

引用格式:史宏伟,赵海峰,甘贵鹏,等.考虑酸蚀效应的缝洞交互行为研究[J].油气地质与采收率,2024,31(6):168-178.  
SHI Hongwei, ZHAO Haifeng, GAN Guipeng, et al. Fracture and vug interaction behavior considering acid etching effect[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 168-178.

## 考虑酸蚀效应的缝洞交互行为研究

史宏伟,赵海峰,甘贵鹏,徐凯强  
(中国石油大学(北京)石油工程学院,北京102249)

**摘要:**缝洞型碳酸盐岩储层具有低孔、低渗透和非均质性强的特点,酸压是该类储层增产改造的主要技术手段,酸压改造的关键在于高效沟通缝洞储集体。由于受到非均质性和随机分布孔洞的影响,酸压过程中裂缝扩展路径复杂,缝洞交互规律认识不清。为此,开展室内实验,研究碳酸盐岩酸蚀前后孔隙度、渗透率和力学性质变化规律。实验结果表明:酸岩反应对岩石力学参数影响显著,以质量分数为15%胶凝酸为例,酸蚀作用后,岩心孔隙度、渗透率增加,岩心抗压强度、弹性模量分别降低了42%和60%,泊松比增加了25%。通过在经典内聚力模型中引入岩石物理力学演化方程,建立了一种考虑酸岩反应的裂缝扩展模型,将该模型与常规水力裂缝扩展模型和室内酸压物理模拟实验对比,验证了该模型的有效性和正确性。利用建立的模型研究了孔洞尺度、注液排量、水平地应力差对裂缝扩展路径的影响,结果表明:①人工裂缝倾向于贯穿小孔洞,绕过中型孔洞、沟通大型孔洞。②当水平地应力差超过5 MPa,注液排量超过0.057 m<sup>3</sup>/s时,有助于裂缝与孔洞沟通。③酸岩反应能明显提高缝洞沟通效率,注液排量为0.1 m<sup>3</sup>/s时酸压裂缝扩展面积是常规水力压裂的2倍。因此,改造高应力差碳酸盐岩储层时,为了提高缝洞沟通效率、改善酸压效果,应当适当提高注液排量。

**关键词:**碳酸盐岩储层;酸压;缝洞交互行为;酸岩反应;内聚力单元;数值模拟

文章编号:1009-9603(2024)06-0168-11

DOI:10.13673/j.pgre.202311009

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Fracture and vug interaction behavior considering acid etching effect

SHI Hongwei, ZHAO Haifeng, GAN Guipeng, XU Kaiqiang

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** Fractured-vuggy carbonate reservoirs are characterized by low porosity, low permeability, and strong heterogeneity. Acid fracturing is the primary technical means to increase the production of this kind of reservoir, and the key to fracturing reconstruction is to communicate fractured-vuggy reservoir efficiently. However, due to the influence of heterogeneity and randomly distributed vugs, the fracture propagation paths are complicated during acid fracturing, and the law of fracture-vug interaction is not clear. Therefore, laboratory experiments were carried out to study the changes in porosity, permeability, and mechanical properties of carbonate rocks before and after acid etching. The experimental results showed that acid-rock reaction significantly influences rock mechanics parameters. With a 15% mass fraction of gelled acid as an example, core porosity and permeability increase; the compressive strength and elastic modulus of cores decrease by 42% and 60%, and Poisson's ratio increases by 25% after acid etching. Then, the rock's physical and mechanical evolution equation was introduced into the classical cohesive model, and a fracture propagation model considering acid-rock reaction was established. The model was compared with the conventional hydraulic fracture propagation model and the laboratory physical simulation experiment of acid fracturing, and the effectiveness and correctness of the model were verified. Finally, the model was used to study the effects of horizontal in-situ stress difference, vug size, and injection displacement on fracture propagation path. The simulation results showed that ① Artificial fractures tend to penetrate small

收稿日期:2023-11-12。

作者简介:史宏伟(1994—),男,甘肃定西人,在读博士研究生,从事水力压裂、酸化压裂物理模拟及数值模拟等方面的研究。E-mail:2048133835@qq.com。

通信作者:赵海峰(1980—),男,安徽六安人,教授,博士。E-mail:zhaohf@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金面上项目“一种复杂缝网的能量断裂准则及其在致密砂岩压裂模拟中的应用”(11672333)。

vugs, bypass medium vugs, and communicate with large vugs. ② It is helpful for the communication between fractures and vugs when the horizontal stress difference exceeds 5 MPa and the injection displacement exceeds 0.057 m<sup>3</sup>/s. ③ The acid-rock reaction can significantly improve the fractured-vuggy communication efficiency, and the fracture propagation area by acid fracturing is twice that by conventional hydraulic fracturing when the injection displacement is 0.1 m<sup>3</sup>/s. Therefore, in order to improve the fractured-vuggy communication efficiency and acid fracturing effect, the injection displacement should be appropriately increased when stimulating the carbonate reservoir with high stress difference.

**Key words:** carbonate reservoir; acid fracturing; fracture and vug interaction behavior; acid-rock reaction; cohesive element; numerical simulation

塔河油田储层储集体以溶蚀孔洞和大型孔洞为主<sup>[1]</sup>,其中溶蚀孔洞直径从几十微米至十几米<sup>[2]</sup>,形态不规则,分布状态随机,孔洞内部多充填方解石和砂岩<sup>[3]</sup>,孔渗能力强。但储层基质致密,孔隙度、渗透率极低,储集体的尺度差异大,非均质性强<sup>[4]</sup>,空间分布规律复杂,需要通过酸压实现提采挖潜<sup>[5-10]</sup>。

关于裂缝扩展和酸岩反应,中外学者已开展大量数值模拟和实验研究。根据文献[11-14]酸蚀研究可以得出:①酸岩反应速率和损伤程度与矿物成分有关,酸性溶液导致碳酸盐岩岩石的抗压强度、抗拉强度、弹性模量降低。②对于化学溶液的作用,可以通过建立岩石物理参数损伤变量来表达劣化程度。根据文献[15-17]室内物理模拟实验研究发现:酸性压裂液与岩石发生酸岩反应有助于降低水力裂缝的起裂压力;水力裂缝在延伸过程中孔洞和裂缝的尺度、充填特征、内压会改变裂缝的扩展路径,当压力差和注液排量增大时,孔洞、裂缝的影响逐渐减小。QIAO等分别采用不同的方法模拟水力裂缝与天然裂缝、孔洞的沟通模式:①天然孔洞内部具有高压流体时,对水力裂缝具有很强的吸引力。②水力裂缝与天然裂缝在不同条件下出现穿透、激活、停滞等状态。③由于孔洞周围的应力集中,裂缝通常绕过孔洞。④若孔洞周围存在天然裂缝,则有助于缝洞沟通<sup>[18-21]</sup>。

综上,关于传统水力裂缝扩展规律的研究较多,而在缝洞型储层中考虑酸岩反应的人工裂缝扩展研究相对较少。为此,笔者首先开展室内碳酸盐岩岩心随酸蚀时间、围压、浓度变化的酸蚀前后力学、孔渗特征实验,并建立岩心物性关于酸蚀时间的损伤方程;接着将岩心的损伤方程用FORTRAN语言编译子程序,结合Cohesive单元的断裂原理实现酸压裂缝扩展模拟;最后对比了缝洞型碳酸盐岩储层中常规压裂与酸压裂缝扩展路径以及注液压力曲线。该研究可为缝洞型碳酸盐岩酸压设计提供指导。

## 1 碳酸盐岩孔渗、力学参数测试

### 1.1 实验准备

塔河油田储层深度超过4 000 m,钻取天然岩心非常困难。碳酸盐岩主要成分为白云岩和灰岩<sup>[22]</sup>,基于塔河油田现场岩石参数,采用碳酸钙、黏土矿物、石英砂质量配比为8:1:1制备岩板,其酸岩反应效果和力学行为与储层岩石具有很好的相似性。此外,在某些岩板中加入纸片模拟天然裂缝,利用岩心钻取实验设备在岩板上钻取标准岩心(直径为25 mm,长度为50 mm),并用岩心切磨机将岩心两端端面抛光打磨平滑。根据现场碳酸盐岩储层酸压工况,实验采用的酸液体系为胶凝酸,其主要配方为x%盐酸+缓蚀剂+稠化剂(或称增稠剂、胶凝剂等)+破乳剂+铁离子稳定剂+示踪剂。

### 1.2 力学参数测试结果

将制备好的岩心置于质量分数为15%的胶凝酸溶液中进行酸岩反应实验,在室温下放置时间分别为0、5、15、30和60 min。将酸蚀完毕的岩心烘干,在室温条件下分别开展三轴抗压、抗拉实验测得抗压强度、泊松比、弹性模量等岩石力学参数。

观察酸蚀后岩心断裂形态(图1)可知,酸蚀前后岩心的破坏形式都为45°倾斜角破裂,说明酸蚀后岩石的脆性没有明显变化。巴西劈裂后,破裂面

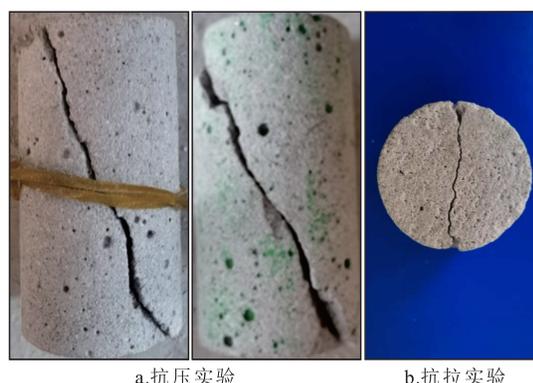


图1 酸蚀后岩心的典型断裂形态

Fig.1 Typical fracture morphology of core after acid etching

主要沿着岩心的直径方向发生断裂,形成2个半圆形表面,具有巴西劈裂的典型破裂特征,该方法通过在试件的直径方向上施加载荷来破坏试件,因此破裂面也沿着直径方向形成。

随着酸蚀时间增加,岩心抗拉强度降低趋势逐渐减小(图2),这是由于酸岩反应消耗了胶凝酸,酸蚀作用减弱。将岩心经过不同时间胶凝酸处理后,对其进行三轴抗压实验,分析岩心抗压强度、泊松比、弹性模量与酸蚀时间、围压的关系(图3—图5)发现,随着酸蚀时间的增加,岩心抗压强度、弹性模量均减小,泊松比增加,这是由于酸岩反应溶蚀岩石基质,孔隙增加,最终导致岩石强度降低,并且可以看出在质量分数为15%的胶凝酸酸蚀作用下碳酸盐岩岩心的抗压强度、弹性模量分别下降了42%

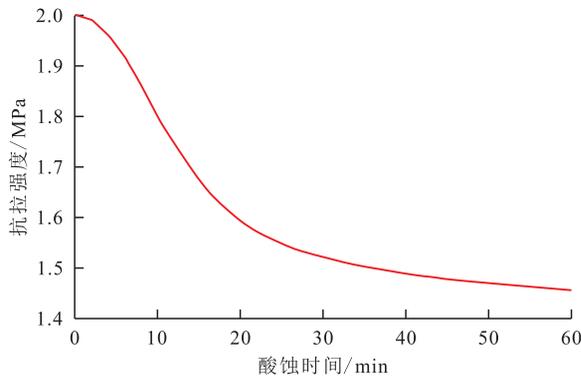


图2 抗拉强度随酸蚀时间变化曲线

Fig.2 Tensile strength variation with acid etching time

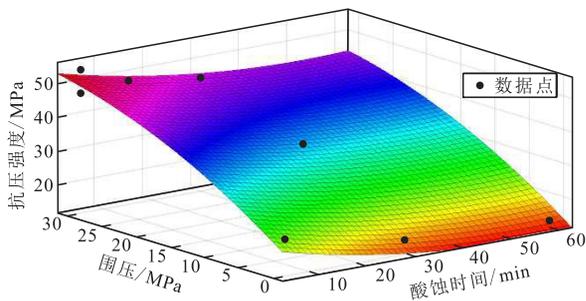


图3 抗压强度与酸蚀时间、围压的拟合面

Fig.3 Fitting surface of compressive strength with confining pressure and acid etching time

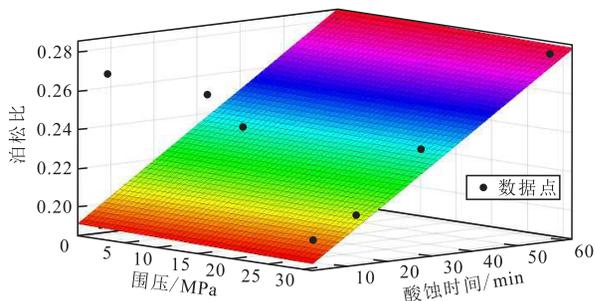


图4 泊松比与酸蚀时间、围压的拟合图

Fig.4 Fitting diagram of Poisson's ratio with etching time and confining pressure

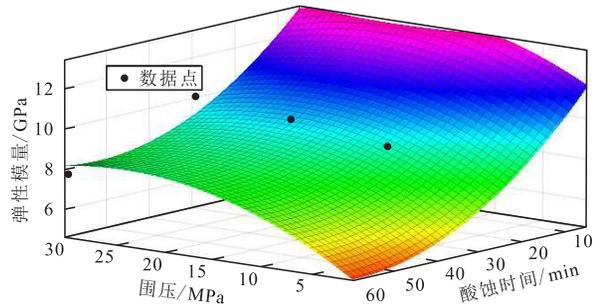


图5 弹性模量与酸蚀时间、围压的拟合图

Fig.5 Fitting diagram of elastic modulus with etching time and confining pressure

和60%,泊松比增加了25%,由此可知,酸岩反应对岩石力学参数影响显著。

### 1.3 孔渗特征测试结果

#### 1.3.1 酸化前后岩心的孔隙度

采用称重法测量岩心孔隙度变化。具体步骤包括:①酸蚀前将岩心干燥称重。②将岩心分别置于胶凝酸体系中,酸蚀不同时间后取出岩心并干燥。③在空气中称取岩心的初始质量。④将岩心浸泡在饱和盐水(密度为1.43 g/cm<sup>3</sup>)中防止岩心骨架膨胀,称取饱和岩心的质量。⑤计算孔隙度。

由图6可知,整体上看酸蚀后孔隙度呈直线增高,但改变程度不高,因为酸岩反应主要发生在岩心表面,内部孔隙未发生明显变化。

#### 1.3.2 酸化前后岩心渗透率

采用高温高压耐酸驱替设备在室温环境下进行岩心渗透率的测定。将实验结果进行曲面拟合,由图7可知,整体上随着酸蚀时间的延长,渗透率提高。不同围压下渗透率的变化范围不同,随着压力的增大,岩心的渗透率不断下降,且受围压的影响较大。裂缝在不同阶段压力敏感性不同,同一压力下,岩心的渗透率随酸蚀时间的延长,初期快速增长,后期缓慢增长。随着围压的不断增大,酸蚀岩心的渗透率随围压呈现指数式的变化关系,且在后期变化程度不断降低。岩心的渗透率受围压的影

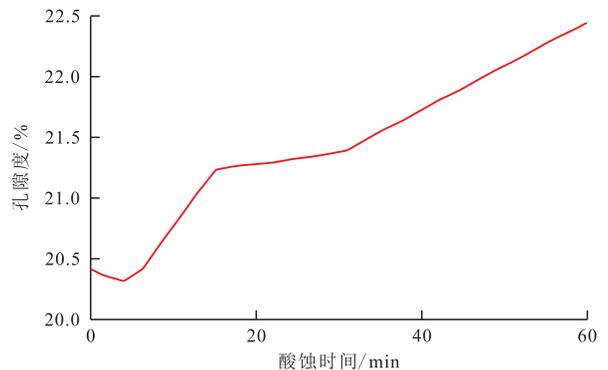


图6 岩心孔隙度随酸蚀时间变化曲线

Fig.6 Core porosity variation with acid etching time

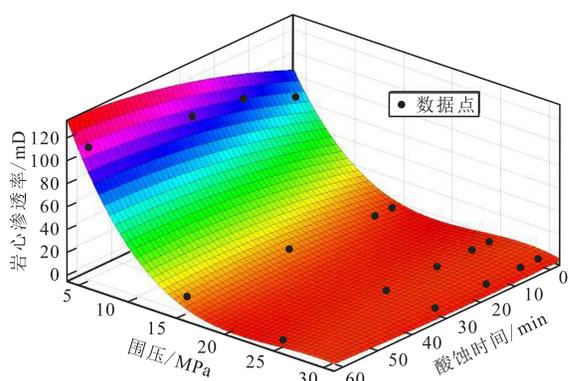


图7 质量分数为15%胶凝酸酸蚀岩心渗透率变化拟合面  
Fig.7 Fitting surface of permeability change of core etched by 15% mass fraction of gelled acid

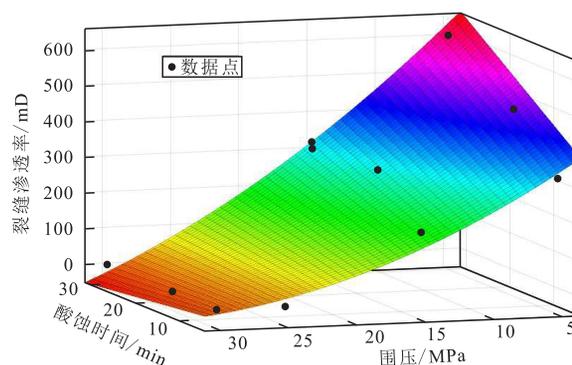


图9 质量分数为15%胶凝酸酸蚀裂缝渗透率变化拟合面  
Fig.9 Fitting surface of permeability change of fracture etched by 15% mass fraction of gelled acid

响程度大于酸蚀时间。

### 1.3.3 酸蚀前后裂缝的渗透率

对比酸蚀前后裂缝形态(图8)发现,巴西劈裂产生的水力裂缝凹凸不平,在酸蚀5 min后裂缝面的部分尖锐凸起变得平滑。裂缝闭合后仍然不完全接触,根据产生的不整合面(蚯蚓孔)可以推断出裂缝的渗透率显著提高。

将酸蚀裂缝渗透率进行曲面拟合,由图9可以



图8 酸蚀前后裂缝形态  
Fig.8 Fracture surfaces before and after acid etching

看出,含裂缝的岩心渗透率比完整岩心的提高2~3个数量级。与岩心渗透率变化相比较,裂缝性岩心渗透率主要考虑裂缝随围压的变化,即裂缝的压力敏感性。裂缝的渗透率受围压的影响大,整体变化程度大,前期变化快之后变化较缓慢。

### 1.4 岩石物性参数拟合公式

基于1.2、1.3相关实验数据拟合岩石物理力学参数与围压、酸蚀时间的表达式(表1)。

## 2 酸压裂缝起裂与扩展模型

### 2.1 基于 Cohesive 单元的水力压裂模拟原理

#### 2.1.1 变形方程

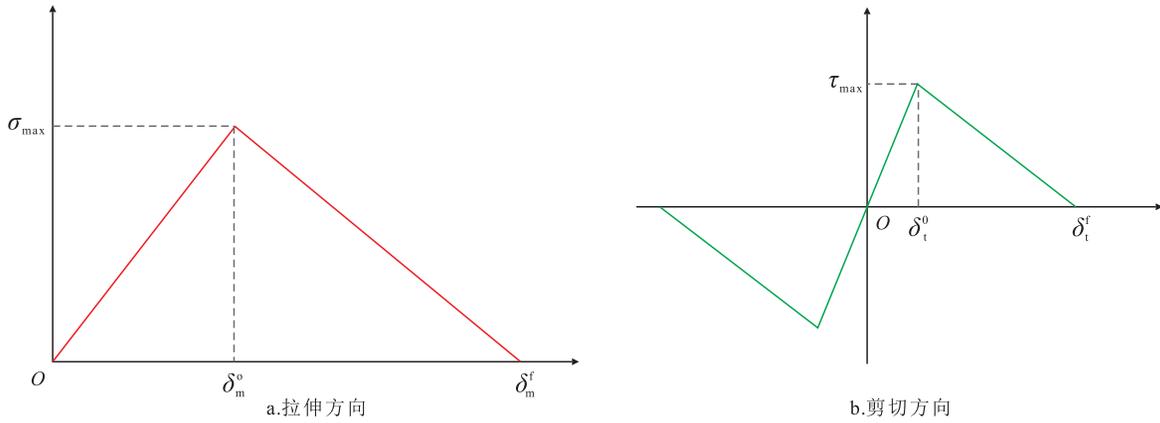
DUGDALE与BARENBLATT先后提出了关于内聚力模型的概念<sup>[23-24]</sup>,之后许多学者在此基础上对内聚力模型进行改进和验证。目前石油界的水力压裂数值模拟中,广泛采用双线性内聚力模型(图10)。在双线性内聚力模型基础上加入岩石物

表1 岩石物理力学参数拟合公式汇总

Table1 Summary of fitting formulas for rock physical and mechanical parameters

参数	拟合公式	拟合优度
抗压强度	$KY = 35 - 3.948p + 14.1T + 1.432p^2 + 0.03227pT - 3.631T^2$	0.985 8
抗拉强度	$KL = 0.0003T^2 - 0.0288T + 2.042 \quad p = 0 \text{ MPa}$	0.961 4
泊松比	$\nu = 0.2329 + 0.02975T - 0.0009194p$	0.962 9
弹性模量	$E = 9.505 - 2.34T + 1.068p + 0.8591T^2 + 0.2893pT - 1.254p^2$	0.901 3
孔隙度	$\phi = 0.0282T^2 + 20.297 \quad p = 0 \text{ MPa}$	0.942 5
基质渗透率	$K_m = 0.1143 + 2.061T - 7.323p - 1.307T^2 - 6.035pT + 22.09p^2 - 0.04378T^3 + 1.7T^2p + 3.709p^2T - 14.06p^3$	0.998 7
裂缝渗透率	$K_f = 171.7 + 38.64T - 209.3p - 43.63pT + 34.73p^2$	0.967 1

注: KY为抗压强度,MPa;p为围压,MPa;T为时间,min;KL为抗拉强度,MPa;ν为泊松比;E为弹性模量,GPa;φ为孔隙度,%;K<sub>m</sub>为基质渗透率,mD;K<sub>f</sub>为裂缝渗透率,mD。



注:  $\sigma_{\max}$ 为法向最大应力, MPa;  $\delta_m^f$ 为单元破坏时的法向开裂位移, m;  $\delta_m^o$ 为 $\sigma_{\max}$ 对应的裂缝面的张开位移, m;  
 $\tau_{\max}$ 为切向最大应力, MPa;  $\delta_t^f$ 为单元破坏时的切向开裂位移, m;  $\delta_t^o$ 为 $\tau_{\max}$ 对应的裂缝面的张开位移, m。

图 10 双线性内聚力模型  
 Fig.10 Bilinear cohesive model

理力学变化方程实现酸压模拟。

O点到点 $\delta_m^o$ 为初始损伤阶段,点 $\delta_m^o$ 到点 $\delta_m^f$ 为损伤演化阶段,岩石变形的本构模型为线弹性关系(广义虎克定律),其表达式为:

$$t = \begin{Bmatrix} t_n \\ t_s \\ t_t \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{nn} & K_{ns} & K_{nt} \\ K_{ns} & K_{ss} & K_{st} \\ K_{nt} & K_{st} & K_{tt} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \varepsilon_n \\ \varepsilon_s \\ \varepsilon_t \end{Bmatrix} = \mathbf{K}_{ij} \varepsilon \quad (1)$$

式中: $t$ 为裂缝单元承受的总应力,MPa; $t_n$ 、 $t_s$ 、 $t_t$ 分别为法向应力、第一切向应力和第二切向应力,MPa; $K_{mn}$ 为刚度矩阵的法向分量; $K_{ns}$ 、 $K_{nt}$ 、 $K_{ss}$ 、 $K_{st}$ 、 $K_{tt}$ 均为刚度矩阵的切向分量; $\varepsilon_n$ 、 $\varepsilon_s$ 、 $\varepsilon_t$ 分别为法向应变、第一切向应变和第二切向应变; $\mathbf{K}_{ij}$ 为裂缝单元在损伤之前的刚度矩阵,表示在 $j$ 处发生单位位移时,在 $i$ 处产生力的大小,MPa; $\varepsilon$ 为Cohesive裂缝单元的总应变。

双线性内聚力模型的曲线分别表示Cohesive单元的法向应力与切向应力,应力表达式如下:

$$\sigma = \begin{cases} \frac{\sigma_{\max}}{\delta_m^o} \delta & \delta \leq \delta_m^o \\ \sigma_{\max} \frac{\delta_m^f - \delta}{\delta_m^f - \delta_m^o} & \delta \geq \delta_m^o \end{cases} \quad (2)$$

$$\tau = \begin{cases} \frac{\tau_{\max}}{\delta_t^o} \delta & \delta \leq \delta_t^o \\ \sigma_{\max} \frac{\delta_t^f - \delta}{\delta_t^f - \delta_t^o} & \delta \geq \delta_t^o \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\sigma$ 为Cohesive单元法向应力,MPa; $\delta$ 为应变; $\tau$ 为Cohesive单元切向应力,MPa。

### 2.1.2 流动方程

在模型中,假设流体是不可压缩的,流动方程的表征基于流体连续性方程。单元内流体的切向流动为压裂液在裂缝内的流动(图11)。在压裂模拟过程

中一般将压裂液作为牛顿流体考虑,则Cohesive单元的切向流动方程和法向流动方程分别为:

$$q = -\frac{d^3}{12\mu} \nabla p \quad (4)$$

$$\begin{cases} q_t = c_t (p_i - p_t) \\ q_b = c_b (p_i - p_b) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $q$ 为切向上的流体流量, $m^3/s$ ;  $d$ 为裂缝的张开宽度, m;  $\nabla p$ 为沿裂缝扩展方向的流体压力梯度, Pa/m;  $\mu$ 为流体的黏度,  $mPa \cdot s$ ;  $q_t$ 和 $q_b$ 分别为流体流入内聚力单元上表面和下表面的流速,  $m^3/s$ ;  $c_t$ 和 $c_b$ 分别为上表面和下表面的滤失系数,  $m/(Pa \cdot s)$ 。

### 2.2 基于Cohesive单元的损伤模型求解

从损伤模型求解流程(图12)可知:①根据实验拟合获得岩心物理力学性质演化公式。②基于ABAQUS平台采用有限元法建立基本的流固耦合模型。使用FORTRAN语言编制关于岩石物理力学参数随酸蚀变化的子程序。③依次顺序求解模型中每个单元的渗流场和应力场。在模型求解过程中,在每一个时间步开始前利用子程序不断改变单元的物理力学参数,并对单元中输入参数进行更新。④根据双线性牵引-分离准则判断单元是否发生破坏。

### 2.3 岩石物理参数损伤模型验证

根据文献[25]岩石力学参数开展室内酸压实验,该物理模拟实验是在含有天然溶洞的碳酸盐岩岩样中注入高压酸液,在真三轴压裂设备停止运行后,观察岩样中的裂缝形态及沟通溶洞效果,以上实验均在室温环境下进行。

为了更好地对比压裂曲线,将压裂时间进行无量纲处理,根据酸压物理模拟实验建立数值模型。由图13可知,由于实际岩石非均质性强,室内

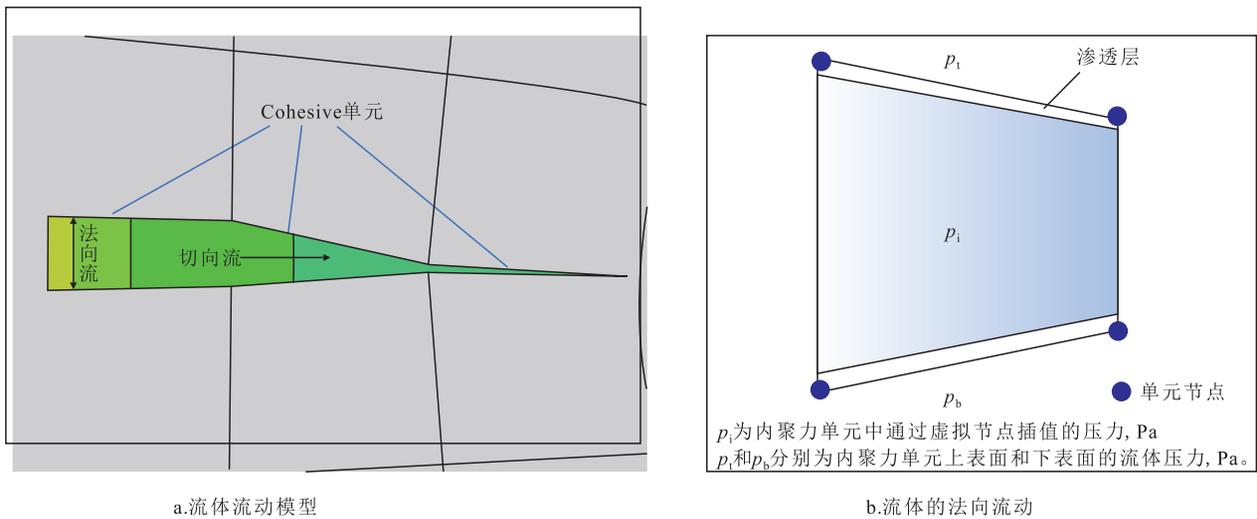


图11 Cohesive单元内流动与渗透示意  
Fig.11 Flow and infiltration in Cohesive element

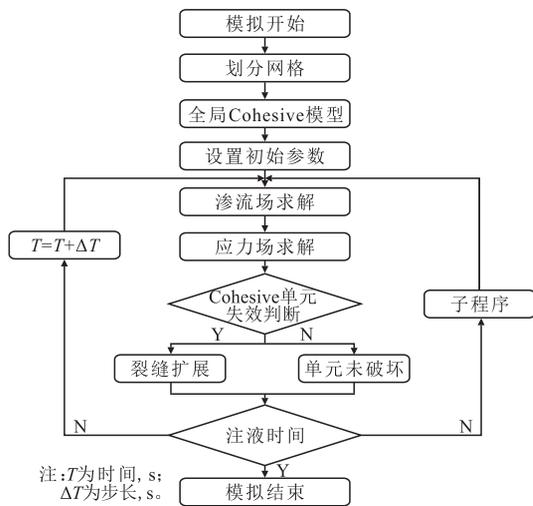


图12 损伤模型求解流程  
Fig.12 Flow chart of damage model solution

物理模拟实验裂缝较数值模拟扩展路径曲折;而室内酸压实验与酸压模拟结果的破裂压力基本一致,误差在2%左右。在酸压过程中,酸蚀作用会降低起裂压力和延伸压力,由于酸液与岩石反应造成岩石力学性质劣化、孔渗能力提高,酸压作用下岩石的破裂压力下降约2 MPa。室内酸压曲线中延伸压力有较大波动,这是由于混凝土材料存在天然缺陷而数值模拟设定岩石为各向同性材料。综上所述,通过与室内实验对比,说明所建立的数值模型可以较好的模拟岩石的劣化过程,实现酸压的模拟。

### 3 酸压裂缝与孔洞交互作用模拟

在孔洞型储层的裂缝扩展研究中,有2种方法处理孔洞。第1种是将孔洞视为不填充任何材料的

空洞,其内壁不承受边界力;第2种是将其视为填充了其他材料的实心孔洞。根据地震勘探数据以及油田现场开采情况,碳酸盐岩储层中的大多数原始孔洞都充满了油、气、水等流体。其力学性能和应力分布与空洞不同,当孔洞充满流体时,孔洞的壁面会受到来自地层流体的压力。由于孔洞的力学性能和应力分布与空洞不同,因此在研究孔洞介质中的裂缝扩展时,应该根据孔洞的填充情况来选择合适的处理方法。将孔洞内部填充体设定为与基质力学性质、孔渗特征不一致的实心圆,根据大尺度真三轴水力压裂室内实验相关参数建立数值模型(表2)。

#### 3.1 孔洞尺度对缝洞交互作用的影响

根据文献[26]已知,1~10 m尺度的孔洞与裂缝之间相互扰动。建立尺寸为50 m×25 m的数值模型,孔洞半径分别设定为1、2、3 m,注液排量为0.05 m<sup>3</sup>/s。

裂缝扩展过程中与水平最大主应力方向上天然孔洞的沟通模式主要分为绕洞、捕获以及贯穿。根据不同孔洞尺度下的裂缝扩展模拟结果(图14)可以看出:当孔洞半径为1 m时,酸压裂缝与水力裂缝扩展模式一致,裂缝扩展至孔洞建立沟通;当孔洞半径为2 m时,水力裂缝从孔洞上方绕过扩展,酸压裂缝在扩展过程中与孔洞沟通;当孔洞半径为3 m时,酸压裂缝与水力裂缝扩展模式一致,酸压裂缝周围的岩石力学性质发生改变,裂缝宽度增加,沟通孔洞。

#### 3.2 注液排量与缝洞交互模式的关系

实际施工过程中,往往通过改变注液排量控制裂缝扩展,塔河油田现场注液排量为6~10 m<sup>3</sup>/min,裂缝半长超过100 m,根据水力压裂相似准则,建立长、宽分别为50、25 m,孔洞半径为2 m的孔洞模型,

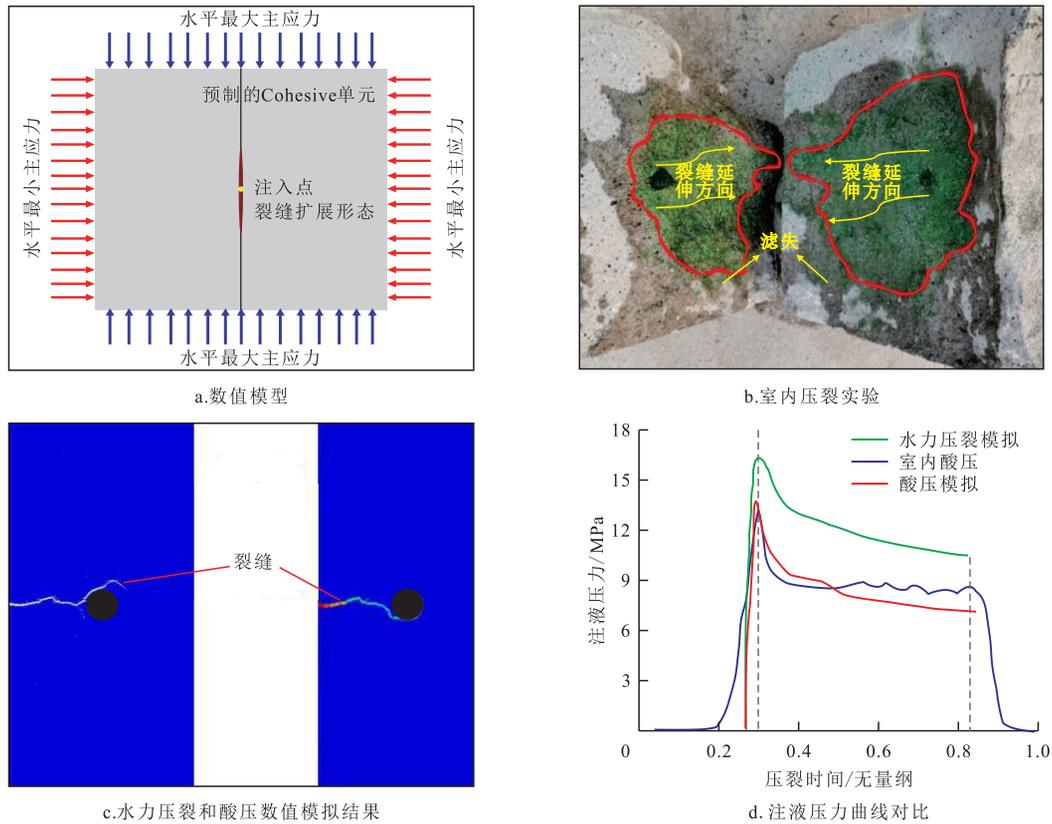


图13 压裂裂缝扩展对比

Fig.13 Comparison of fracture propagation by fracturing

注液排量设定为0.01、0.05、0.1 m<sup>3</sup>/s。

根据不同注液排量下的裂缝扩展模拟结果(图15)可以看出:①水力裂缝在注液排量为0.1 m<sup>3</sup>/s时与孔洞建立联系,而酸压裂缝在0.05 m<sup>3</sup>/s时沟通孔洞,这说明酸压裂缝在孔洞侧向扩展过程中酸岩反应能够改变裂缝扩展附近区域的岩石性质而促进缝洞沟通。②对比裂缝扩展过程中裂缝形态变化,酸

压裂缝比水力裂缝的宽度增加30%~40%,缝长减少1~7 m;在一定程度上说明酸岩反应降低岩石的力学性质造成酸压裂缝的宽度增加。③酸压能够改变缝洞交互行为,促进缝洞沟通。综上所述,酸压可以有效降低缝洞沟通的注液排量,提高缝洞沟通率。

由图16可知:①注液排量为0.01~0.1 m<sup>3</sup>/s时,与水力裂缝相比,提高注液排量对酸压裂缝扩展面

表2 模型初始参数

Table2 Initial parameters of model

参数	弹性模量/GPa	孔隙比	渗透系数/(m/s)	泊松比	抗拉强度/MPa	滤失系数/(m/(Pa·s))	黏度/(Pa·s)	排量/(m <sup>3</sup> /s)
基质	12	0.1	10 <sup>-8</sup>	0.25	2	10 <sup>-14</sup>	0.001	
裂缝	6	0.1	10 <sup>-7</sup>	0.18	1	10 <sup>-13</sup>	0.000 1	0.1/0.05/0.01
孔洞	6	0.1~0.2	10 <sup>-7</sup>	0.18	1	10 <sup>-13</sup>	0.000 1	

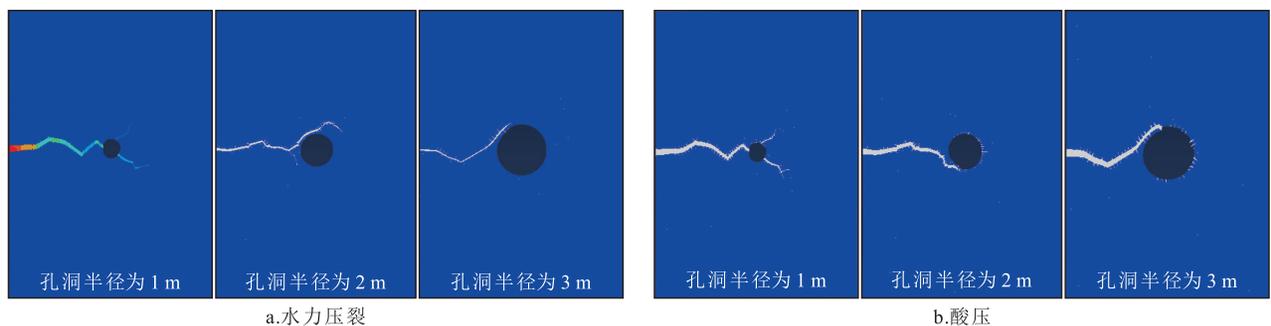


图14 孔洞尺度对裂缝扩展影响对比

Fig.14 Comparison of influence of vug size on fracture propagation

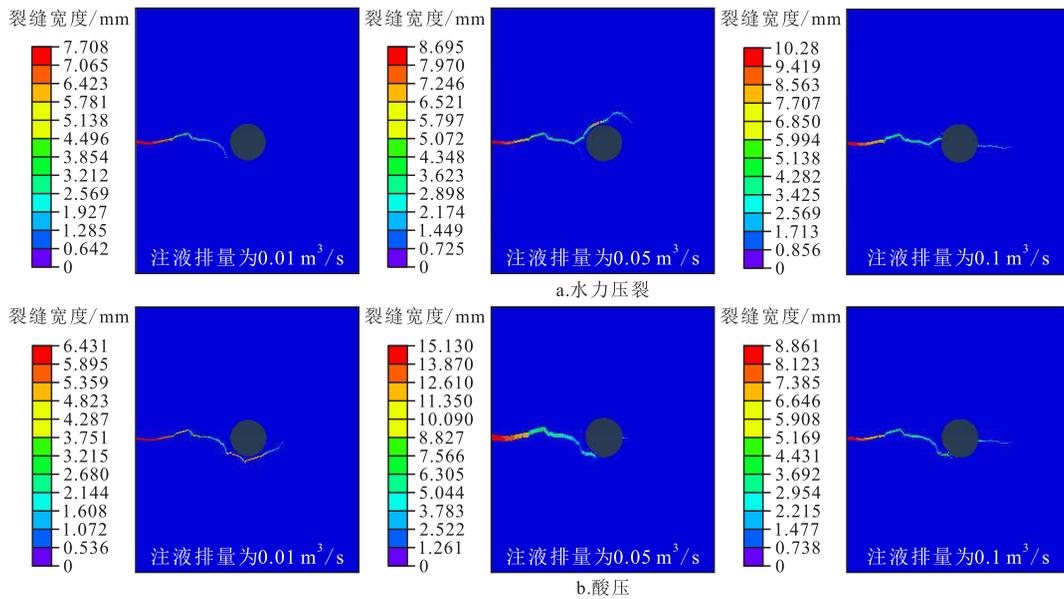


图15 不同注液排量下裂缝扩展路径

Fig.15 Fracture propagation paths at different injection displacements

积的增加更加有效。②注液排量为0~0.057 m³/s时,在相同时间内酸压裂缝扩展面积比水力裂缝扩展面积小,面积差先由0 m²快速增加到2.5 m²,再下降到0 m²。这是由于在低排量酸压过程中裂缝扩展速度慢且酸岩反应造成附近岩石的孔渗能力上升,进而导致裂缝的面积小。③注液排量为0.057~0.10 m³/s时,酸压裂缝的快速扩展造成相同时间内酸蚀区域相对降低。综上所述,低排量时水力裂缝改造面积大,而高排量时酸压裂缝的改造面积大。在现场施工过程中应着重提高孔洞的沟通率,因此建议采用酸压提高缝洞沟通效率。

### 3.3 水平地应力差与缝洞交互模式的关系

为观察地应力状态对孔洞沟通效果的影响,将注液排量固定在0.05 m³/s,孔洞半径设为2 m,水平最小主应力为8 MPa,从左到右水平地应力差取2、5、10 MPa。

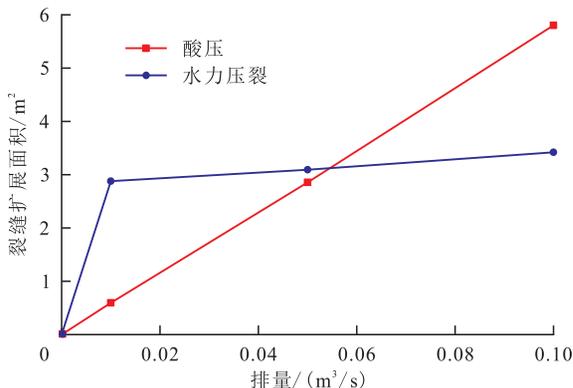


图16 不同注液排量下裂缝扩展面积

Fig.16 Fracture propagation area at different injection displacements

由图17和图18可以看出,提高水平地应力差,裂缝的形态单一,直接贯穿孔洞。当水平地应力差为2 MPa时,水力裂缝从孔洞上部绕过,而酸压裂缝在孔洞侧向由于酸蚀作用沟通孔洞;裂缝在延伸至孔洞附近存在应力屏障,造成泵压上升,阻碍裂缝向孔洞方向延伸沟通。由于模型的边界效应,后期注液曲线达到延伸压力后继续上升。

## 4 结论

(1)质量分数为15%的胶凝酸充分酸蚀碳酸盐岩岩心后,岩样的抗压强度、弹性模量分别下降了42%和60%,泊松比增加了25%,渗透率提高了2个数量级。

(2)孔洞周围存在高应力集中区,人工裂缝很难突破此区域,从而造成止裂或绕洞现象。

(3)在孔洞型储层中,地应力对裂缝扩展路径影响最为显著。水平地应力差超过5 MPa容易导致裂缝单一,酸压裂缝在一定程度上可以提高裂缝扩展的多样性:酸岩反应能够改变人工裂缝的原始扩展路径,有利于裂缝沟通储集体,改善压裂改造效果。

(4)根据现场施工参数与水力压裂相似准则开展不同注液排量下的酸压裂缝扩展分析。当排量小于0.057 m³/s时,裂缝扩展以酸岩反应为主,裂缝周围单元孔渗能力显著提高,导致裂缝扩展面积小;当排量大于0.057 m³/s时,裂缝扩展以力学作用为主,裂缝扩展速度快,酸岩反应作用不明显,裂缝扩展面积增加了1倍。

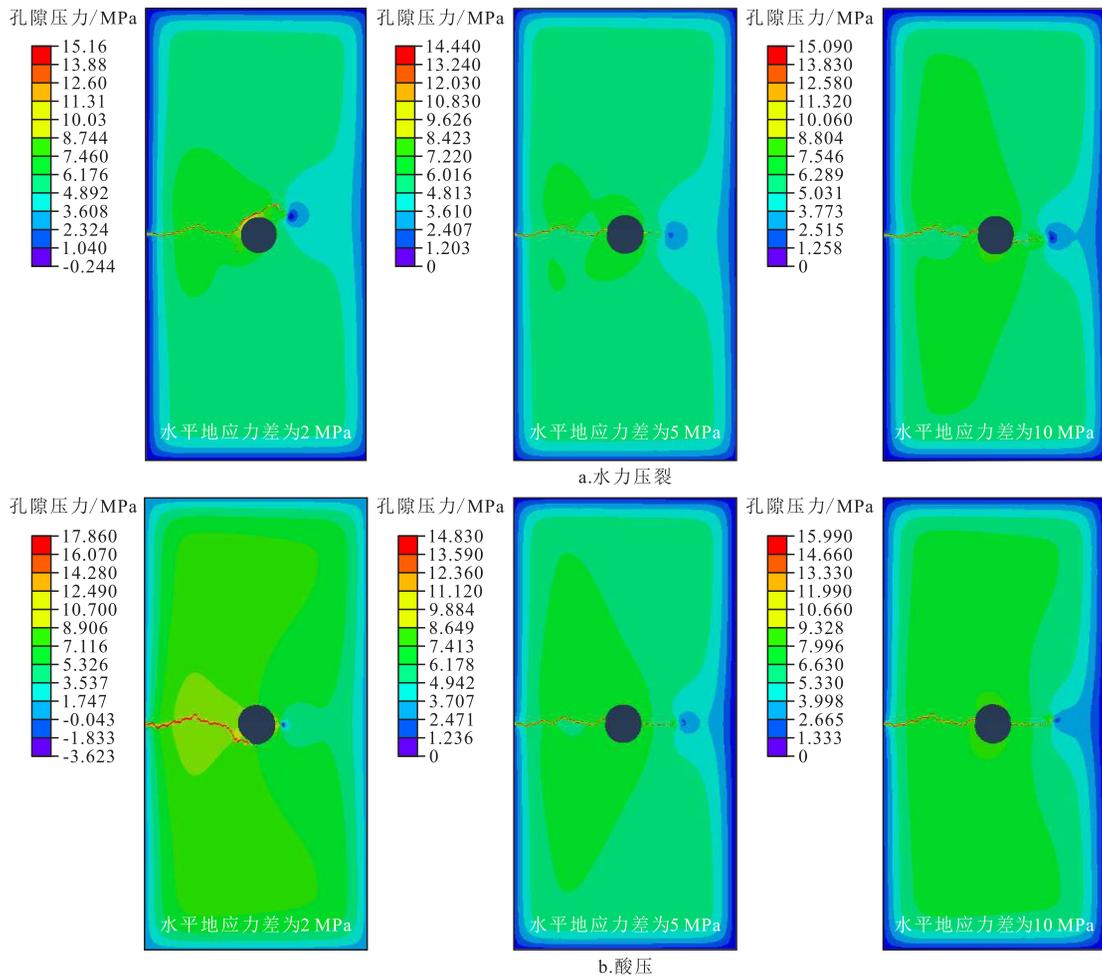


图 17 不同水平地应力差条件下裂缝扩展路径

Fig.17 Fracture propagation paths under different horizontal in-situ stress differences

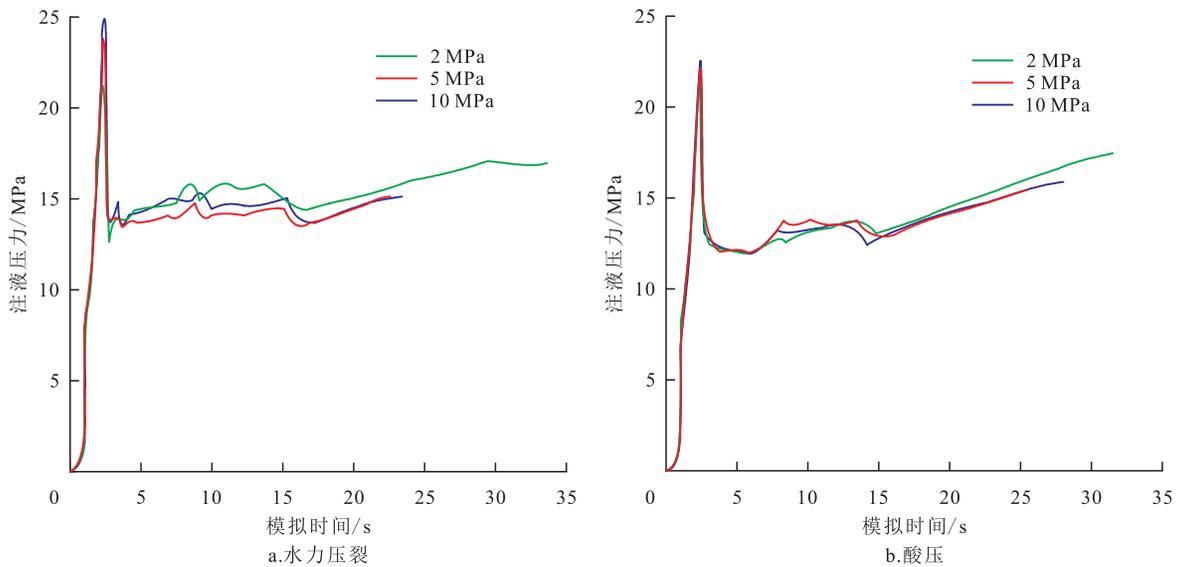


图 18 不同水平地应力差条件下注液压力曲线

Fig.18 Injection pressure curve under different horizontal in-situ stress differences

参考文献

[ 1 ] 张慧, 鞠斌山, 苏英杰. 塔河油田缝洞型油藏氮气驱见效特征及其影响因素 [J]. 中国海上油气, 2020, 32(6): 99-107.  
ZHANG Hui, JU Binshan, SU Yingjie. Responding characteris-

tics and influencing factors of nitrogen drive in fracture-vug reservoirs of Tahe oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 99-107.

[ 2 ] 宋传真, 鲁新便, 侯吉瑞, 等. 塔河油田缝洞型油藏耐高温耐高盐强化泡沫体系研制与性能评价 [J]. 油气地质与采收率,

- 2023, 30(5): 76-83.
- SONG Chuanzhen, LU Xinbian, HOU Jirui, et al. Preparation and performance evaluation of reinforced foam system with high temperature resistance and high salt tolerance in fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(5): 76-83.
- [ 3 ] 王清华, 杨海军, 蔡振忠, 等. 塔里木盆地麦盖提斜坡罗探1井奥陶系断控岩溶新类型油气藏勘探突破及意义 [J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(2): 1-15.
- WANG Qinghua, YANG Haijun, CAI Zhenzhong, et al. Exploration breakthrough and significance of the Ordovician fault controlled karst oil and gas reservoir in Well Luotan I in Maigaiti slope, Tarim Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(2): 1-15.
- [ 4 ] 耿宇迪, 刘礼军, 王立静, 等. 缝洞型油藏一井多靶分段压裂开发效果数值模拟 [J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(6): 711-719.
- GENG Yudi, LIU Lijun, WANG Lijing, et al. Numerical simulation of one-hole multi-target staged fracturing in fractured-vuggy reservoirs [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(6): 711-719.
- [ 5 ] 李长海, 赵伦, 朱强, 等. 酸压技术研究现状及发展趋势 [J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(6): 138-149.
- LI Changhai, ZHAO Lun, ZHU Qiang, et al. Research status and development trend of acid-fracturing technologies [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(6): 138-149.
- [ 6 ] 戴一凡, 侯冰. 碳酸盐岩酸蚀裂缝面粗糙度与导流能力相关性分析 [J]. *断块油气田*, 2023, 30(4): 672-677.
- DAI Yifan, HOU Bing. Correlation analysis between acid-etched fracture surface roughness and fracture conductivity in carbonate reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(4): 672-677.
- [ 7 ] 张文彪, 段太忠, 何治亮, 等. 碳酸盐岩古溶洞层级约束地质建模方法探讨:以塔河油田奥陶系某缝洞单元为例 [J]. *地质科技通报*, 2022, 41(3): 273-281.
- ZHANG Wenbiao, DUAN Taizhong, HE Zhiliang, et al. Hierarchical constraint geological modelling method for carbonate paleokarst caves: a case study of Ordovician fracture-cavern unit in Tahe Oilfield [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2022, 41(3): 273-281.
- [ 8 ] 崔波, 冯浦涌, 姚二冬, 等. 缓速酸段塞注入酸蚀裂缝的刻蚀形态及导流规律——以伊拉克F油田低孔渗碳酸盐岩储层为例 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(4): 74-80.
- CUI Bo, FENG Puyong, YAO Erdong, et al. Etching geometry and conductivity of acid-etched fractures injected with retarded acid slug: Taking low-porosity and low-permeability carbonate reservoir of F Oilfield in Iraq as an example [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(4): 74-80.
- [ 9 ] 蔡振忠, 张辉, 徐珂, 等. 超深层断控碳酸盐岩油藏地质力学建模及其在开发中的应用 [J]. *石油实验地质*, 2024, 46(4): 868-879.
- CAI Zhenzhong, ZHANG Hui, XU Ke, et al. Geomechanics modeling of ultra-deep fault-controlled carbonate reservoirs and its application in development [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(4): 868-879.
- [ 10 ] 任永琳, 王达, 冯浦涌, 等. 碳酸盐岩储层机械转向酸化酸压技术最新研究进展 [J]. *非常规油气*, 2022, 9(5): 1-8.
- REN Yonglin, WANG Da, FENG Puyong, et al. Latest research progress of carbonate formation mechanical diversion stimulation technology [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(5): 1-8.
- [ 11 ] 周健, 陈勉, 金衍, 等. 压裂酸化中近缝区灰岩强度弱化效应试验研究 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2007, 26(1): 206-210.
- ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Experimental study on strength reduction effects of limestone near fracture area during acid fracturing [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2007, 26(1): 206-210.
- [ 12 ] 张文, 梁利喜, 刘向君, 等. 酸作用下碳酸盐岩刻蚀形貌及力学性能研究 [J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(2): 247-255.
- ZHANG Wen, LIANG Lixi, LIU Xiangjun, et al. Etching morphology and mechanical properties of carbonate rocks under acid action [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(2): 247-255.
- [ 13 ] 邓鹏, 杨春和, 郭印同, 等. 川东北碳酸盐岩酸化损伤及力学特性试验研究 [J]. *地下空间与工程学报*, 2019, 15(3): 708-718.
- DENG Peng, YANG Chunhe, GUO Yintong, et al. Experimental study on damage mechanical characteristics of carbonate rock with acid treatments in northeast Sichuan [J]. *Chinese Journal of Underground Space and Engineering*, 2019, 15(3): 708-718.
- [ 14 ] 李春月, 王洋, 邓鹏, 等. 胶凝酸对顺北区块奥陶系碳酸盐岩力学特性的影响 [J]. *新疆石油地质*, 2018, 39(6): 689-695.
- LI Chunyue, WANG Yang, DENG Peng, et al. Influences of gelled acid on mechanical properties of the ordovician carbonate rocks in Block Shunbei, Tahe Oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018, 39(6): 689-695.
- [ 15 ] LIU B, JIN Y, CHEN M. Influence of vugs in fractured-vuggy carbonate reservoirs on hydraulic fracture propagation based on laboratory experiments [J]. *Journal of Structural Geology*, 2019, 124: 143-150.
- [ 16 ] 翁振, 张耀峰, 伍轶鸣, 等. 储层溶洞对水力裂缝扩展路径影响的实验研究 [J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(6): 42-46.
- WENG Zhen, ZHANG Yaofeng, WU Yiming, et al. Experimental study on effects of caves in reservoirs on hydraulic fractures propagation [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(6): 42-46.
- [ 17 ] GOU B, ZHAN L, GUO J, et al. Effect of different types of stimulation fluids on fracture propagation behavior in naturally fractured carbonate rock through CT scan [J]. *Journal of Petro-*

- leum Science and Engineering, 2021, 201: 108529.
- [18] QIAO J, TANG X, HU M, et al. The hydraulic fracturing with multiple influencing factors in carbonate fracture-cavity reservoirs [J]. *Computers and Geotechnics*, 2022, 147: 104773.
- [19] GUO J, LU Q, CHEN H, et al. Quantitative phase field modeling of hydraulic fracture branching in heterogeneous formation under anisotropic in-situ stress [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 56: 455-471.
- [20] WANG Y, ZHANG Z. Fully hydromechanical coupled hydraulic fracture simulation considering state transition of natural fracture [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 190: 107072.
- [21] ZHANG F, DONTSOV E, MACK M. Fully coupled simulation of a hydraulic fracture interacting with natural fractures with a hybrid discrete-continuum method [J]. *International Journal for Numerical Analytical Methods in Geomechanics*, 2017, 41(13): 1 430-1 452.
- [22] 徐勤琪, 张黎, 李斌, 等. 塔河油田下寒武统烃源岩生排烃史差异演化及成藏效应 [J]. *特种油气藏*, 2024, 31(1): 20-30.  
XU Qinqi, ZHANG Li, LI Bin, et al. Differential evolutions of hydrocarbon generation and expulsion history of Lower Cambrian source rocks in Tahe Oilfield and accumulation effects [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(1): 20-30.
- [23] DUGDALE D S. Yielding of steel sheets containing slits [J]. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 1960, 8(2): 100-104.
- [24] BARENBLATT G I. The mathematical theory of equilibrium cracks in brittle fracture [M]. *Advances in Applied Mechanics*, 1962, 7: 55-129.
- [25] 兰建利. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩酸压临界排量 and 裂缝扩展规律研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.  
LAN Jianli. Research on critical displacement and fracture propagation law of acid fracturing in fracture-cave carbonate rock in Tahe Oilfield [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [26] 考佳玮. 深层碳酸盐岩人工裂缝与缝洞体互相作用机理研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.  
KAO Jiawei. Study on the interaction mechanism between artificial fractures and fracture-cavity systems in carbonate formations [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.

编辑 单体珍