

引用格式:路依鑫,齐宁,周顺明,等.灰岩储层多级交替注入酸压酸蚀规律研究[J].油气地质与采收率,2024,31(2):119-127.
LU Yixin, QI Ning, ZHOU Shunming, et al. Acid-etching fracturing law of multi-stage alternating injection in limestone reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 119-127.

灰岩储层多级交替注入酸压酸蚀规律研究

路依鑫¹, 齐宁¹, 周顺明¹, 王转转², 李雪松¹, 苏徐航¹, 王亮亮¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石油青海油田分公司勘探开发研究院, 甘肃 敦煌 736202)

摘要: 中国大部分灰岩储层埋藏深、低孔隙低渗透,受高温、高闭合压力、强非均质性等因素影响,常规盐酸酸压不易对其形成非均匀刻蚀,且改造效果差,影响了该类储层的高效开发。多级交替注入酸压技术可以通过酸液在前置液中多次形成黏性指进的方式来更好地实现裂缝壁面的非均匀刻蚀,但多级交替注入酸压酸蚀规律尚不清晰,注酸级数的界限尚不明确,目前酸压设计多依靠经验方法进行。针对以上问题,在双尺度连续酸化模型的基础上,综合考虑黏度变化与注酸级数的影响,建立了灰岩储层多级交替注入酸压模型。基于多级交替注入酸压模型,将酸岩反应动力学、酸蚀裂缝实验数据、酸蚀数值模拟研究结果相结合,分析了酸液黏度、注酸排量及注酸级数等因素对酸压改造效果的影响,明确了灰岩储层多级交替注入酸压的酸蚀规律与注酸级数界限,通过引入酸液突破体积对现场优化提供依据。研究表明,为改善裂缝壁面的非均匀刻蚀程度,获得酸蚀裂缝的高导流能力,在地层温度为90℃时纯灰岩储层采用盐酸与稠化酸交替注入工艺,在注酸排量为5 m³/min时加入0.4%非离子型聚丙烯酰胺的稠化酸。在此基础上,最佳注酸级数以不超过三级为宜,此时酸液突破体积最小,适用于现场施工。

关键词: 多级酸压;注酸级数;酸蚀裂缝;稠化酸;灰岩

文章编号:1009-9603(2024)02-0119-09

DOI:10.13673/j.pgre.202311032

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Acid-etching fracturing law of multi-stage alternating injection in limestone reservoirs

LU Yixin¹, QI Ning¹, ZHOU Shunming¹, WANG Zhuanzhuan², LI Xuesong¹, SU Xuhang¹, WANG Liangliang¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang City, Gansu Province, 736202, China)

Abstract: The majority of limestone reservoirs in China are characterized by deep burial, low porosity, and low permeability and are influenced by factors such as elevated temperatures, high closure pressures, and strong heterogeneity. Conventional hydrochloric acid fracturing techniques often fail to achieve non-uniform etching on such reservoirs, resulting in poor transformation effects and hindering the efficient development of such reservoirs. The acid fracturing technology of multi-stage alternating injection was used to facilitate non-uniform etching of fracture wall surfaces by iteratively forming viscous fingering in the prepad. However, the law governing the acid-etching fracturing of multi-stage alternating injection remains unclear, and the acid injection stage boundaries are not determined. At present, acid fracturing design typically relies on empirical approaches. To address these gaps, this study built an acid fracturing model of multi-stage alternating injection for limestone reservoirs by considering the influence of viscosity variation and alternating stages based on a two-scale continuous acidification model. Based on the acid fracturing model of multi-

收稿日期:2023-11-15。

作者简介:路依鑫(1998—),男,山东东营人,在读硕士研究生,从事酸化压裂方面的研究。E-mail:864956765@qq.com。

通信作者:齐宁(1980—),男,山东济宁人,教授,博士。E-mail:qining@upc.edu.cn。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“碳酸盐岩复合深度改造优化设计方法及配套技术研究”(2017ZX05030005-002-003),山东省自然科学基金项目“基于蚓孔竞争机制的自转向酸蚀蚀孔描述及动态酸化模拟研究”(ZR201702180073)。

stage alternating injection, the influence of acid viscosity, acid injection rate, and acid injection stages on the acid fracture effects was analyzed by combining the acid rock reaction kinetics, acid-etched fracture experimental data, and numerical simulation results. The acid-etching law of multi-stage alternating injection in limestone reservoirs and the acid injection stage boundaries were determined, and the breakthrough volume of acid fluid was introduced to provide the basis for site optimization. The findings suggest that to enhance the non-uniform etching of fracture wall surfaces and obtain high conductivity of acid-etching fractures, an alternating injection process involving hydrochloric acid and thickened acid should be adopted for pure limestone reservoirs at a formation temperature of 90 °C. 0.4% HPAM-thickened acid should be added when the acid injection rate is 5 m³/min, with an optimal acid injection stage of no more than three. At this time, the breakthrough volume of acid fluid is the smallest, which is suitable for on-site construction.

Key words: multi-stage acid fracturing; acid injection stage; acid-etched fracture; thickened acid; limestone

中国大部分灰岩储层埋藏深、低孔隙低渗透,具有高温、高闭合压力、强非均质性等特点^[1-11],常规盐酸酸压已难以满足该类储层高效开发的需求。近年来,中外学者在前置液酸压、多级交替注入酸压等方面进行了研究和现场试验^[12-17]。曾庆辉等将高黏冻胶压裂液和胶凝酸分多级交替注入地层,通过优化顶替液和段塞酸的用量来实现酸液对裂缝壁面的非均匀刻蚀^[18]。FRANCO等优化了酸蚀裂缝的长度和注入时间来优化现场施工设计^[19]。但目前多级交替注入酸压领域的研究很少涉及注酸级数、注酸排量等工艺参数对裂缝壁面非均匀刻蚀程度的影响机理,多以经验方法进行酸压设计,尤其缺少对多级交替注入酸压注酸级数界限的精准评价方法。现有的实验室物理模拟可观察酸蚀前后裂缝壁面的变化,但无法对壁面变化进行实时观测;而酸压数值模拟能模拟不同矿物组成的碳酸盐岩储层的酸压过程,能实时地刻画裂缝表面的酸蚀过程,从而研究酸蚀裂缝的非均匀刻蚀机理并优化酸压施工参数。

针对上述难题,结合物理模拟和数值模拟方法建立了灰岩储层多级交替注入酸压模型,通过酸蚀裂缝实验,模拟了不同酸液黏度、注酸排量及注酸级数下灰岩壁面酸蚀过程,分析灰岩储层多级交替注入酸压酸蚀规律。将旋转岩盘实验获取的动力学参数与酸压模型相结合,对不同级数交替注酸进行数值模拟,研究灰岩储层的最佳注酸级数界限,以期为灰岩储层酸化压裂方案的设计与优化提供理论依据。

1 物理模拟实验

1.1 实验目的

通过酸蚀裂缝实验,评价不同酸液黏度、注酸排量及注酸级数影响下的酸蚀裂缝壁面非均匀刻

蚀程度。使用激光扫描仪获取裂缝壁面酸化前后三维形态的点云数据^[20],通过 Geomagic Studio 软件处理点云数据,获得裂缝壁面酸蚀前后高程差,得到非均匀刻蚀程度,依据非均匀刻蚀程度确定最佳的交替注酸级数。使用旋转岩盘仪进行灰岩酸岩反应动力学实验,得到灰岩的酸岩反应速率,为数值模拟提供所需参数。

1.2 实验设备和材料

实验仪器包括多功能酸液流动驱替实验装置、SYF-3 型酸岩反应旋转岩盘仪、手持式激光三维扫描仪、恒温水浴锅、BSA423S 精密电子天平、电热恒温干燥箱。

实验岩样为来自四川隆昌的露头岩心,加工标准为 $\Phi 2.50 \text{ cm} \times 5.00 \text{ cm}$,将岩心从中间纵向线切割。全岩分析显示方解石平均含量为 89.25%,气测孔隙度为 0.049% ~ 0.118%,气测渗透率为 0.32 ~ 0.90 mD。

实验材料包括:质量分数为 36% 的盐酸,分析纯;相对分子质量为 500×10^4 的非离子型聚丙烯酰胺(HPAM);去离子水,实验室制备。

1.3 实验结果与讨论

1.3.1 酸蚀裂缝实验

评价方法 对于岩心竖直缝两侧的同壁面,导出所有反应前后同一部位的表面高程变化值,其绝对值即为酸液刻蚀深度。该绝对值的平均值越大,则酸液刻蚀越显著;该绝对值的方差越大,则酸液刻蚀的非均匀程度越强,刻蚀深度方差公式为:

$$S^2 = \sum_i \frac{(x_i - \bar{x})^2}{z} \quad (1)$$

排量转换 为了使实验室条件与现场施工环境相吻合,基于酸液流速参数相似性准则,将矿场试验时裂缝端面排量转换为等效的实验室模拟排量,转换公式为:

$$q_1 A_2 = 2q_2 A_1 \quad (2)$$

对于中深层灰岩储层,假设地层裂缝高度为30 m,裂缝宽度为0.02 m;实验室裂缝高度为0.025 m,裂缝宽度为0.02 m。实际注酸排量分别为4,5,6,7 m³/min;实验室注酸排量分别为17,21,25,29 mL/min。

不同浓度稠化剂对酸压刻蚀的影响 室内实验温度为90 °C,酸液选择质量分数为15%的盐酸和15%盐酸中加入不同质量分数的稠化酸(0.2%,0.4%HPAM)。通过分析裂缝壁面在不同注入条件下的酸蚀情况,优选出最佳的酸液黏度与注酸排量。设计不同级数的交替注入实验,确保每级酸液消耗量相同的情况下,进行注入工艺的优化,研究不同施工参数下的裂缝壁面非均匀刻蚀程度的影响规律。

目前现场施工常采用在盐酸中加入质量分数为0.2%和0.4%HPAM的稠化酸,稠化剂的加量会影响酸液的流变性,进而影响酸压非均匀刻蚀程度。室内实验选用100 mL质量分数为15%的盐酸和100 mL不同稠化剂(质量分数分别为0.2%,0.4%,0.6%,0.8%)的质量分数为15%稠化酸组合体系交替注入岩心,对应黏度分别为8.75,10,12.5,15 mPa·s,实验结束后观察岩心刻蚀形态,评价不同浓度稠化剂对酸压刻蚀的影响,实验结果如图1所示。

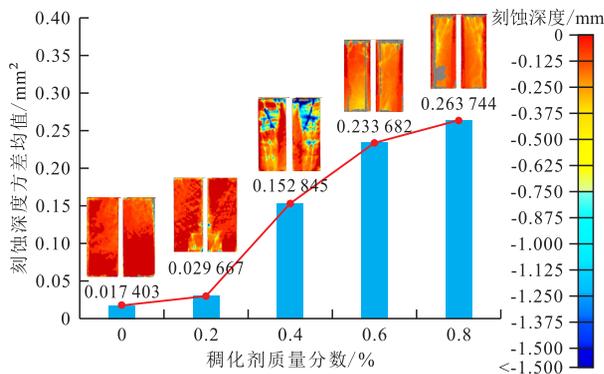


图1 不同稠化剂质量分数下的刻蚀深度方差均值
Fig.1 Mean variances of etching depths at different concentrations of thickeners

不同黏度稠化剂和盐酸单级交替注入的刻蚀深度方差均值均大于常规盐酸酸压,对于致密灰岩,常规盐酸酸压表面易形成均匀刻蚀,交替注入酸压效果明显优于常规盐酸酸压。随着稠化剂浓度的增加,裂缝壁面非均匀刻蚀程度增加,加入0.4%HPAM体系的非均匀刻蚀程度明显优于0.2%HPAM体系。这表明在适量的范围内,随着酸液的黏度增加,酸液向岩石表面的传递速率变快,岩心的酸蚀量降低,促使酸岩反应速率减缓,由于2种酸

液之间的黏度差,盐酸在稠化酸中形成了黏性指进作用进而增强了酸液对裂缝壁面的非均匀刻蚀,因此优选质量分数为0.4%的稠化剂作为后面体系酸液配方。

不同注酸排量对酸压刻蚀的影响 注酸排量是裂缝壁面非均匀刻蚀程度的主要影响因素,因此在室内条件下对注酸排量进行优化,为现场施工提供借鉴和指导。将现场常用注酸排量转换为实验室注酸排量,选用盐酸(质量分数为15%,100 mL)+稠化酸组合体系(15%盐酸+0.4%HPAM,100 mL)单级交替注入,评价不同注酸排量对酸压刻蚀的影响,实验结果如图2所示。

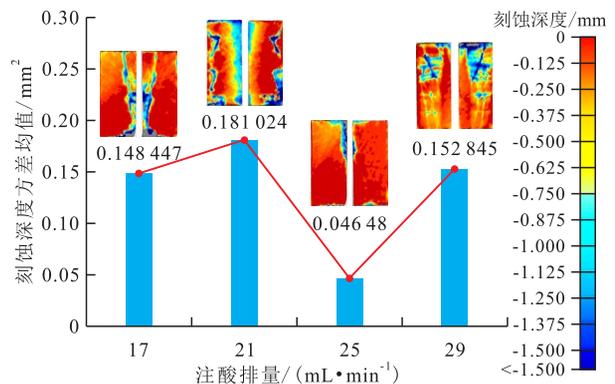


图2 不同注酸排量刻蚀深度方差均值
Fig.2 Comparison of etching depth variances for different acid injection rates

结果表明,注酸排量为21 mL/min时刻蚀深度方差达到最高值,裂缝壁面出现明显的深色刻蚀沟槽,之后随着注酸排量的增加,刻蚀深度方差反而出现下降的趋势;这是由于注酸排量越大会减少酸液与裂缝壁面的接触时间,进而减少酸液与表面的反应时间,降低氢离子的传质速度,导致表面出现较均匀的溶蚀,但并非排量越大刻蚀程度越好,而是存在一个最佳的注酸排量。针对现场常用的4种注酸排量,现场注酸排量为5 m³/min(实验注酸排量为21 mL/min)时,刻蚀深度方差达到最大值,此时酸液刻蚀的非均匀效果最好,因此优选21 mL/min作为后面研究体系的注酸排量。

不同注酸级数对酸压刻蚀的影响 酸液在前置液中多次形成黏性指进会更好实现裂缝壁面的非均匀刻蚀,选用盐酸(质量分数为15%,100 mL)+稠化酸组合体系(15%盐酸+0.4%HPAM,100 mL)交替注入,注酸排量为21 mL/min,评价不同注酸级数对酸压刻蚀的影响,实验结果如图3所示。

与单级交替注入相比,二级注入刻蚀深度方差变大,非均匀刻蚀程度提高;三级注入时非均匀刻

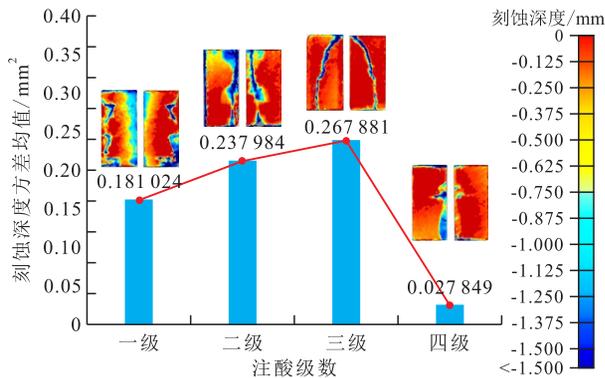


图3 不同注酸级数刻蚀深度方差均值
Fig.3 Comparison of etching depth variances for different acid injection stages

蚀程度最好,深色刻蚀沟槽更多,这是由于盐酸在稠化酸中形成多次的黏性指进作用,更好地对裂缝壁面进行非均匀刻蚀,且由于稠化酸的酸岩反应速率低于盐酸,能够延伸在岩石表面的反应距离,更好地实现对裂缝的深穿透;采用四级注入时,多为浅色刻蚀沟槽,此时方差最小,更倾向于均匀刻蚀,原因可能是高闭合压力导致闭合时支撑处的岩石破裂,岩屑堵塞了裂缝间的流动通道。研究表明灰岩储层存在最佳注酸级数界限,注酸级数超过此界限,不但工艺更加复杂、成本更高,实施难度更大,储层改造效果也会变差。最终优选出注酸级数为三级,这也是通过酸压物理模拟实验得出的灰岩储层的最佳注酸级数界限。

1.3.2 酸岩反应动力学实验

当酸岩反应为表面控制模式时,酸岩反应速率的计算方程为^[21]:

$$J = k \cdot C_s^n \quad (3)$$

一般采用微分法求反应速率与反应级数,将(3)式取对数^[21],得到:

$$\lg J = \lg k + n \cdot \lg C_s \quad (4)$$

实验测出反应速率和酸液浓度数据,作图,直线斜率即为反应级数 n ,截距为 $\lg k$,这样就可以利用直线回归求解出 k 和 n 的值^[22]。

反应速率控制阶段 要获得2种酸液与灰岩的酸岩反应速率、反应级数,必须保证实验时的酸岩反应速率是由酸液与岩石的表面反应所控制,应该首先判断酸岩反应的控制阶段。将实验温度控制在 90°C ,改变转速,通过测定反应中岩心的质量差求得盐酸、稠化酸与灰岩反应达到表面反应速率控制阶段时的转速。

由图4可知,当转速小于 700 r/min 时,酸岩反应速率随着转速的增加而增加,此时反应阶段由传质速度所控制;当转速大于 700 r/min 时,转速增大时

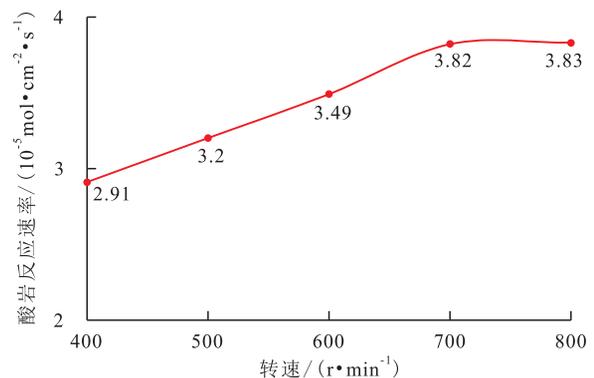
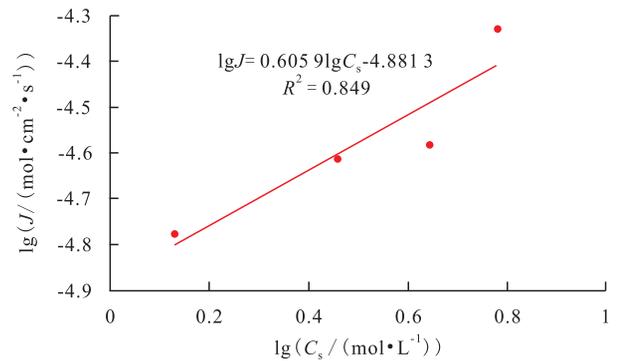


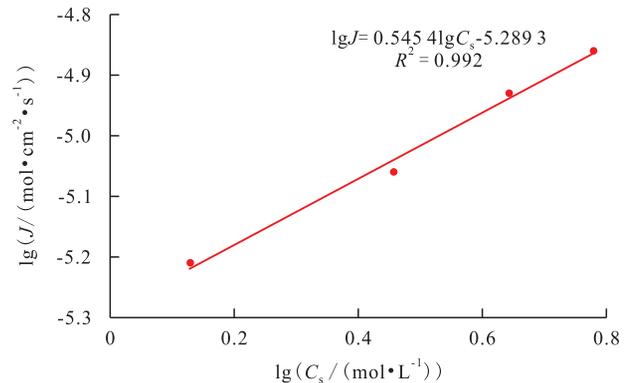
图4 90 °C时盐酸与灰岩的反应速率随转速的变化
Fig.4 Variation of reaction rate with rotational speed of hydrochloric acid and limestones at 90 °C

酸岩反应速率基本保持不变,传质速度不再影响反应速率,此时反应由表面反应速率控制。由于稠化酸的酸岩反应速率小于盐酸,所以盐酸与灰岩达到表面反应速率控制阶段时的转速分析结果同样适用于稠化酸的酸岩反应动力学实验。

参数确定 使用5%,10%,15%,20%的酸液与灰岩岩心进行实验,通过计算反应前后质量差,线性回归结果求解得到盐酸与灰岩的反应级数 $n=0.6059$, 90°C 时酸岩反应动力学方程为 $J=1.31 \times 10^{-5} C_s^{0.6059}$ (图 5a);稠化酸与灰岩的反应级数 $n=$



a—90 °C时盐酸与灰岩的反应速率随酸液浓度的变化



b—90 °C时稠化酸与灰岩的反应速率随酸液浓度的变化

图5 盐酸与稠化酸动态酸岩反应速率求取结果

Fig.5 Dynamic acid-rock reaction rate of hydrochloric acid and thickened acid

0.545 4, 90 °C时酸岩反应动力学方程为 $J=5.14 \times 10^{-6} C_s^{0.545 4}$ (图 5b)。

2 数值模拟研究

2.1 模型设计

PANGA 等曾提出多孔介质反应中的双尺度连续酸化模型^[23],该模型通过将微观孔隙尺度与宏观达西尺度变量耦合起来,是目前碳酸盐岩酸化酸压领域应用最广泛的数值模型^[24],具有易于收敛、准确度高的优点^[25]。

本研究将以该模型为基础,通过在基质岩块中间设置酸液流动边界以模拟酸压中的人工裂缝,进行多级交替注入酸压数值模拟。

数值模拟所用参数见表 1。

表 1 数值模拟所用参数
Table1 Parameters used for numerical simulation

参数	数值
基质岩块长度/m	0.1
基质岩块宽度/m	0.05
孔隙结构常量	0.5
极限舍伍德数	3.66
环境压力/MPa	3
横向孔隙结构系数	0.5
纵向孔隙结构系数	0.1
初始孔隙度/%	1.16
孔隙度上限/%	99.99
孔隙度下限/%	0.01
初始渗透率/mD	1.58×10^{-2}
基质岩块密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	2.68
平均孔隙半径/m	1×10^{-7}
基质岩块初始比面/($\text{m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	0.5
氢离子扩散系数/($\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	3×10^{-9}
酸液密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	1.07
氢离子初始浓度/($\text{mol} \cdot \text{L}^{-1}$)	4.397
酸液溶蚀能力/($\text{g} \cdot \text{mol}^{-1}$)	50
稠化酸黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	10
盐酸黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	4.10
稠化酸表面反应速率常数/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	5.14×10^{-6}
盐酸表面反应速率常数/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	1.31×10^{-5}

除了对比酸压后孔隙度场的变化外,还采用酸液突破时所消耗的酸液体积与岩心孔隙体积之比——孔隙突破体积(PV_{BT})来定量表征酸蚀效果。若其值较小即代表在酸液消耗较少的情况下取得

较好的酸蚀效果,孔隙突破体积为^[24]:

$$PV_{BT} = \frac{t_b u_0}{\phi_0 L} \quad (5)$$

2.2 多级交替注入与单级交替注入对比

常规盐酸的酸压结果见图 6a,酸液突破时间为 122.810 s,可求出对应的孔隙突破体积为 35.996;盐酸和稠化酸的单级交替注入酸压结果见图 6b,酸液突破时间为 68.793 s,对应的孔隙突破体积为 20.163。

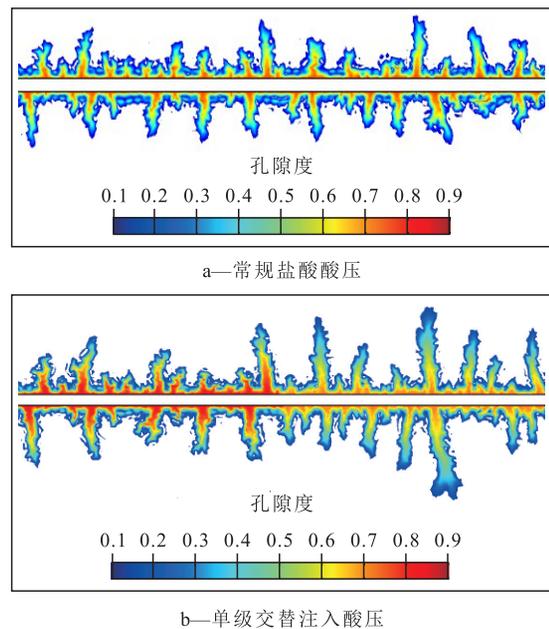


图 6 常规盐酸酸压与单级交替注入酸压对比
Fig.6 Comparison of conventional hydrochloric acid fracturing and single-stage alternating injection

由数值模拟结果可知,相比于常规盐酸酸压,盐酸和稠化酸单级交替注入后,裂缝壁面刻蚀程度明显优于常规盐酸酸压,减少了孔隙突破体积。由于两种不同黏度酸液形成黏性指进作用,实现了酸液对储层的深穿透来更好地实现裂缝壁面非均匀刻蚀。结合物理模拟实验可知,多级交替注入酸压增加了裂缝壁面的非均匀刻蚀程度,同时减少了酸液消耗量。对于灰岩储层,适当选用交替注入的方式可以提高裂缝壁面的非均匀刻蚀程度,更好地改善酸化效果。

2.3 单级交替注入不同排量条件对比

分别以 17, 21, 25, 29 mL/min 的注酸排量单级交替注入盐酸和稠化酸(图 7)。

酸蚀形态很大程度上受酸液流速的影响。在 17 mL/min 的注酸排量单级交替注入条件下,酸蚀裂缝的非均匀刻蚀程度弱于其余各组,注酸排量分别为 21, 25, 29 mL/min 时刻蚀效果变化不大。随排量增加,孔隙突破体积先减小后趋于平缓。由实验

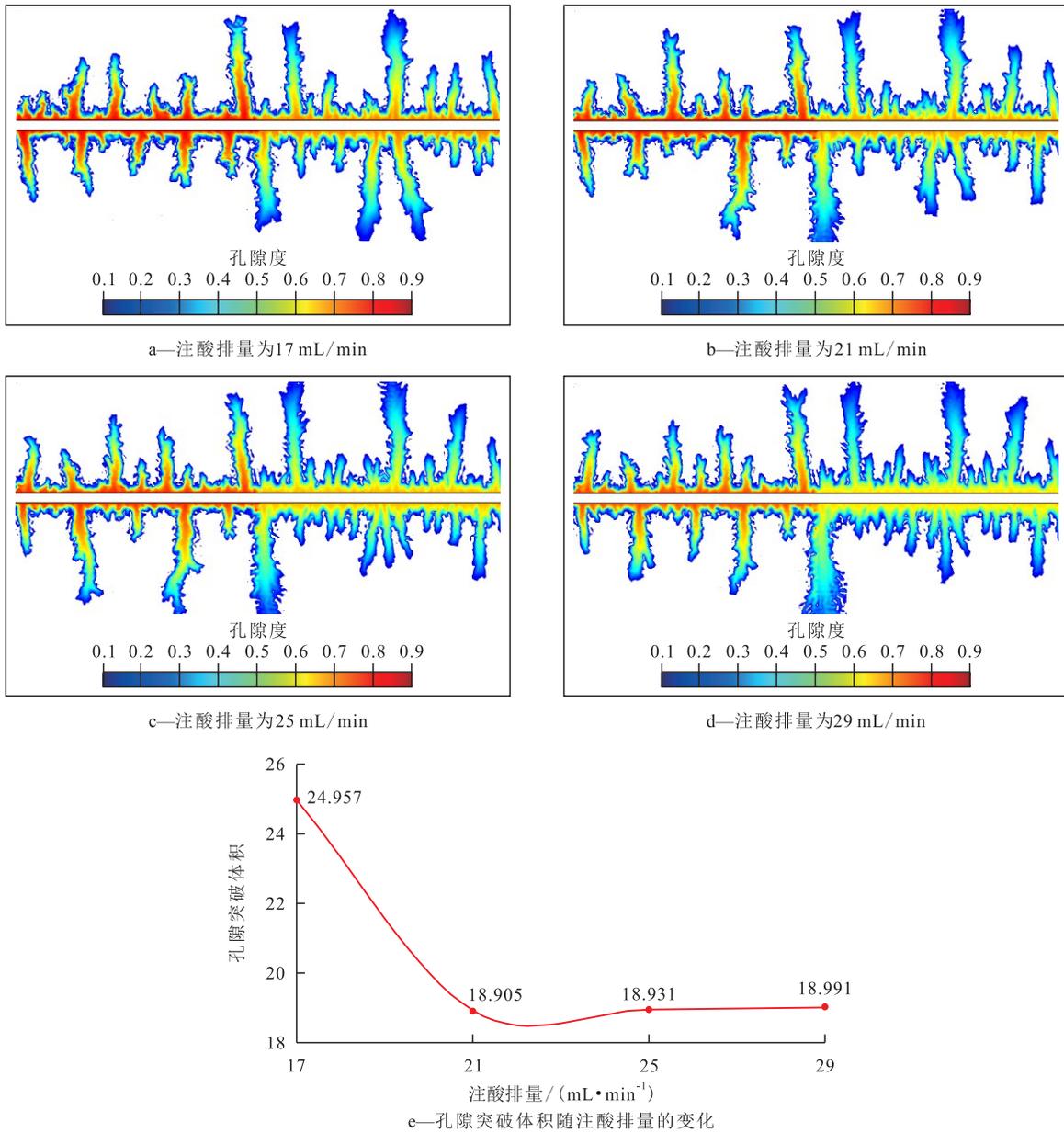


图7 孔隙突破体积与注酸排量的关系

Fig.7 Relationship between pore breakthrough volumes and acid injection rates

可知注酸排量为 21 mL/min 时刻蚀非均匀程度高；由数值模拟结果可知 21 mL/min 时孔隙突破体积最小，酸液消耗量小。为了降低酸压成本，考虑现场施工等因素，优选出最佳注酸排量为 21 mL/min，即现场注酸排量为 5 m³/min，此时不仅非均匀程度高而且酸液消耗量少。

2.4 不同注酸级数对比

改变交替注酸级数，开展不同级数的酸压数值模拟，在室内实验注酸排量为 21 mL/min 时交替注入盐酸和稠化酸(图 8)。

开始时孔隙突破体积与注酸级数呈负相关，而后呈现为正相关关系，原因是通过先注入稠化酸在裂缝壁面形成局部溶蚀，再注入盐酸，盐酸黏度低

而导致氢离子传质速率增加，从而在局部溶蚀裂缝中形成更复杂的沟槽。当注酸级数为三级时，孔隙突破体积最小，此时实现岩心突破所耗费的酸液总量最少。结合物理模拟实验结果，在其他工艺参数趋于最优且施工条件允许时，三级注入时酸蚀裂缝的非均匀刻蚀效果最理想且酸液消耗量最少，因此得出低孔隙度致密灰岩储层最佳注酸级数界限为三级。

3 结论

(1) 相比于常规盐酸酸压，在实验室温度为 90 °C 的条件下，纯灰岩储层采用盐酸+稠化酸(加入

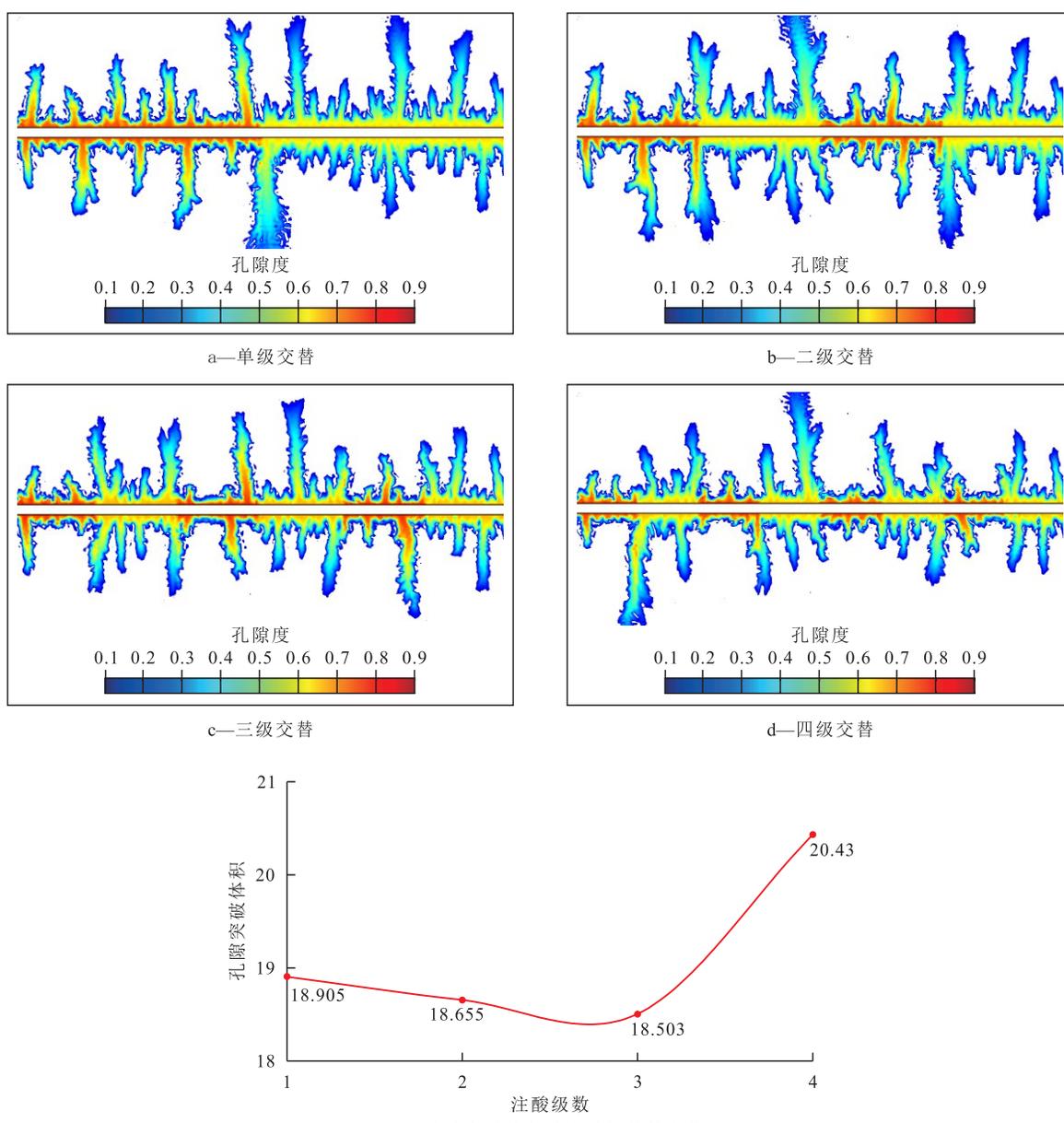


图8 孔隙突破体积与注酸级数关系曲线

Fig.8 Relationship between pore breakthrough volumes and stages

0.4%HPAM)组合交替注入能增加酸液的有效作用距离,提高酸液刻蚀的非均匀程度。为发挥盐酸与稠化酸间黏性的指进效应,应当适当增加稠化酸的稠化剂用量,选用高黏度稠化酸,以提高非均匀酸蚀改造效果。

(2)在实验室温度为90℃条件下,实验注酸排量为21 mL/min(现场注酸排量为5 m³/min)时,刻蚀深度方差最大,孔隙突破体积最小,裂缝壁面非均匀刻蚀程度最好。

(3)注酸组合与排量不变时,改变注酸级数,发现灰岩储层存在最佳注酸级数界限。对于致密灰岩储层,最佳注酸级数以不超过三级为宜。

符号解释

- A_1 —— 实际裂缝端面面积, m²;
- A_2 —— 模拟裂缝端面面积, m²;
- C_s —— 岩石表面酸的浓度, mol/L;
- i —— 样本点的数量, $i=1, 2, \dots, z$;
- J —— 酸岩反应速率, mol/(cm²·s);
- k —— 反应速度常数;
- L —— 基质岩块长度, m;
- n —— 反应级数;
- PV_{BT} —— 孔隙突破体积;
- q_1 —— 现场注酸排量, m³/min;
- q_2 —— 实验注酸排量, mL/min;
- S^2 —— 刻蚀深度方差, mm²;
- t_b —— 酸液突破时间, s;

x —— 所有样本点高程平均值, mm;
 u_0 —— 酸液流速, mm/s;
 x_i —— 第 i 个样本点高程, mm;
 z —— 样本点总量;
 ϕ_0 —— 初始孔隙度, %。

参考文献

- [1] 尚墨翰, 赵向原, 曾大乾, 等. 深层海相碳酸盐岩储层非均质性研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 32-49.
 SHANG Mohan, ZHAO Xiangyuan, ZENG Daqian, et al. Research progress on heterogeneity of deep marine carbonate reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 32-49.
- [2] 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.
- [3] 齐宁, 李柏杨, 方明君, 等. 基于碳酸盐岩酸化溶蚀形态的酸液最优注入速度界限[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2017, 41(5): 117-122.
 QI Ning, LI Baiyang, FANG Mingjun, et al. Injection rate optimization for acidizing process of carbonate rocks based on dissolution morphology [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2017, 41(5): 117-122.
- [4] 周林波, 刘红磊, 李丹, 等. 碳酸盐岩油藏高温超深井高导流自支撑酸化压裂技术[J]. 特种油气藏, 2022, 29(3): 144-149.
 ZHOU Linbo, LIU Honglei, LI Dan, et al. Acid fracturing technology for high-conductivity unproped fractures in ultra-deep wells with high temperature in carbonate reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(3): 144-149.
- [5] 段永贤, 宋金鹏, 郇志鹏, 等. 塔北、塔中奥陶系碳酸盐岩异常高压形成、保存与分布[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(4): 421-428.
 DUAN Yongxian, SONG Jinpeng, HUAN Zhipeng, et al. Formation, preservation and distribution of abnormally high pressure in Ordovician carbonate rocks in northern and central Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(4): 421-428.
- [6] 韩月卿, 李双建, 韩文彪, 等. 川东南地区中二叠统茅口组灰泥灰岩储层孔隙特征[J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 666-676.
 HAN Yueqing, LI Shuangjian, HAN Wenbiao, et al. Pore characteristics of marl reservoir in Maokou Formation of Middle Permian, southeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(4): 666-676.
- [7] 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.
- [8] 雷群, 翁定为, 才博, 等. 中国石油勘探压裂技术进展、关键问题及对策[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 15-27.
 LEI Qun, WENG Dingwei, CAI Bo, et al. Progress, key challenges and countermeasures of reservoir stimulation technology of PetroChina [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 15-27.
- [9] 李颖, 马寒松, 李海涛, 等. 超临界CO₂对碳酸盐岩储层的溶蚀作用研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(3): 288-295, 357.
 LI Ying, MA Hansong, LI Haitao, et al. Dissolution of supercritical CO₂ on carbonate reservoirs [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 288-295, 357.
- [10] 韩如冰, 高严, 张元峰. 基于BP神经网络的分层相控碳酸盐岩储层渗透率预测方法[J]. 中国海上油气, 2024, 36(1): 100-108.
 HAN Rubing, GAO Yan, ZHANG Yuanfeng. Intelligent prediction method for permeability of layered phase controlled carbonate reservoirs based on BP neural network [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(1): 100-108.
- [11] 李峰峰, 叶禹, 余义常, 等. 碳酸盐岩成岩作用研究进展[J]. 地质科技通报, 2023, 42(1): 170-190.
 LI Fengfeng, YE Yu, YU Yichang, et al. Research progress of carbonate rock diagenesis [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 170-190.
- [12] 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 and Gas Field, 2023, 30(4): 672-677.
- [13] 崔波, 冯浦涌, 荣新明, 等. 碳酸盐岩酸液注入段塞组合方式及其协同效应[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(1): 100-107.
 CUI Bo, FENG Puyong, RONG Xinming, et al. Combination mode and its synergistic effect of acid slug injection into carbonate rock [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(1): 100-107.
- [14] 刘建坤, 蒋廷学, 周林波, 等. 碳酸盐岩储层多级交替酸压技术研究[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(1): 104-111.
 LIU Jiankun, JIANG Tingxue, ZHOU Linbo, et al. Multi-stage alternative acid fracturing technique in carbonate reservoirs stimulation [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(1): 104-111.
- [15] 苟申延, 王世彬, 郭凌晓, 等. 交替注入工艺对深层海相碳酸盐岩酸蚀裂缝导流能力的影响研究[J]. 钻采工艺, 2023, 46(2): 94-99.
 GOU Shenyan, WANG Shibin, GUO Lingyao, et al. Influence of alternate injection process on conductivity of acid-etched fractures in deep marine carbonate rocks [J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(2): 94-99.
- [16] PABLO Guizada. A synopsis on completion efficiency for multi stage acid fracturing technology in tight carbonates formations

- [C]. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, SPE 185790 MS, 2017.
- [17] 刘建坤, 蒋廷学, 吴春方, 等. 致密砂岩交替注酸压裂工艺技术[J]. 特种油气藏, 2017, 24(5): 150-155.
- LIU Jiankun, JIANG Tingxue, WU Chunfang, et al. Alternate acid injection fracturing technology for tight sandstone reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(5): 150-155.
- [18] 曾庆辉, 何东博, 朱大伟, 等. 哈法亚油田孔隙性石灰岩储层酸压先导性试验[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(2): 226-232.
- ZENG Qinghui, HE Dongbo, ZHU Dawei, et al. Acid fracturing pilot in the porous limestone reservoirs of Halfaya Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(2): 226-232.
- [19] FRANCO C A, SOLARES J. Optimization of conventional acid jobs and the historical trend leading to multistage acid fracturing stimulation to increase gas-condensate productivity in carbonate reservoirs in Saudi Arabia [C]. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, SPE141339 MS, 2013.
- [20] 潘林. 白云岩储层酸压非均匀刻蚀机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2021.
- PAN Lin. Study on etching mechanism of acid fracturing inhomogeneity in dolomite reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2021.
- [21] 王楠棣, 石阳, 王姗姗, 等. 酸岩表面反应速度常数与反应级数的解析关系[J]. 钻采工艺, 2017, 40(6): 56-59.
- WANG Nandi, SHI Yang, WANG Shanshan, et al. The analytic relation between reaction rate constant and reaction order at acid-rock surface [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(6): 56-59.
- [22] 周少伟, 李小玲, 苏国辉, 等. 碳酸盐岩气藏不同酸液体系酸岩反应动力学实验研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(24): 211-214.
- ZHOU Shaowei, LI Xiaoling, SU Guohui, et al. The research of acid rock reaction kinetics experiment of different acid system for carbonate gas reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(24): 211-214.
- [23] PANGA M, ZIAUDDIN M, BALAKOTAIAH V. Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization [J]. AIChE Journal, 2005, 51(12): 3 231-3 248.
- [24] SU Xuhang, QI Ning, SHI Xiangke, et al. Two-scale continuum model for simulation of acid fracturing in carbonate reservoirs with two main mineral components [J]. AIChE Journal, 2022, 68(8): 17 712.
- [25] 杨潇. 碳酸盐岩储层酸化转向界限研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2022.
- YANG Xiao. Study on threshold of acidification diverting in carbonate reservoirs [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2022.

编辑 刘北羿