

文章编号: 0253-2697(2022)06-0849-11 DOI:10.7623/syxb202206009

基于相场法的酸压裂缝连通孔洞数值模拟

侯 冰^{1,2} 戴一凡^{1,2} 范 濛³ 张鲲鹏^{1,2} Wick Thomas⁴ Lee Sanghyun⁵

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室 北京 102249;
3. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 4. 莱布尼茨汉诺威大学应用数学研究室 德国汉诺威 30167;
5. 佛罗里达州立大学数学系 美国佛罗里达 FL 32306-4510)

摘要:碳酸盐岩孔洞连通成串、成群可以有效提高改造体积,但受到高应力差、非均质性和孔洞随机分布等影响,孔洞连通性通常较差。针对碳酸盐岩酸压孔洞连通成串的工程问题,考虑酸压过程中酸液对于岩石的动态影响,引入描述酸岩反应的相场参数,提出一种基于相场法的酸压裂缝扩展模拟方法,对碳酸盐岩储层酸压孔洞连通成串现象进行模拟。对比了酸压与滑溜水压裂的裂缝扩展特征,分析了不同孔洞大小与分布情况下孔洞结构对酸压裂缝扩展的影响。根据模拟分析结果可知:①与普通水力裂缝相比,酸压裂缝扩展时缝宽增大,缝长降低,裂缝扩展速度降低;同时裂缝表面岩石被酸液腐蚀,裂缝表面粗糙程度明显上升;②孔洞结构会诱导酸压裂缝扩展,裂缝在酸化区域扩展时,靠近孔洞处的扩展速度更高;③缝洞型储层酸压过程中,孔洞半径越大,距离裂缝原扩展路径越近,裂缝越易发生转向,且越容易沟通多个孔洞,多孔洞连通成串可以有效提高泄流面积。

关键词:孔洞连通;酸压;碳酸盐岩储层;裂缝扩展;相场法

中图分类号:TE357 文献标识码:A

Numerical simulation of pores connection by acid fracturing based on phase field method

Hou Bing^{1,2} Dai Yifan^{1,2} Fan Meng³ Zhang Kunpeng^{1,2} Wick Thomas⁴ Lee Sanghyun⁵

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 4. Institut für Angewandte Mathematik, Leibniz Universität Hannover, Hannover 30167, Germany; 5. Department of Mathematics, Florida State University, 1017 Academic Way, Tallahassee, FL 32306-4510, United States)

Abstract: Although the connection of carbonate rock pores in groups and clusters can effectively increase the transformation volume, the connectivity is poor due to high stress difference, non-homogeneity and random distribution of pores. To address the engineering problem of the connection of carbonate rock pores formed by acid fracturing, considering the dynamic influence of acid on rocks during acid fracturing, this paper introduces phase field parameters to describe the acid-rock reaction, and proposes a simulation method of acid fracturing propagation based on the phase field method to simulate the connection of carbonate rock pores. Moreover, the paper performs a comparison on the fracture propagation characteristics of acid fracturing and slick water fracturing, and analyzes the influence of pore structure on acid fracturing propagation under different pore sizes and distributions. According to the simulation analysis, it can be found as follows. (1) Compared with normal hydraulic fractures, acid fracturing features have an increase in fracture width, and a decrease in fracture length and fracture propagation rate. Meanwhile, the rock on the fracture surface is corroded by acid, and the roughness of fracture surface increases significantly. (2) The pore structure induces the acid fracturing propagation, and when the fracture expands in the acidized area, the propagation rate is higher near the pores. (3) The larger the radius of the pores it is, the closer it is to the original propagation path of the fracture, the easier it is for the fracture to turn, and the easier it is for the fracture to have multiple pores connected, which can effectively increase the drainage area.

Key words: pore connection; acid fracturing; carbonate reservoir; fracture propagation; phase field method

引用:侯冰,戴一凡,范濛,张鲲鹏,WICK Thomas,LEE Sanghyun. 基于相场法的酸压裂缝连通孔洞数值模拟[J]. 石油学报,2022,43(6):849-859.

Cite: HOU Bing, DAI Yifan, FAN Meng, ZHANG Kunpeng, WICK Thomas, LEE Sanghyun. Numerical simulation of pores connection by acid fracturing based on phase field method[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 849-859.

基金项目:国家自然科学基金项目(No. U19B6003-05, No. 52074311 和 No. 51874328)资助。

第一作者及通信作者:侯冰,男,1979年5月生,2009年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师,主要从事石油工程岩石力学方向研究。Email:binghou@vip.163.com

水力压裂是一项有广泛应用前景的油气井增产措施。将大量压裂液注入井底并憋起高压,当压力达到岩石破裂压力后附近地层会产生裂缝,形成油气渗流通道,从而增加产量^[1-2]。针对不同储层,所使用的压裂液也有所不同。酸化压裂技术是一种广泛运用于碳酸盐岩储层的压裂技术,通过高压泵将酸液作为压裂液注入井下,可令储层岩石劣化,降低破岩压力;同时,酸蚀裂缝表面,增加裂缝表面粗糙度,在孔洞发育处形成蚓洞,提高裂缝闭合后的导流能力^[3-7]。目前酸化压裂改造工艺包括体积压裂、分段注入、基质酸化等多种方式,经过酸化压裂改造后的碳酸盐岩储层在生产能力方面均可得到显著改善^[8-10]。碳酸盐岩发育大量孔隙与溶洞,岩石非均质性强,孔洞结构分布不均。酸化压裂过程中裂缝扩展机制较为复杂,难以针对裂缝与孔洞的交互规律开展相应实验研究。真实岩样中孔洞分布随机性强,在使用物理模拟实验研究酸化压裂孔洞连通成串时难以控制变量,试验成本大,成功率低。现阶段研究人员运用的数值模拟工具主要有基于ABAQUS的扩展有限元(XFEM)法^[11]、黏聚力单元(CZM)法^[12],以及基于离散元的PFC(Particle flow code)和 UDEC/3DEC(2D/3D distinct element code)方法^[13-14]。但传统水力压裂数值模型在模拟酸压过程时往往数值稳定性较差。对于传统数值模型而言,任意一点处岩石的力学参数在模型运算过程中都是固定的,因此建立模型时仅需考虑岩石的“静态”各向异性与非均质性。但在酸化压裂模拟过程中,随着裂缝逐渐扩展,酸液的影响范围增大,酸液作用区域岩石的力学参数随时间不断变化,岩石呈现动态非均质性^[15]。相场法作为一种基于表面能判断裂缝扩展的有限元方法,近年来被广泛运用于水力压裂数值模拟领域。与其他模拟方法相比,相场法在研究复杂拓扑相变与多重断裂等问题时,结果准确性高,在模拟裂缝分叉、融合、三维扩展、多场耦合等复杂条件时不需要添加额外的判断准则^[16],也不需要重新划分网格,计算量相对较小。

笔者根据真实岩样中的孔洞分布构建几何模型,并采用数值模拟方法研究孔洞连通成串机制,对基于deal. II 相场法裂缝扩展模型进行了改进^[17],使其适用于固体—流体—化学多场耦合条件下裂缝扩展的数值模拟。模拟结果表明,该模型准确度较高,在裂缝扩展模拟方面与实际试验特征相符合。根据数值模拟结果,孔洞直径越大,距裂缝原扩展路径越近,越容易发生孔洞连通成串的现象。

1 酸化压裂裂缝扩展数值模型

为解决酸压裂缝扩展的模拟问题,笔者开发了酸

化压裂裂缝扩展相场模型。在相场模型中,需要对模型的总势能进行计算,该参数衡量了一个恒定的系统,可以对外输出有用能量^[18]。随着裂缝的扩展,每一个时间步总势能的变化应该是趋向于使系统达到最稳定的状态。相场法基于势能最小化的原理,将裂缝的扩展问题转化为能量的演化问题,简化了计算过程,且不需要单独增加复杂裂缝扩展的判断准则。

通过相场变量 φ_s 表征系统在时间和空间上的物理状态,从而区分裂缝相和固体相。 $\varphi_s = 1$ 时表示完整固体相; $\varphi_s = 0$ 时表示裂缝相; $0 < \varphi_s < 1$ 则表示裂缝相与完整固体相的界面。在此基础上,引入了另一个相场变量 φ_{acid} ($0 \leq \varphi_{acid} \leq 1$) 区分岩石是否酸化。 $\varphi_{acid} = 0$ 时表示岩石未被酸化,此时该区域的岩石力学参数为初始设定值; $\varphi_{acid} \neq 0$ 时表示岩石被酸化,此时该区域的岩石力学参数需要参考时间步与 φ_{acid} 的大小进行改变。 φ_{acid} 越大代表酸液的作用效果越显著。通过模拟二维平面内裂缝的扩展特征来研究酸化压裂孔洞连通机制。笔者引入描述酸岩反应的化学场,并与位移场与孔隙压力场耦合求解,开发出适用于酸化压裂的固体—流体—化学多场耦合数值模型,并使用该模型对酸化压裂裂缝扩展过程进行模拟。设定初始岩样为均质各向同性材料,分别在该模型中模拟酸化压裂与水力压裂的裂缝扩展并对比结果,在求解过程中运用牛顿迭代法求解线性方程组,设置误差低于 10^{-8} 时进行下一个时间步的运算。

1.1 模型假设

模拟二维条件下酸化压裂裂缝扩展,并忽略重力影响与垂向应变,初始几何构型如图 1 所示。在模型内部预先设置一条裂缝,并向裂缝中心点注入压裂液。几何模型长为 30 cm,宽为 30 cm,预置裂缝长为 3 cm,

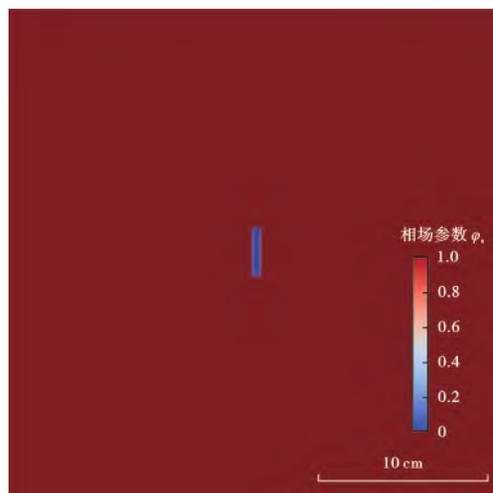


图 1 预置裂缝示意

Fig. 1 Schematic diagram of preset fracture

宽为 0.05 cm。根据 Griffith 断裂准则,在无围压条件下裂缝应在预置裂缝尖端起裂,沿着预置缝方向扩展(图 2)。

在建立模型时,除了有限元方法基本假设^[19-21]之外增加了以下假设条件对裂缝扩展进行限制:①裂缝扩展不可逆;②酸液影响范围不可逆;③酸化区域的岩石劣化不可逆。

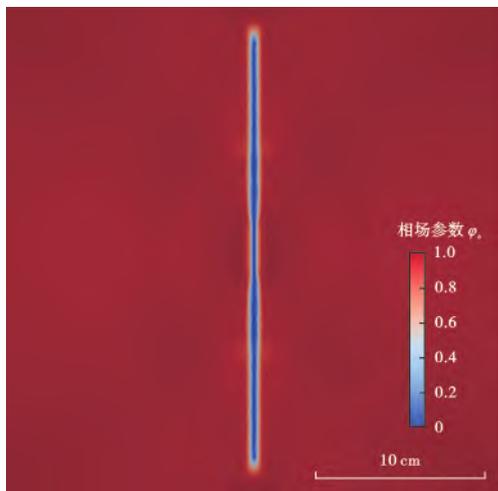


图 2 无围压滑溜水压裂条件裂缝扩展路径

Fig. 2 Fracture propagation path during slick water fracturing under no confining pressure

1.2 控制方程

1.2.1 界面控制方程

建立一个缝长远大于缝宽的裂缝模型(图 3)。φ_s=1 时表示完整固体相;φ_s=0 时表示裂缝相,则在 0<φ_s<1 的界面过渡区处任意一点,裂缝内流体压力应与储层孔隙压力平衡。即在 A 处:

$$\sigma_p \cdot n + p_F \cdot n = 0 \quad (1)$$



图 3 预置缝相场参数 φ_s 分布云图

Fig. 3 Parameter φ_s distribution diagram of preset fracture

在初始状态下,φ_{acid} 全局均为 0,注液一段时间后 φ_{acid} 分布如图 4 所示。φ_{acid} 仅对岩石区域进行划分,因此仅在 φ_s≠0 处有效,在 φ_s=0 处,虽然 φ_{acid} 有值,但不

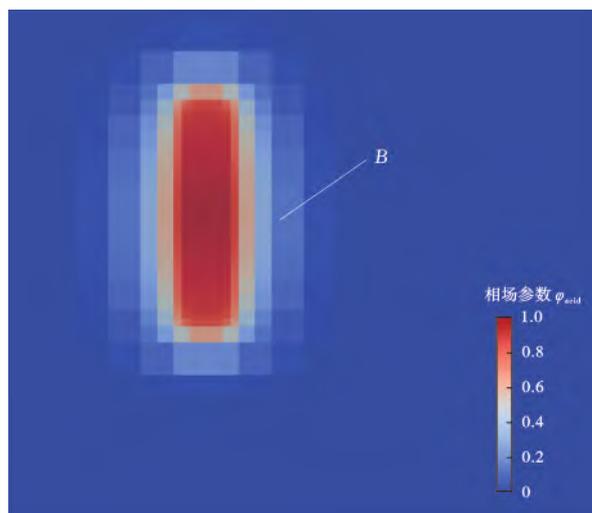


图 4 裂缝扩展过程中相场参数 φ_{acid} 分布云图

Fig. 4 Parameter φ_{acid} distribution diagram during fracture propagation

代表任何意义,计算时忽略。在酸液影响的区域,岩石力学性质发生劣化,弹性模量降低。在酸液作用区域,两侧岩石的力学性质不同,但在计算时存在应力平衡关系。即在 B 处:

$$p_{acid}^+ \cdot n = p_{acid}^- \cdot n \quad (2)$$

1.2.2 流动压力平衡方程

对于孔隙流体,存在流动压力平衡关系:

$$\partial_t(\rho_f \varphi^*) + \nabla \cdot (\rho_f v) = q \quad (3)$$

其中:

$$\varphi^* = \varphi_0^* + \alpha \nabla \cdot u + \frac{1}{M}(p - p_0) \quad (4)$$

根据达西定律计算可知:

$$v = -\frac{K}{\eta}(\nabla p - \rho_f g) \quad (5)$$

1.2.3 酸岩反应控制方程

数值模拟实验使用的胶凝酸配方为 20% 盐酸 + 2% 醋酸 + 2.4% 缓蚀剂 + 1.4% 胶凝剂 + 1.5% 铁离子铁稳剂 + 0.8% 活性剂。基于该胶凝酸对岩石的劣化效应建立酸岩反应控制方程,其中酸岩反应方程式为:



根据反应方程式(6)可知,1 mol 的盐酸可以腐蚀 0.5 mol 的碳酸盐岩,因此可以根据胶凝酸配方浓度计算酸液充分反应时溶解的岩石体积。在反应充足的情况下,酸岩反应速率可表示为:

$$R_i^j = k_f C_i^j \quad (7)$$

在模型中,反应速率由式(7)决定,反应体积则为裂缝周边孔隙体积。酸压过程中酸液不仅会腐蚀裂缝表面,同时会劣化周边岩石基质。根据张鲲鹏等^[22]的实验研究可知,岩石力学性质的变化与酸液浓度和时间有关。在模型中,岩石的力学性质由对应点处 φ_{acid} 的

变化决定。令时间步为 t , 其增量为 $1s$, 记该点处 $\varphi_{acid} \neq 0$ 的时间步最小值为 t_{ia} , 每一点处初始弹性模量均为 E_{i0} 。岩石各点的弹性模量满足:

当 $t < t_{ia}$ 时,

$$E_i = E_{i0} \quad (8)$$

当 $t > t_{ia}$ 时,

$$E_i = E_{i0} - E_{i0}(t - t_{ia})\varphi_{acid}K_{etch} \quad (9)$$

1.2.4 裂缝能量方程

Francfort 等^[23]考虑了孔隙压力势能和裂缝表面能在内的材料总体势能方程。笔者结合酸液对岩石的劣化效应, 将弹性介质势能描述为:

$$E(u, p, c) = \frac{1}{2} \int_{\Omega} \sigma(u) : \epsilon_i(u) dx - \int_{\Omega} \alpha p \nabla \cdot \mathbf{u} dx + G_c H^{d-1}(c) \quad (10)$$

1.3 初始条件与边界条件

模型仅考虑平面应变问题, 在初始状态下, 岩石饱和流体, 孔隙压力为 0。压裂液采用胶凝酸。初始几何模型设定为均质各向同性材料, 根据实际岩样测试, 具体参数见表 1。

表 1 岩石参数

Table 1 Rock parameters

参数	初始状态
弹性模量/GPa	30.0
泊松比	0.3
Biot 系数	0.6
断裂韧性/(MPa·m ^{0.5})	1.0
岩石密度/(g/cm ³)	2.0
渗透率/mD	1.0
储层流体密度/(g/cm ³)	1.0

设置边界条件为 Dirichlet 边界条件, 即固定岩样四周边界的位移, 网格只在平面内有应变, 忽略垂直方向的应变。同时, 建立模型时不考虑天然裂缝的影响。

1.4 自适应网格

有限元模拟精度取决于网格的大小, 但网格的数

量也决定着计算量的大小, 因此对关注区域进行局部网格细分已广泛运用于有限元计算领域^[24-25]。在裂缝扩展的有限元数值模拟中, 研究人员常面临着裂缝扩展方向未知的问题, 只能依靠经验预测裂缝扩展区域并进行网格细分。酸压模拟过程中, 由于酸岩反应等影响因素的存在, 裂缝扩展的不确定性进一步增强, 预测难度上升, 网格细分难度加大。

模型引入了自适应网格技术以减少计算量^[26]。主要求解原理为: ①首先确定网格的初步划分次数与自适应细分次数, 每次细分均从各边中点将原正方形网格分为 4 个小正方形网格; ②在计算中依据相场变量 φ_s 进行自适应细分, 裂缝扩展时在粗网格内进行计算并初步预测裂缝扩展范围; ③在该范围内细分网格, 并对该时间步的裂缝扩展结果进行校正; ④在当前时间步不断重复预测—校正的过程, 直至细分到最细网格大小。

任意时间步的模型计算流程为: ①在初始网格内计算裂缝扩展范围; ②对裂缝扩展区域细分并退回上一时间步状态; ③在细分的网格内重新计算裂缝扩展范围; ④重复步骤②—步骤③, 直至网格达到细分上限。

尽管自适应网格技术对同一时间步内的裂缝扩展进行了多次求解, 但与全局细分技术相比, 网格数量少, 计算简单, 计算精度未出现明显下降^[27]。

2 数值模拟结果

2.1 无孔洞干扰下裂缝扩展模拟

基于西南油气田灯影组四段(灯四段)储层地质学和现场酸压施工参数, 设置裂缝扩展数值模型初始条件。引入化学场对裂缝扩展路径的影响, 分别模拟了酸压与水力压裂两种情况。水力压裂使用滑溜水作为压裂液, 为了排除压裂液黏度影响, 将滑溜水与胶凝酸的黏度均设置为 $35 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。模拟在无孔洞干扰条件下酸压裂缝与水力裂缝的扩展过程(图 5—图 7)。

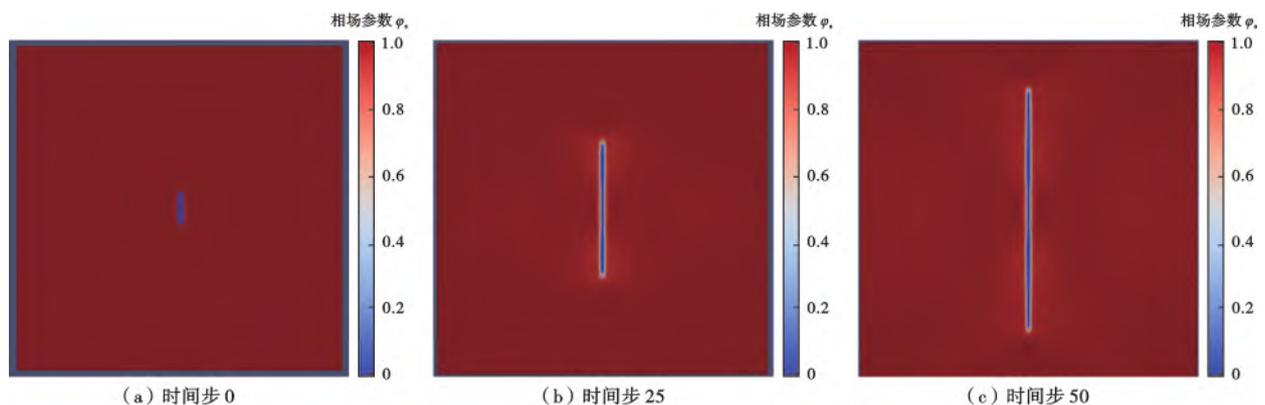


图 5 无孔洞干扰下滑溜水压裂过程中 φ_s 分布云图

Fig. 5 Parameter φ_s distribution diagram during slick water fracturing process without the interference of pores

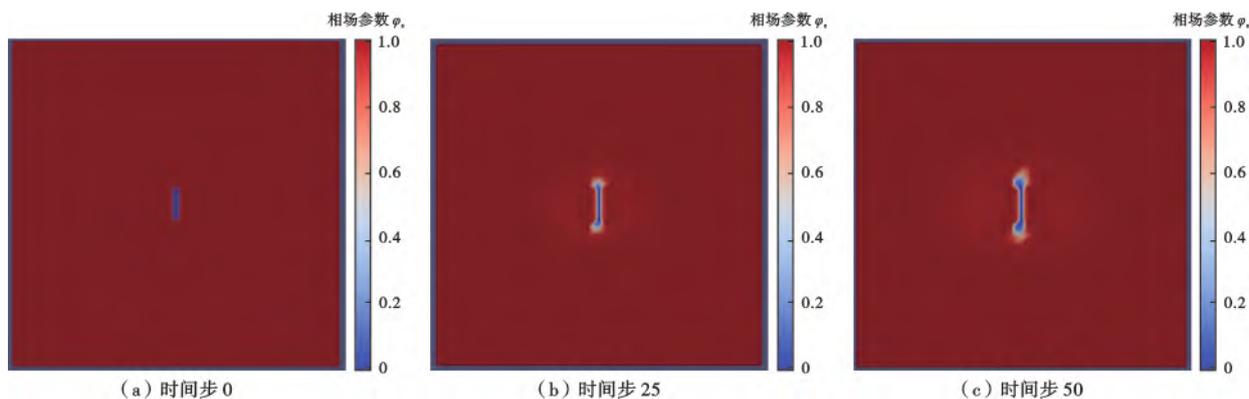


图 6 无孔洞干扰下胶凝酸压裂过程中 φ_s 分布云图

Fig. 6 Parameter φ_s distribution diagram during gelling acid fracturing process without the interference of pores

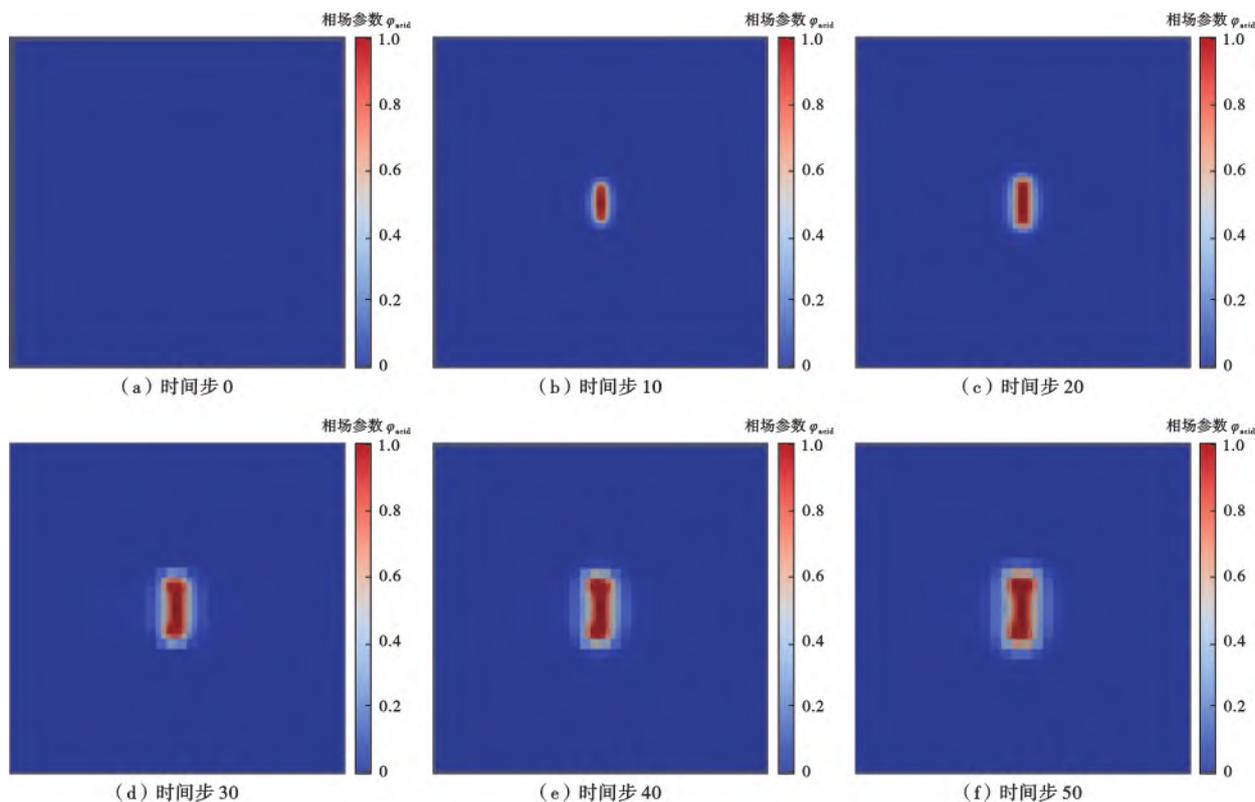


图 7 无孔洞干扰下胶凝酸压裂过程中 φ_{acid} 分布云图

Fig. 7 Parameter φ_{acid} distribution diagram during gelling acid fracturing process without the interference of pores

图 5 为水力压裂裂缝扩展形态,裂缝从预置缝的尖端起裂,并沿直线方向迅速扩展,在模拟到第 50 s 时,裂缝已经扩展到试样边界附近。图 6 为酸压裂缝扩展形态。采用相同的注液速度、相同时间内,酸压裂缝扩展过程中缝宽较大,缝长较短,裂缝扩展速度较慢。图 7 为酸压过程中 φ_{acid} 分布云图,在 0~20 s 内,裂缝尚未开启,裂缝周边岩石参数已逐步上升,该区域孔隙逐渐饱和酸液,岩石力学性质劣化,弹性模量降低。随着酸液的持续注入,裂缝起裂,酸化面积逐渐增大,裂缝从预置缝缝端开启,缝宽逐渐增大,酸液的影响范围也逐渐增大。

2.2 孔洞大小对酸压裂缝扩展的影响

以无孔洞干扰条件下裂缝扩展路径为基准,参考图 8 中的孔洞大小,固定孔洞在裂缝原扩展路径一侧,改变孔洞结构大小,模拟酸压中孔洞结构对于酸压裂缝扩展的影响,并与原扩展路径对比。设置孔洞半径分别为 0.15 cm、0.20 cm、0.25 cm,孔洞中心距离裂缝原扩展路径的直线距离为 1.50 cm。模拟不同大小孔洞结构对酸压裂缝扩展的影响(图 9)。

根据模拟结果可知,当预置缝的某一侧出现孔洞结构时,该侧裂缝扩展速度明显加快,两侧裂缝出现非对称扩展。同时,孔洞结构会诱导裂缝转向,其影响程

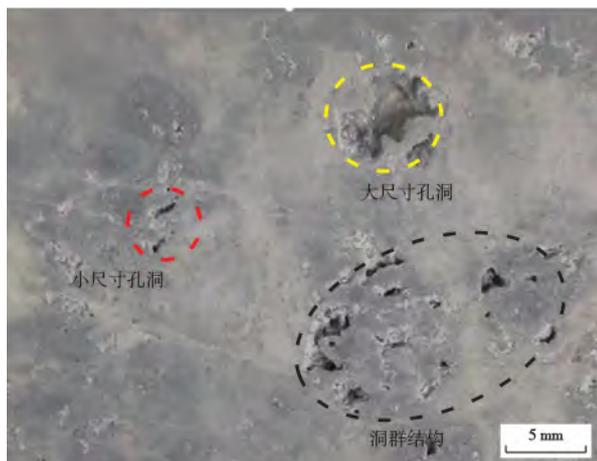
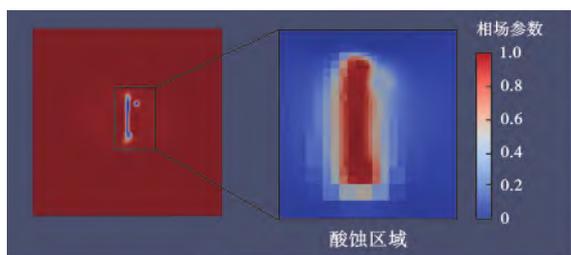
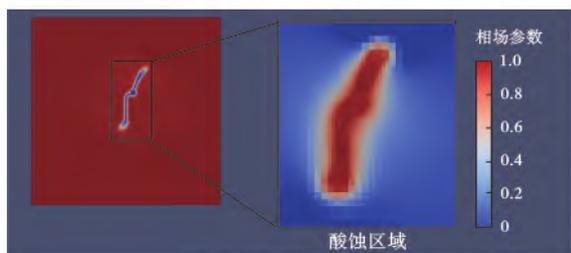


图8 碳酸盐岩孔洞随机分布

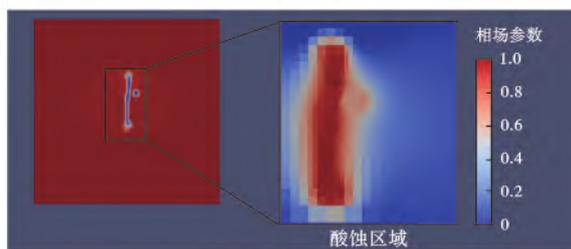
Fig. 8 Random distribution of vugs in the carbonate rocks



(a) 孔洞半径 0.15 cm



(b) 孔洞半径 0.20 cm



(c) 孔洞半径 0.25 cm

图9 不同尺寸孔洞对酸压缝扩展影响

Fig. 9 Influence of different sizes of pores on acid fracture propagation

度与孔洞大小呈正相关。其他条件不变的情况下,孔洞越大,裂缝转向效果越明显。当孔洞达到一定大小时,裂缝会在孔洞诱导下沟通孔洞结构。根据分布云图(图7)可知,酸液会对孔洞周边岩石造成酸蚀,裂缝扩展后离孔洞越近,孔洞周边酸蚀程度越大。孔洞越

大,该侧裂缝扩展速度越快,转向越明显,越容易连通孔洞。

2.3 孔洞分布位置对酸压裂缝扩展的影响

郭建春等^[28]研究了酸蚀蚓孔控制的酸压滤失过程,发现酸液在酸压裂缝内流动时,有较大岩石孔隙区域会首先受到过量酸液的溶蚀而迅速起裂并连通成串。为了还原真实岩样中孔洞分布位置,选取灯四段碳酸盐岩切片观察孔洞分布结构(图10)。

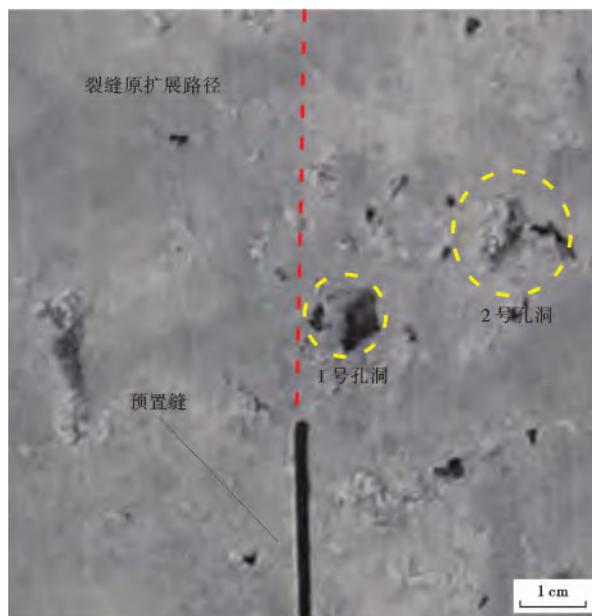


图10 西南油气田灯四段地层碳酸盐岩孔洞分布

Fig. 10 Distribution of carbonate rock pores in Member 4 of Dengying Formation in Southwest oil & gas field

岩样表面随机分布若干大小随机的孔洞结构,其中右侧有两处较大孔洞分布,因此忽略尺度过小的孔隙,并将孔洞简化为圆形结构(图11)。

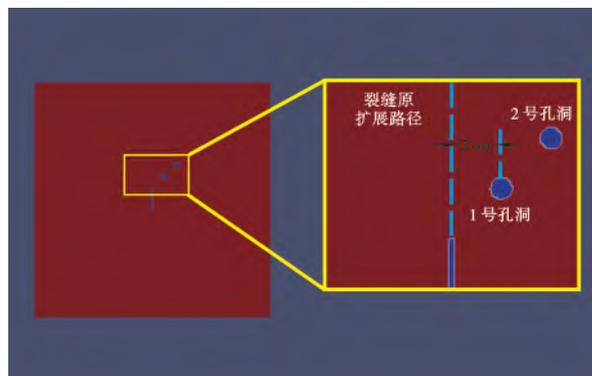


图11 简化多孔洞分布几何模型

Fig. 11 Simplified geometry model of multi-pores distribution

改变孔洞分布位置,模拟酸压中孔洞结构对于酸压裂缝扩展的影响。将两个孔洞半径均设置为0.20 cm。依据原始岩样中孔洞分布位置,设置几何模型中孔洞

呈“J”形分布。分别设置 1 号孔洞中心到裂缝原扩展路径的直线距离为 1.0 cm 和 2.0 cm 两种情况,模拟结果如图 12 所示。

孔洞分布在距离裂缝初始扩展路径 1.0 cm 处时,酸压裂缝在孔洞结构作用下诱导转向,并贯穿孔洞结构,连通成串。当孔洞结构分布在距离裂缝初始扩展路径 2.0 cm 处时,酸压裂缝未贯穿孔洞,但在孔洞影响下发生转向。裂缝扩展初期转向幅度较大,但随着裂缝向前扩展,裂缝尖端与孔洞距离逐渐增大,孔洞对

裂缝扩展的影响逐渐减小,裂缝逐渐恢复到沿直线扩展(图 13)。

根据分布云图[图 13(a)]可知,当裂缝在酸化区域扩展时,与未沟通孔洞前相比,酸压裂缝沟通孔洞后,缝宽增大,裂缝面粗糙度增高,裂缝扩展速度降低。结合分布云图[图 13(b)]可知,孔洞先沟通裂缝的一侧酸蚀程度较弱,而由于裂缝穿透孔洞扩展前酸液需要憋压达到破裂压力,孔洞的另一侧酸蚀现象更为显著,且随着缝宽增大,酸液作用范围也逐渐增大。

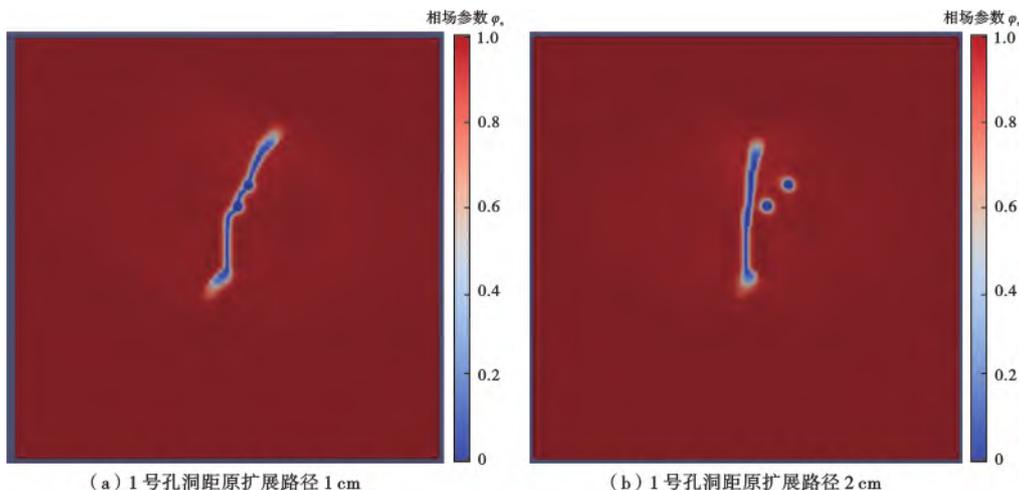


图 12 酸压裂缝扩展模拟结果

Fig. 12 Simulation results of acid fracture propagation

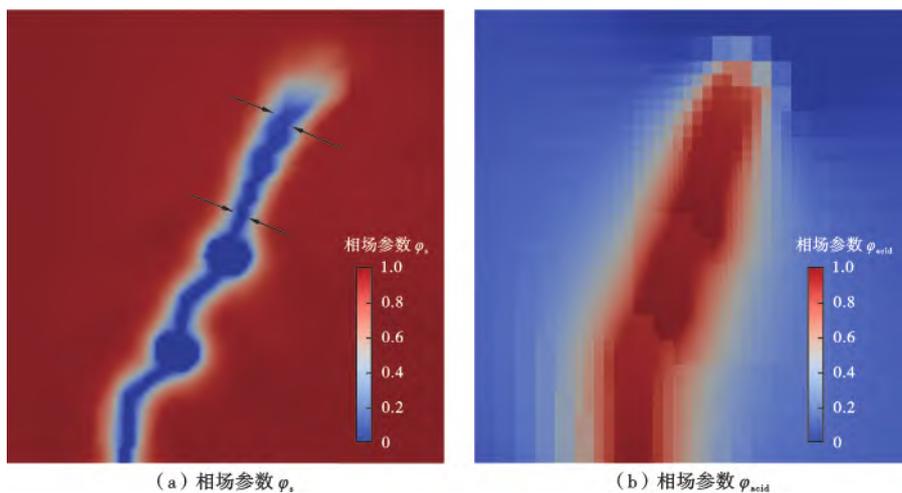


图 13 胶凝酸压裂过程中裂缝扩展相场参数分布

Fig. 13 Distribution of phase field parameters during gelling acid fracturing

3 酸压真三轴物理模拟实验

为检验碳酸盐岩酸压裂缝特征是否与模型模拟结果相符,采用物理模拟实验对数值模拟部分结果进行验证。选取 4 块西南油气田碳酸盐岩露头岩样(30 cm×30 cm×30 cm)进行真三轴酸压物理模拟实验,并通过

三轴围压的设置来实现对于裂缝扩展方向的控制,便于与二维数值模拟结果相对应。由于无法在实验前检测岩石内部孔洞分布情况,因此仅能依靠实验后打开裂缝并对其进行观察。为辨别酸压裂缝,在酸液内部加入示踪剂。为比较孔洞因素对于裂缝起裂及扩展的影响,实验中控制其他实验参数不变。实验方案见表 2。

表2 真三轴酸压实验方案

Table 2 Experimental scheme of true tri-axial acid fracture

编号	岩样类型	垂向应力/ MPa	最大水平 主应力/MPa	最小水平 主应力/MPa	流量/ (mL/min)
1	碳酸盐岩	25	20	10	10
2	碳酸盐岩	25	20	10	10
3	碳酸盐岩	25	20	10	10
4	碳酸盐岩	25	20	10	10

实验结束后沿裂缝将岩样开启,观察到酸压裂缝均垂直于最小水平主应力方向起裂。其中,只有1号

及4号实验中发现有明显洞群分布;2号及3号实验后发现岩石内部无明显孔洞结构(图14)。

1号实验中洞群沿平面分布,酸压裂缝无转向现象[图15(a)]。4号实验中酸压裂缝沿洞群方向扩展一定距离后随洞群分布发生转向[图15(b)]。2次实验中孔洞处均有明显颜料沉积,说明酸液沟通孔洞,并在孔洞内部发生酸岩反应。孔洞处观察到颜料沉积严重,说明孔洞密集区域裂缝起裂更为迅速,因此流经的压裂液更多。1号岩样孔洞沿垂直于最小水平主应力

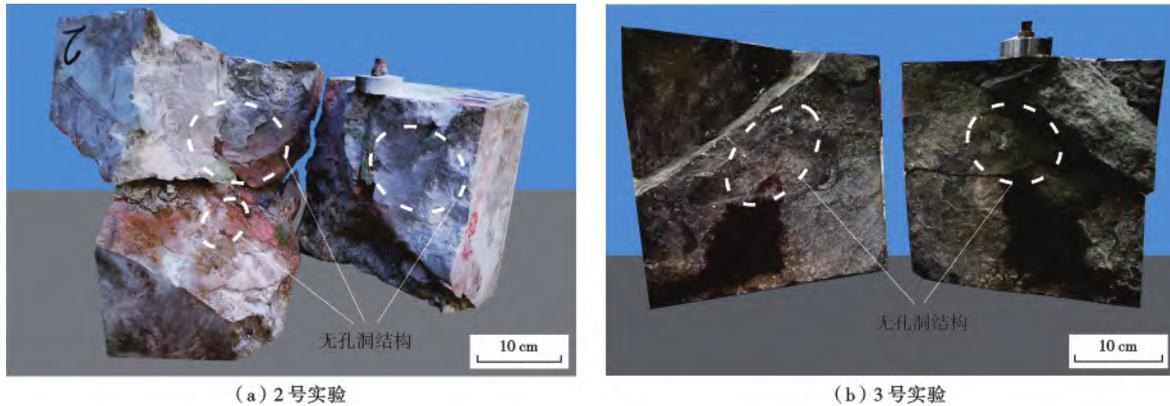


图14 碳酸盐岩酸压实验

Fig. 14 Carbonate acid fracturing experiment

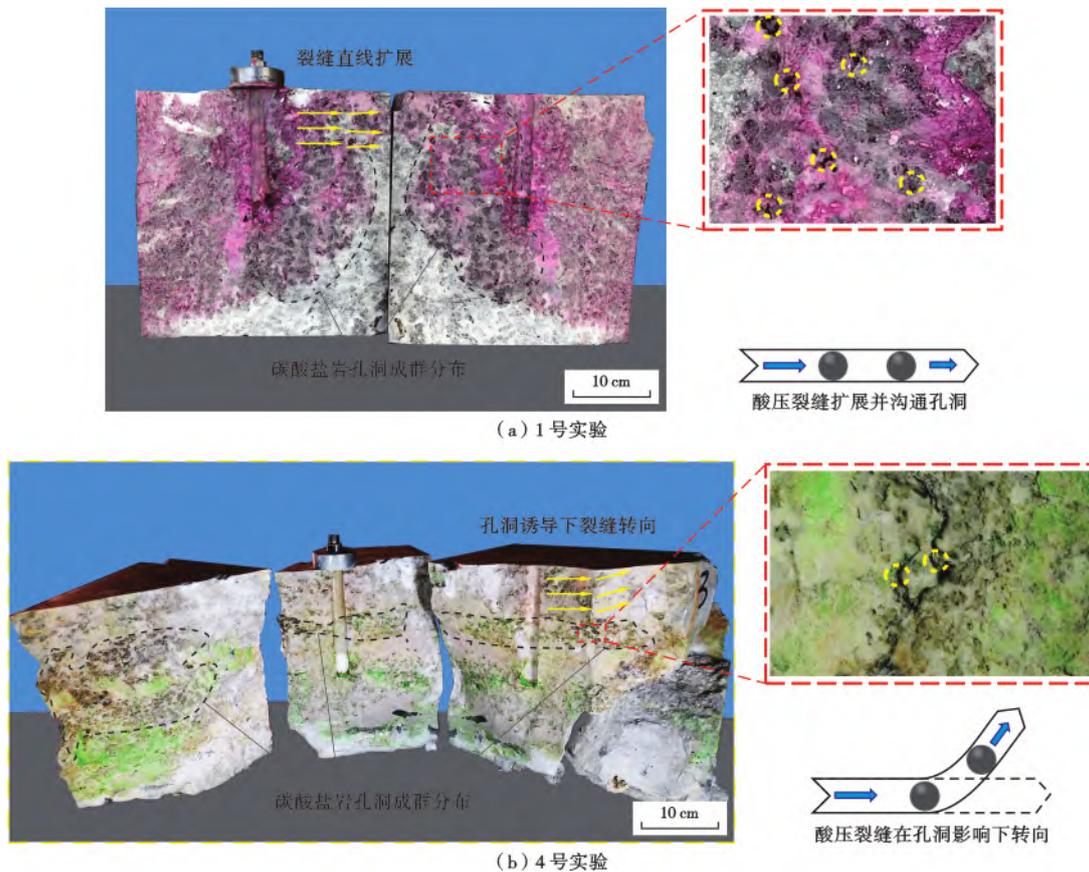


图15 碳酸盐岩酸压裂缝扩展并沟通孔洞示意

Fig. 15 Schematic diagram of fracture propagation and pores connection of carbonate rock by acid fracturing

平面分布,因此裂缝沟通孔洞扩展的过程中没有发生转向现象。2号岩样孔洞没有沿直线分布,因此酸压裂缝扩展一定距离后在孔洞结构的诱导下发生转向,并沿孔洞分布方向扩展至试样边界。实验结果表明,酸压过程中裂缝在孔洞结构影响下发生偏转,贯穿孔洞后沿孔洞分布方向扩展至试样边界,与模拟结果吻合。

4 结果分析与讨论

张鲲鹏等^[22]的研究证明了酸压过程中岩石发生劣化,弹性模量下降。根据刘金龙等^[29]的研究可知,水力压裂过程中,储层弹性模量越小,裂缝宽度越大,缝长越短。结合双方研究结果可知,酸压初期,由于酸

液注入,裂缝周边岩石逐渐饱和酸液并与酸液反应,岩石力学性质劣化,弹性模量降低。当酸液注入一段时间后,裂缝尖端周边岩石劣化。因此,相较于水力压裂裂缝,酸压裂缝缝宽较大,缝长较短,裂缝扩展速度较低。裂缝表面岩石被酸液腐蚀,裂缝表面粗糙程度明显上升。导流能力较普通水力裂缝相比有明显提高。Maheshwari等^[30]采用修正后的Carman-Kozeny方程描述酸液对岩石基质的溶蚀,模拟了二维与三维条件下酸压裂缝的扩展(图16)。其中,不同颜色是为了表示更清晰展示裂缝扩展状况。其模拟结果显示,酸压裂缝扩展过程中会沟通近端大直径孔洞,并在孔洞结构影响下发生裂缝转向。

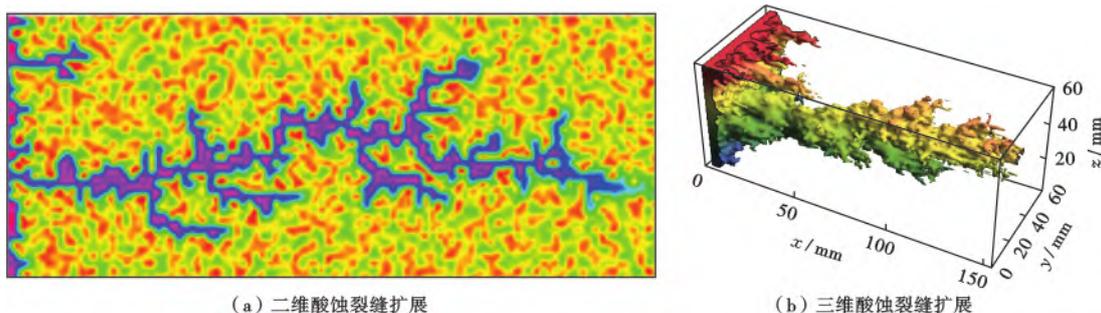


图16 基于修正后Carman-Kozeny方程的酸压裂缝沟通孔洞数值模拟

Fig. 16 Numerical simulation of pores connection by acid fracturing based on modified Carman-Kozeny equation

笔者研究数值模拟特征与上述规律相符,说明模型能较好地模拟酸压过程中裂缝扩展形态特征,准确性较好。笔者利用该模型对酸压孔洞连通成串机制进行研究,模拟了不同位置、大小的孔洞对裂缝扩展的影响。研究发现,孔洞结构会诱导裂缝偏转,且孔洞越大,距离裂缝越近,影响效果越明显。当裂缝转向幅度较大时,裂缝会贯穿孔洞结构,并将多个孔洞连通成串。在缝洞型碳酸盐岩储层酸压施工过程中,孔洞结构易被侧方洞体吸引并发生转向,该现象主要由于人工裂缝靠近洞体时会造成局部挤压,这导致洞体变形。因此,应力分布会出现变化,裂缝尖端易受应力场影响而发生转向。郭建春等^[28]的研究提到,酸压会伴随着蚓洞现象,但实验过程中蚓洞的形态、长度没有明显规律。根据本文模拟分析,蚓洞是酸压裂缝沟通碳酸盐岩内部孔洞结构的产物。因此,蚓洞的形态特征与岩石内部孔洞结构分布有关。若岩石内部孔洞发育密集,距离酸压裂缝扩展路径较近,则容易出现明显蚓洞结构。在致密碳酸盐岩储层中,若孔洞结构不发育,则不会出现明显蚓洞结构。酸压裂缝易被孔洞影响并发生转向,因此在现场施工中建议降低酸岩反应速率,尽可能提升酸岩反应时间,从而获得更复杂的裂缝形态。

5 结论

- (1) 酸压裂缝扩展过程中裂缝周边岩石力学性质发生劣化,岩石强度降低。酸压裂缝扩展时缝宽增大,缝长降低,扩展速度降低。同时裂缝表面岩石被酸液腐蚀,裂缝表面粗糙程度明显上升。
- (2) 当裂缝在酸化区域扩展时,孔洞结构会诱导裂缝扩展,靠近孔洞端的裂缝扩展速度较另一端有明显提高,而在沟通孔洞后,酸压裂缝扩展速度则会降低。
- (3) 酸压过程中,孔洞半径越大,距离裂缝原扩展路径越近,裂缝越易在孔洞结构诱导下发生转向并沟通多个孔洞,发生孔洞连通现象。

符号注释: φ_s —相场参数, $0 \leq \varphi_s \leq 1$; φ_{acid} —酸化相场参数; σ_p —孔隙侧压力,Pa; n —法向量; p_F —裂缝侧压力,Pa; p_{acid}^+ —裂缝侧的孔隙压力,Pa; p_{acid}^- —非裂缝侧的孔隙压力,Pa; t —时间,s; ρ_f —流体密度, kg/m^3 ; φ^* —孔隙度; φ_0^* —初始时刻孔隙度; v —流速, m/s ; q —注入量, m^3/s ; α —Biot系数; M —Biot模量,且 $M > 0$; u —位移,m; p —孔隙压力,Pa; p_0 —初始时刻孔隙压力,Pa; η —液体黏度, $mPa \cdot s$; K —孔隙渗透率,D; g —重力加速度, m/s^2 ; R_i^* —酸岩反应速率; k_i —反应速率

常数,由实验测得; C_i —溶质浓度; j —反应级数; t_{ia} —该点处 $\varphi_{acid} \neq 0$ 的时间步最小值; E_i —该点处弹性模量, GPa; E_{j0} —该点处初始弹性模量, GPa; K_{etch} —岩石弹性模量的劣化系数,根据实验测得; $E(u, p, c)$ —弹性介质势能; G_c —临界能量释放率, N/m; $H^{d-1}(c)$ —裂缝长度, m; e_i —考虑酸液影响下多场耦合计算出的平衡状态位移, m。

参 考 文 献

- [1] 姜瑞忠,何吉祥,姜宇,等. 页岩气藏压裂水平井 Blasingame 产量递减分析方法建立与应用[J]. 石油学报, 2019, 40(12):1503-1510. JIANG Ruizhong, HE Jixiang, JIANG Yu, et al. Establishment and application of Blasingame production decline analysis method for fractured horizontal well in shale gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12):1503-1510.
- [2] 欧阳伟平,孙贺东,张冕. 考虑应力敏感的致密气多级压裂水平井试井分析[J]. 石油学报, 2018, 39(5):570-577. OUYANG Weiping, SUN Hedong, ZHANG Mian. Well test analysis for multistage fractured horizontal wells in tight gas reservoir considering stress sensitivity[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(5):570-577.
- [3] 谭鹏,金衍,陈刚. 四川盆地不同埋深龙马溪页岩水力裂缝缝高延伸形态及差异分析[J]. 石油科学通报, 2022, 7(1):61-70. TAN Peng, JIN Yan, CHEN Gang. Differences and causes of fracture height geometry for Longmaxi shale with different burial depths in the Sichuan Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(1):61-70.
- [4] DAI Yifan, HOU Bing, ZHOU Changlin, et al. Interaction law between natural fractures-vugs and acid-etched fracture during steering acid fracturing in carbonate reservoirs[J]. Geofluids, 2021, 5: 1-16.
- [5] ZHANG Ruxin, HOU Bing, ZHOU Bocheng, et al. Effect of acid fracturing on carbonate formation in southwest China based on experimental investigations[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 73:103057.
- [6] 任勇,郭建春,赵金洲,等. 酸化压裂井停泵压力三维分析模型和解释方法[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(5):634-637. REN Yong, GUO Jianchun, ZHAO Jinzhou, et al. A 3-D analytical model and interpretation method of pressure decline for acid fracturing well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(5):634-637.
- [7] ZHANG Kunpeng, CHEN Mian, ZHOU Changlin, et al. Study of alternating acid fracturing treatment in carbonate formation based on true tri-axial experiment[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 192:107268.
- [8] 余浪,石彦平,陈书雅,等. 低渗页岩水井常规酸化增产工作液的实验研究[J]. 水资源与水工程学报, 2020, 31(1):97-103. YU Lang, SHI Yanping, CHEN Shuyua, et al. Experimental study on stimulation fluids by regular acidification in low permeable limestone wells[J]. Journal of Water Resources and Water Engineering, 2020, 31(1):97-103.
- [9] 孙晓林,杨宝美,高新智,等. 天津城区奥陶系灰岩热储层酸化压裂增产试验研究[J]. 河北工业大学学报, 2019, 48(6):87-92. SUN Xiaolin, YANG Baomei, GAO Xinzhi, et al. Test study of acidification fracturing stimulation in Ordovician limestone thermal reservoirs in the urban area of Tianjin[J]. Journal of Hebei University of Technology, 2019, 48(6):87-92.
- [10] 王敬,赵卫,刘慧卿,等. 缝洞型碳酸盐岩藏注水井间干扰特征及其影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5):990-999. WANG Jing, ZHAO Wei, LIU Huiqing, et al. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5):990-999.
- [11] GUPTA P, DUARTE C A. Simulation of non-planar three-dimensional hydraulic fracture propagation[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2014, 38(13):1397-1430.
- [12] CHEN Zuorong, JEFFREY R G, ZHANG Xi. Numerical modeling of three-dimensional T-shaped hydraulic fractures in coal seams using a cohesive zone finite element model[J]. Hydraulic Fracturing Journal, 2015, 2(2):20-37.
- [13] CUNDALL P A. Formulation of a three-dimensional distinct element model—Part I. A scheme to detect and represent contacts in a system composed of many polyhedral blocks[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1988, 25(3):107-116.
- [14] LEE S, WHEELER M F, WICK T. Iterative coupling of flow, geomechanics and adaptive phase-field fracture including level-set crack width approaches[J]. Journal of Computational and Applied Mathematics, 2017, 314:40-60.
- [15] 刘书源. 酸化压裂液作用下油页岩的损伤特性[D]. 长春:吉林大学, 2019. LIU Shuyuan. Damage properties of oil shale under acidizing fracturing fluid[D]. Changchun: Jilin University, 2019.
- [16] 程万,金衍,陈勉,等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3):336-340. CHENG Wan, JIN Yan, CHEN Mian, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3):336-340.
- [17] WHEELER M F, WICK T, LEE S. IPACS: integrated phase-field advanced crack propagation simulator. An adaptive, parallel, physics-based-discretization phase-field framework for fracture propagation in porous media[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2020, 367:113124.
- [18] CAHN J W. Free energy of a nonuniform system. II. Thermodynamic basis[J]. The Journal of Chemical Physics, 1959, 30(5):1121.
- [19] LEE S, WHEELER M F, WICK T. Pressure and fluid-driven fracture propagation in porous media using an adaptive finite element phase field model[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2016, 305:111-132.
- [20] 杜春志,茅献彪,卜万奎. 水力压裂时煤层缝裂的扩展分析[J]. 采矿与安全工程学报, 2008, 25(2):231-234. DU Chunzhi, MAO Xianbiao, BU Wankui. Analysis of fracture propagation in coal seams during hydraulic fracturing[J]. Journal of Mining and Safety Engineering, 2008, 25(2):231-234.

- [21] 苏皓,雷征东,李俊超,等. 储集层多尺度裂缝高效数值模拟模型[J]. 石油学报, 2019, 40(5): 587-593.
SU Hao, LEI Zhengdong, LI Junchao, et al. An effective numerical simulation model of multi-scale fractures in reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(5): 587-593.
- [22] 张鲲鹏,陈勉,戴一凡,等. 碳酸盐岩酸化压裂力学性质劣化效应试验[J]. 实验室研究与探索, 2020, 39(3): 30-34.
ZHANG Kumpeng, CHEN Mian, DAI Yifan, et al. Experiments on the deterioration effects of carbonate during acid fracturing[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2020, 39(3): 30-34.
- [23] FRANCFORT G A, MARIGO J J. Revisiting brittle fracture as an energy minimization problem[J]. Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 1998, 46(8): 1319-1342.
- [24] 糜利栋,姜汉桥,胡向阳,等. 复杂裂缝网络页岩气藏自适应网格剖分方法[J]. 石油学报, 2019, 40(2): 197-206.
MI Lidong, JIANG Hanqiao, HU Xiangyang, et al. An adaptive mesh method for shale gas reservoir with complex fracture networks[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(2): 197-206.
- [25] HEISTER T, WHEELER M F, WICK T. A primal-dual active set method and predictor-corrector mesh adaptivity for computing fracture propagation using a phase-field approach[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2015, 290: 466-495.
- [26] LEE S, WHEELER M F, WICK T. Pressure and fluid-driven fracture propagation in porous media using an adaptive finite element phase field model[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2016, 305: 111-132.
- [27] LEE S, WHEELER M F, WICK T. Iterative coupling of flow, geomechanics and adaptive phase-field fracture including level-set crack width approaches[J]. Journal of Computational and Applied Mathematics, 2017, 314: 40-60.
- [28] 郭建春,李天才,赵金洲. 酸蚀蚓孔控制的酸压滤失计算方法研究[J]. 钻采工艺, 2006, 29(5): 35-38.
GUO Jianchun, LI Tiancai, ZHAO Jinzhou. Study on calculation procedures of the acid filtration controlled by the wormhole in the acid fracturing[J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(5): 35-38.
- [29] 刘金龙. 基于 ABAQUS 平台的水力压裂裂缝扩展模拟研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2020.
LIU Jinlong. Simulation study on fracture propagation of hydraulic fracturing based on ABAQUS platform[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2020.
- [30] MAHESHWARI P, RATNAKAR R R, KALIA N, et al. 3-D simulation and analysis of reactive dissolution and wormhole formation in carbonate rocks[J]. Chemical Engineering Science, 2013, 90: 258-274.

(收稿日期 2021-02-05 改回日期 2022-02-27 编辑 王培玺)

(上接第 839 页)

- [16] ALVAREZ J O, SCHECHTER D S. Altering wettability in Bakken shale by surfactant additives and potential of improving oil recovery during injection of completion fluids[R]. SPE 179688, 2016.
- [17] 梁灿. 岩石润湿性的核磁共振表征方法及应用研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
LIANG Can. Study on magnetic resonance relaxation characterizing rock wettability[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2019.
- [18] NEUMANN A W, GOOD R J. Techniques of measuring contact angles[M]//GOOD R J, STROMBERG R R. Surface and Colloid Science. Boston: Springer, 1979: 31-91.
- [19] 梁天博,马实英,魏东亚,等. 低渗透油藏水锁机理与助排表面活性剂的优选原则[J]. 石油学报, 2020, 41(6): 745-752.
LIANG Tianbo, MA Shiyang, WEI Dongya, et al. Water blocking mechanism of low-permeability reservoirs and screening principle of flowback surfactants[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(6): 745-752.
- [20] TREIBER L E, OWENS W W. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1972, 12(6): 531-540.
- [21] 高凤琳,王成锡,宋岩,等. 氩离子抛光-场发射扫描电镜分析方法在识别有机显微组分中的应用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 360-367.
GAO Fenglin, WANG Chengxi, SONG Yan, et al. Ar-ion polishing FE-SEM analysis of organic maceral identification[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 360-367.

(收稿日期 2021-05-23 改回日期 2022-01-05 编辑 王培玺)