效作用距离增大，但其增大速率在不断降低。这是因为，一方面注酸量随着注入级数不断增加，指进内酸蚀缝宽不断增大，面容比减小，更多的酸液能够在消耗较少的情况下深入裂缝；另一方面，指进宽度随注液级数增加而变窄，指进内流速增加，从而增加酸液有效作用距离。酸液的作用距离除了受以上两个因素的影响外，还与酸岩反应速度以及滤失相关。在本研究中，由于酸液类型、温度、岩石类型和酸液粘度均恒定，酸岩反应速率可视为定值。滤失量与滤失面积正相关，随着交替注入级数增加，指进宽度和面积减小，导致滤失量减少；指进宽度减小也使过流截面积缩小，从而增加酸液流速。我们分析了不同交替级数

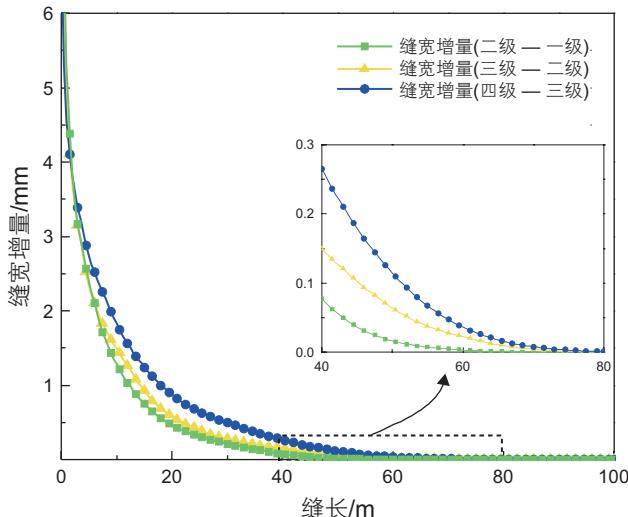


图 11 不同交替注入级数下剖面 2 处缝宽增量对比
Fig. 11 Comparison of fracture width increment at profile 2 under different alternating injection stages

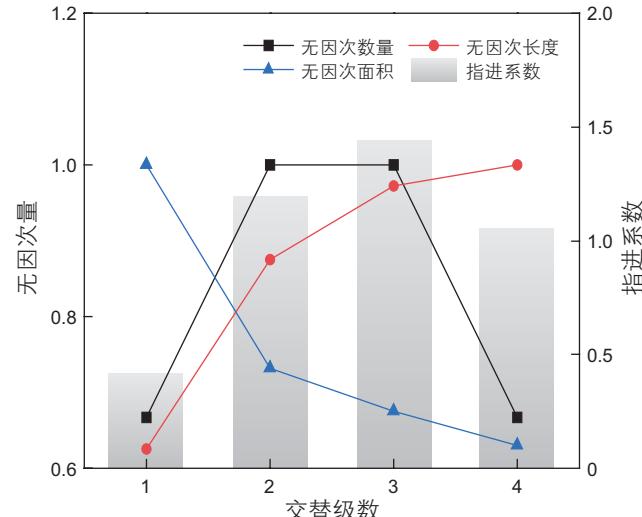


图 12 指进系数与无因次指进量随交替级数的变化
Fig. 12 Variation patterns of the index of fingering and dimensionless variables with the alternating stages

下指进宽度的变化,发现从三级注入到四级注入时,指进宽度减少幅度变小,导致酸液流速增幅较低,进而使酸液作用距离的增幅降低。随着注入级数增加,指进的数量呈现先增大后减小的趋势,这是因为在初期,指进发育程度较低,随着交替级数增加,指进出现分叉使得指进数量增加。但进一步增加交替级数后,相邻指进互相竞争导致指进合并,从而使指进数量下降。指进内酸液浓度大于零的区域所占的面积随着交替级数的增加而减小。这是因为交替级数增加后,指进内酸蚀缝宽增加,更多酸液沿着指进内的溶蚀沟槽流出研究区域并加深酸蚀缝宽,而非均匀溶蚀所有裂缝区域。综合以上无因次量可以看出,指进系数在三级交替之内,随着注入级数增加而增大。但在第四级注入后,指进发生合并使得指进系数降低。因此,对于给定的裂缝条件和酸液体系,多级交替注入酸压存在一个较优的注入级数范围使得差异刻蚀效果最佳。

4 结论

综合流体界面追踪和酸液流动反应模型,建立了多级交替注入酸压模型。利用模型研究了酸液指进的触发和发育,并引入指进系数评价了不同注入级数下酸液的差异刻蚀效果。研究得出以下结论:

(1)多级交替注入酸压可提高裂缝差异刻蚀程度,指进内酸液作用距离受交替级数、指进形态以及酸岩反应速度的综合影响。随着交替注入级数增加,指进内酸液作用距离增加,但增幅减小。

(2)多级交替注入过程中,相邻指进之间存在竞争,优势指进最终合并弱势指进。

(3)多级交替注入的差异刻蚀效果可采用指进系数评价,对于给定的裂缝条件和酸液体系,多级交替注入酸压存在一个较优的注入级数范围使得差异刻蚀效果最佳。

参考文献

- [1] 牟建业. 酸化增产技术原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2023. [MOU J Y. Principle of acidification technology for enhancing production[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2023.]
- [2] COULTER A W, CROWE C W, BARRETT N D, et al. Alternate stages of pad fluid and acid provide improved leakoff control for fracture acidizing[C]//SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October, 1976.
- [3] MOU J Y, ZHANG S C, ZHANG Y. Acid leakoff mechanism in acid fracturing of naturally fractured carbonate oil reservoirs[J]. Transport in Porous Media, 2012, 91(2): 573–584.
- [4] 王洋. 裂缝型储层酸液滤失可视化研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(01): 107–110+117. [WANG Y. Research on the visualization of acidizing fluid filtration in fractured reservoirs and its application[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(01): 107–110+117.]
- [5] 徐林静, 张士诚, 牟建业, 等. 裂缝型碳酸盐岩气藏酸压滤失影响因素研究[J]. 内蒙古师范大学学报(自然科学汉文版), 2015, 44(02): 196–199+205. [XU L J, ZHANG S C, MOU J Y, et al. Study on the influencing factors of acid filtration loss in fractured carbonate gas reservoirs[J]. Journal of Inner Mongolia Normal University (Natural Science Edition), 2015, 44(02): 196–199+205.]
- [6] 石明星, 伊向艺, 李沁, 等. 多级交替注入酸压温度场数值模拟[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(30): 13280–13287. [SHI M X, YI X Y, LI Q, et al. Numerical simulation of temperature field of multistage alternative acid fracturing[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(30): 13280–13287.]
- [7] GOU B, GUAN C C, LI X, et al. Acid-etching fracture morphology and conductivity for alternate stages of self-generating acid and gelled acid during acid-fracturing[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 200: 108358.
- [8] 伊向艺, 吴元琴, 李沁, 等. 马家沟组碳酸盐岩储层酸岩反应速率影响因素实验研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(26): 6575–6578. [YI X Y, WU Y Q, LI Q, et al. Experimental study of influence factors about acid-rock reaction rate in carbonate reservoir of Majiagou Fm[J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(26): 6575–6578.]
- [9] DAVIES D R, BOSMA M G R, DEVRIES W. Development of field design rules for viscous fingering in acid fracturing treatments: A large-scale model study[C]// Middle East Oil Show, Bahrain, March, 1987.
- [10] ALJAWAD M S, ALJULAIH H, MAHMOUD M, et al. Integration of field, laboratory, and modeling aspects of acid fracturing: A comprehensive review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 181: 106158.
- [11] LIU P L, HU H, CHEN X, et al. The influencing parameters and improve methods of acid-etched fracture conductivity: A review[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2024, 238: 212844.
- [12] 叶倾泉, 李力, 韩慧芬, 等. 多级交替注入酸压工艺优化研究——以磨溪龙女寺构造龙王庙组储层改造为例[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(03): 46–50. [YE J X, LI L, HAN H F, et al. Optimization research of multistage alternating acid fracturing: A case study of

- reservoir reconstruction for Longwangmiao Formation in Moxi Longnvsi area[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(03): 46–50.]
- [13] ZHANG N L, CHEN X, LUO Z F, et al. Experimental study of fracture conductivity in dolomite reservoirs treated with different acid fracturing technologies[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 227: 211914.]
- [14] WANG Y, YANG J, WANG T Y, et al. Visualization experiment of multi-stage alternating injection acid fracturing[J]. Energy reports, 2022, 8: 9094–9103.
- [15] 郭凌晓. 多级交替注入酸压酸蚀裂缝导流能力研究[D]. 西南石油大学, 2018. [GUO L X. Study on conductivity of acid etching fracture of multistage alternating injection acid fracturing[D]. Southwest Petroleum University, 2018.]
- [16] LI X G, CHEN Y S, YANG Z Z, et al. Large-scale visual experiment and numerical simulation of acid fingering during carbonate acid fracturing[C]// SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, October 17–19, 2017.
- [17] 李小刚. 酸压过程酸液指进模拟及分形特征研究[D]. 西南石油大学, 2006. [LI X G. Simulation and fractal characteristics of acid injection during acid compaction process[D]. Southwest Petroleum University, 2006.]
- [18] 罗志锋, 余洋, 赵立强, 等. 多因素下多级交替注入酸液指进实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(04): 36–41. [LUO Z F, YU Y, ZHAO L Q, et al. Multifactorial experiment of acid's fingering phenomenon in the multi-stage alternating injection of acid fracturing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(04): 36–41.]
- [19] 屈静. 多级注入酸压模拟计算及软件编制[D]. 西南石油大学, 2007. [QU J. Multi-stage injection acid fracturing simulation calculation and software development[D]. Southwest Petroleum University, 2007.]
- [20] 马淑芬. 多级交替注入闭合酸压设计模拟与应用[D]. 西南石油大学 2012. [MA S F. Simulation and application of multi-stage alternating injection closed acid fracturing design[D]. Southwest Petroleum University, 2012.]
- [21] 石明星, 伊向艺, 李沁, 等. 多级交替注入酸压温度场数值模拟[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(30): 13280–13287. [SHI M X, YI X Y, LI Q, et al. Numerical simulation of temperature field of multistage alternative acid fracturing[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(30): 13280–13287.]
- [22] 畅新鸽, 李俊超, 张伟. 碳酸盐岩油藏多级交替酸压指进现象模拟与影响规律分析[J]. 石油工业技术监督, 2024, 40(04): 7–12. [CHANG X G, LI J C, ZHANG W. Simulation and influence law analysis of multi-stage alternating acid pressure fingering in carbonate reservoir[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2024, 40(04): 7–12.]
- [23] 吴霞. 缝内酸液流动及分布特征数值模拟研究[D]. 成都理工大学, 2020. [WU X. Numerical simulation of flow and distribution characteristics of acid in the fracture[D]. Chengdu University of Technology, 2020.]
- [24] 滕德林. 酸压裂缝内酸液指进演化数值模拟研究[D]. 西南石油大学, 2014. [TENG D L. Numerical simulation study on the evolution of acid fluid fingering in acid fracturing cracks[D]. Southwest Petroleum University, 2014.]
- [25] DONG R, WHEELER M, SU H, et al. Modeling acid fracturing treatments with multi-stage alternating injection of pad and acid fluids[C]// SPE Reservoir Simulation Conference, October 26, 2021.
- [26] DONG R, WHEELER M F, SU H, et al. Modeling multistage acid fracturing treatments in carbonate reservoirs[C]// SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, May 4–6, 2021.
- [27] 李义林, 李泰良. 基于迎风差分格式的裂缝酸压数值模拟[J]. 数学的实践与认识, 2020, 50(18): 160–166. [LI Y L, LI T L. Numerical simulation of fracture-type acid fracturing based on upwind differential scheme[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2020, 50(18): 160–166.]
- [28] MOU J. Modeling acid transport and non-uniform etching in a stochastic domain in acid fracturing[D]. Texas A&M University, 2009.
- [29] AL JAWAD M S H. Development of a fully integrated acid fracture model[D]. Texas A&M University, 2018.
- [30] SCHECHTER R S. Oil well stimulation[M]. United States: Prentice Hall, 1992.
- [31] 罗志锋, 张楠林, 赵立强, 等. 前置液酸压缝内酸液指进数值模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(05): 26–31. [LUO Z F, ZHANG N L, ZHAO L Q, et al. Numerical simulation of acid fingering of pad acid fracturing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(05): 26–31.]

(编辑 马桂霞)

第一作者: 高步栋(1989年—), 博士研究生在读, 主要从事酸化压裂研究, gaobd0723@163.com。

通信作者: 卞建业(1975年—), 博士, 教授, 博导, 主要从事储层改造教学与科研工作, moujianye@cup.edu.cn。