

川东北礁滩相碳酸盐岩储层酸化工艺优化

王海波¹, 张琴², 李沁², 刘旭²

(1. 四川省能源地质调查研究所, 成都 500643; 2. 成都理工大学能源学院, 成都 610059)

摘要: 川东北地区的礁滩相碳酸盐岩气藏孔隙度和渗透率差异大, 非均质性强, 储层酸化工艺设计方案针对性不强。利用酸液有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力计算模型, 建立一套酸化效果预测图版和工艺参数优选方法。结合川东北礁滩相碳酸盐岩储层特征, 开展不同类型储层的酸化工艺参数优化设计, 并进行现场实例验证。研究工作不仅对川东北礁滩相碳酸盐岩的高效开发具有指导意义, 也为类似地质条件下的碳酸盐岩储层酸化工艺优化提供了理论和实践参考。

关键词: 川东北; 礁滩相; 碳酸盐岩; 酸化工艺

中图分类号: TE358.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)19-0244-07

川东北地区主要储层特征是碳酸盐岩, 沉积相为礁滩相^[1], 低孔低渗, 裂缝较发育但分布不均, 这些特征使得油气的提取和生产变得更加困难^[2]。川东北飞仙关组储集层岩性主要有缅粒云岩、溶孔云岩和缅粒灰岩, 储层结构有裂缝-孔隙型、裂缝型和孔隙型, 储集空间以孔隙为主, 裂缝起产出通道作用。储集空间主要为次生孔、粒间溶孔、缅模孔、晶间溶孔、粒间溶孔^[3]。

川东北地区海相储层有效厚度大, 且纵向上存在甚强的非均质性, 各类储层共存, 各段渗透率差值大, 岩石物性变化的共同作用导致酸液滤失严重, 使裂缝难以连续延伸^[4], 导致酸化改造效果差异大。

针对川东北地区碳酸盐岩酸化工艺的难点, 利用酸液有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力计算模型, 建立一套酸化效果预测图版和工艺参数优选方法, 同时对酸化设计流程进行优化, 从而最大化提高酸化效果, 提升碳酸盐岩酸化井的产能。

1 不同地区飞仙关组碳酸盐岩储层特征

受各种因素共同影响, 研究区飞仙关组储层平面上及纵向上表现出非均质性的特征。不同储层类型的有效储层划分标准有所不同, 在参考地区经验的基础上, 主要利用测井计算的孔隙度对储层进行分类^[5], 通过川东北地区大量测井资料研究可以得出有效储层下限标准。

川东北地区 I 类储层为研究区内最好储层, 孔隙度大于 12%, 平均基质渗透率大于 10 mD。II 类

储层为研究区内较好储层, 在飞仙关组中比较常见孔隙度为 6%~12%, 平均基质渗透率为 0.1~10 mD。III 类储层为研究区内一般储层, 孔隙度为 2%~6%, 平均基质渗透率为 0.01~0.1 mD。IV 类储层(非有效储层)为非储层, 孔隙度较小(<2%), 岩心分析渗透率低(<0.01 mD)。

图 1^[6]为川东北地区飞仙关组储层各井研究位置, 研究区块主要包括渡口河、七里北、铁山坡。渡口河以 II 类、III 类储层为主, 属于优质储层; 七里北以 II 类、III 类储层为主, 属于中-优质储层; 铁山坡以 I 类、II 类储层为主, 属于优质储层。

川东北地区飞仙关组上部为灰-灰白色、紫红色含膏泥晶白云岩、灰白色硬石膏岩、白云质泥-粉晶灰岩、泥晶白云岩薄互层, 间夹少量缅粒灰岩、亮晶缅粒白云岩、泥灰岩; 下部为灰-褐灰色泥晶灰岩、含泥泥晶灰岩为主, 间夹含介屑泥晶灰岩及泥灰岩条带^[7]。

2 酸化效果评价方法及影响规律

2.1 酸化效果评估及影响因素分析

酸液有效作用距离是当注入裂缝中的酸在裂缝中流动反应^[8], 其受孔隙度、渗透率和酸液排量等多重因素影响, 通过结合 Navier-Stokes(N-S)方程和连续性方程, 构建一个描述酸液在裂缝中传播的物理模型, 接着引入物质平衡式来考虑化学反应对酸液扩散的影响。通过这些理论模型的整合, 可以预测酸液的有效作用距离。酸蚀裂缝长度和导流能力是影响酸

收稿日期: 2024-05-25

作者简介: 王海波(1983—), 男, 辽宁凌源人, 硕士, 项目经理, 研究方向为有机地球化学; 张琴(1999—), 女, 四川广安人, 硕士研究生, 研究方向为碳酸盐岩储层改造; 李沁(1985—), 男, 四川成都人, 博士研究生, 研究方向为碳酸盐岩储层改造; 刘旭(1998—), 男, 四川遂宁人, 博士研究生, 研究方向为碳酸盐岩储层改造。

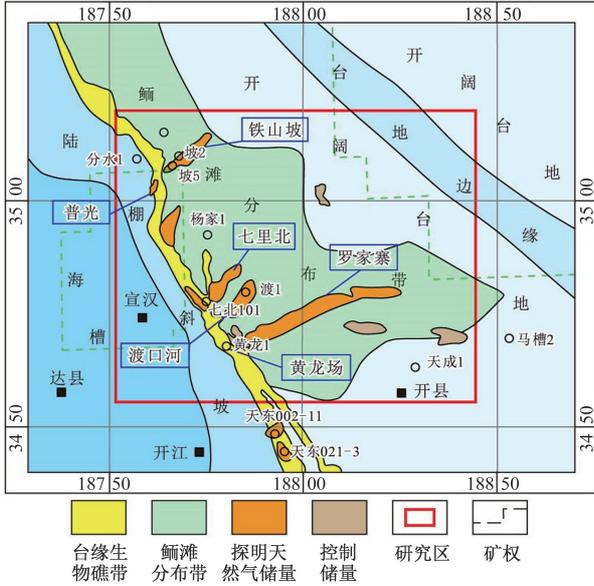


图1 研究区块飞仙关组储层各井研究位置^[6]

化改造效果的两个关键因素^[9],通过对酸液类型、酸液用量、酸液排量、孔隙度、渗透率等方面评价不同酸压工艺酸蚀裂缝导流能力,对目标区后续酸压工作液体系选择和工艺优化具有指导作用^[10]。

2.1.1 酸液有效作用距离预测模型

根据 N-S 方程和连续性方程可以得到

$$u(x, y) = (u_0, \bar{u}x) f'(\eta) \quad (1)$$

$$v(x, y) = \bar{u}f(\eta) \quad (2)$$

式中: $u(x, y)$ 为在点 (x, y) 处沿 x 轴的速度分量; $v(x, y)$ 为在点 (x, y) 处沿 y 轴的速度分量; $f(\eta)$ 为流体在某一特定条件下的速度分布情况; $f'(\eta)$ 为该函数关于 η 的导数,用来表示速度分布的变化率; η 为无量纲的距离变量; u_0 为裂缝入口端酸液流速, $u_0 = i/2\bar{\omega}h$, $\bar{\omega}$ 为平均缝宽, h 为油层有效厚度, i 为裂缝入口端酸液的流速; \bar{u} 为平均滤失速度。

定义雷诺数为

$$N_{Re}^* = \frac{\bar{u}\bar{\omega}}{2\mu}\rho \quad (3)$$

式中: μ 为流体的动态黏度; ρ 为酸液密度。

建立酸液物质平衡式为

$$u(x, y) \frac{\partial c}{\partial x} + v(x, y) \frac{\partial c}{\partial y} = D_A \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} \quad (4)$$

式中: D_A 为酸液扩散系数; c 为酸液黏度。令

$$\Gamma = \frac{c}{c_0} \quad (5)$$

$$\Gamma = \frac{2x}{\bar{\omega}} \quad (6)$$

式中: c_0 为酸液初始浓度; x 为酸液流动的位置。

将其代入酸液平衡式得

$$\left(1 - \frac{N_{Re}^*}{N_{Re}}\right) f'(\eta) \frac{\partial \Gamma}{\partial \xi} + \frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} f(\eta) \frac{\partial \Gamma}{\partial \eta} = \frac{N_{Re}^*}{N_{Pe} N_{Re}} \frac{\partial^2 \Gamma}{\partial \eta^2} \quad (7)$$

式中: ξ 为一个无量纲的距离参数,用来描述裂缝中酸液流动和反应过程中位置的无量纲化变量; N_{Re} 为佩克莱数,用于描述对流和扩散过程的相对重要性。

通过分离变量得到酸浓度作为 x 函数的最终解为

$$\frac{\bar{c}}{c_0} = \sum_{n=0}^{\infty} G_n \left(1 - \frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \xi\right) \frac{2\lambda_n^2}{3N_{Pe}} \quad (8)$$

式中: λ_n 为特征值; G_n 为常数。如果平均酸浓度的解被限制在 $0.001 < N_{Re}^* < 1$ 且 $N_{Pe} < 8$,那么级数只需要前5个,即

$$\lambda_n = \sum_{i=0}^3 g_{i,n} N_{Pe}^i + \sum_{i=1}^2 h_{i,n} N_{Re}^i \quad (9)$$

$$G_n = \sum_{i=0}^3 \bar{g}_{i,n} N_{Pe}^i + \sum_{i=1}^2 \bar{h}_{i,n} N_{Re}^i \quad (10)$$

式中: $g_{i,n}$ 、 $h_{i,n}$ 表示在求解酸液浓度分布问题时,用于描述不同模式(或称为特征模式)下酸液浓度分布的系数。这些系数与裂缝的物理特性(如渗透率、孔隙度等)和流动特性(如雷诺数、佩克莱数等)有关。

稳定状态下,流入裂缝一侧的流量必须等于滤失量:

$$\frac{i}{2} = \mu_0 h \bar{\omega} = 2\bar{u}hL \quad (11)$$

式中: L 为有效作用距离。

$$\text{且 } \frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \xi = \frac{\bar{u} \bar{\omega} \rho}{u_0 \bar{\omega} \rho} \left(\frac{2x}{\bar{\omega}}\right) = \frac{4h\bar{u}}{i} x, \text{ 联合可得}$$

$$\frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \xi = \frac{x}{L}.$$

式中: N_{Re}^* 和 N_{Pe}^* 分别是修正雷诺数和佩克莱数。

酸平均浓度就可以看成是裂缝长度分数的函数^[11]:

$$\frac{\bar{c}}{c_0} = \sum_{n=0}^{\infty} G_n \left(1 - \frac{x}{L}\right) \frac{2\lambda_n^2}{3N_{Pe}} \quad (12)$$

$$C = 5.4 \times 10^{-3} \sqrt{\frac{K\varphi\Delta P}{\mu}} \quad (13)$$

式中: C 为酸液滤失系数; K 为渗透率; φ 为孔隙度; ΔP 为破裂压力和油层压力之差; μ 为酸液黏度。

$$L = \frac{1}{2\pi} \frac{Q\sqrt{t}}{hc} \quad (14)$$

式中： Q 为酸液排量； t 为酸液在裂缝中流动和反应的时间。

2.1.2 酸蚀裂缝导流能力预测模型

Nierode 和 Kruk^[11] 提出了以下经验公式，修正了闭合应力 σ_c 和岩石嵌入强度 S_{RES} 的影响。

$$\omega k_f = c_1 \exp(-c_2 \sigma_c) \quad (15)$$

式中： ωk_f 为真实裂缝导流能力， m^3 ； σ_c 为闭合应力； c_1 、 c_2 为与应力和嵌入强度相关的系数。

$$c_1 = 2.94 \times 10^{-4} (\omega k_f)_i^{0.822} \quad (16)$$

$$c_2 = (36.82 - 1.885 \ln S_{RES}) \times 10^{-7}, \quad 0 < S_{RES} < 1.38 \times 10^8 \text{ Pa} \quad (17)$$

$$c_2 = (9.1 - 0.406 \ln S_{RES}) \times 10^{-7}, \quad 1.38 \times 10^8 < S_{RES} < 3.45 \times 10^9 \text{ Pa} \quad (18)$$

式中： S_{RES} 为岩石嵌入强度。

将理想渗透率定义为 $k_{fi} = \frac{\omega_i^2}{12}$ ，其中 ω_i 为理想裂缝宽度。

所以理想裂缝导流能力为

$$(\omega k_f)_i = \frac{\omega_i^3}{12} \quad (19)$$

2.2 地质参数影响效果

2.2.1 孔隙度影响

I、II、III 类储层不同孔隙度模拟数据见表 1。对于所有储层类型而言，有效作用距离和孔隙度呈现为负相关，酸蚀裂缝导流能力与孔隙度呈现为正相关，在不同孔隙度条件下，储层的有效作用距离范围和导流能力范围表现出显著差异，其中，I 型的有效作用距离范围在 19~24 m，酸蚀裂缝导流能力范围在 15.05~16.35 $\mu m^2 \cdot cm$ 、II 型的有效作用距离范围在 39~47 m，酸蚀裂缝导流能力范围在 15.15~15.45 $\mu m^2 \cdot cm$ 、III 型的有效作用距离范围在 110~170 m，酸蚀裂缝导流能力范围在 12.00~12.85 $\mu m^2 \cdot cm$ (图 2)。III 型的有效作用距离最长，I 型的酸蚀裂缝导流能力最好。

表 1 I、II、III 类储层不同孔隙度模拟数据

储层	孔隙度/%	渗透率/mD	酸液排量/ ($m^3 \cdot min^{-1}$)	反应速率常数/ ($mol \cdot cm^{-2} \cdot s^{-1}$)
I 类储层	15.0~23.0	16.00	8	3.12×10^{-5}
II 类储层	8.0~11.0	5.00		
III 类储层	2.0~6.0	0.05		

2.2.2 渗透率影响

I、II、III 类储层不同渗透率模拟数据见表 2。在分析 3 种不同类型的储层在各自渗透率条件下的

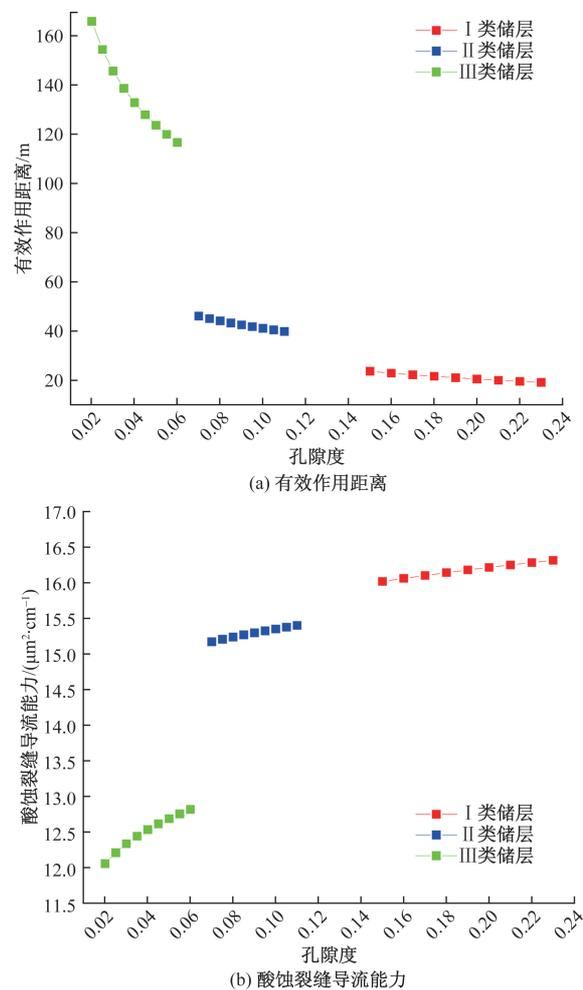


图 2 I、II、III 类储层不同孔隙度下的有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力

表 2 I、II、III 类储层不同渗透率模拟数据

储层	渗透率/mD	孔隙度/%	酸液排量/ ($m^3 \cdot min^{-1}$)	反应速率常数/ ($mol \cdot cm^{-2} \cdot s^{-1}$)
I 类储层	12.00~20.00	19.0	8	3.12×10^{-5}
II 类储层	1.00~9.00	9.0		
III 类储层	0.01~0.09	4.0		

有效作用距离时，发现这一距离在 18~170 m 变化，渗透率和有效作用距离呈现为负相关，与酸蚀裂缝导流能力呈现为正相关。其中，I 型的有效作用距离范围在 18~25 m，酸蚀裂缝导流能力范围在 16~16.3 $\mu m^2 \cdot cm$ 、II 型的有效作用距离范围在 30~75 m，酸蚀裂缝导流能力范围在 14.55~15.6 $\mu m^2 \cdot cm$ 、III 型的有效作用距离范围在 50~150 m，酸蚀裂缝导流能力范围在 10.55~12.5 $\mu m^2 \cdot cm$ (图 3)，III 型的有效作用距离最长，I 型的酸蚀裂缝导流能力最好。随着渗透率的增加，有效作用距离通常会下降，但下降幅度逐渐减小，

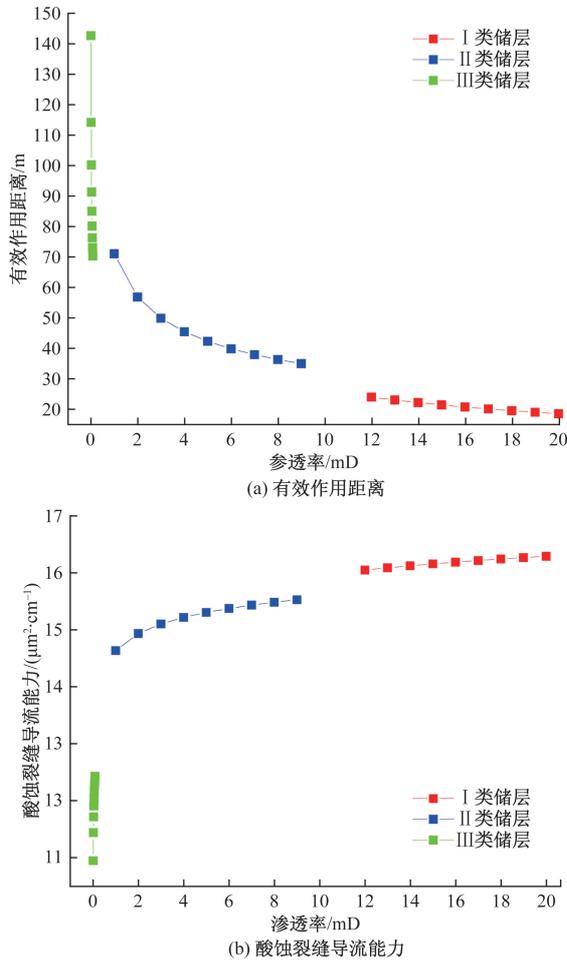


图3 I、II、III类储层不同渗透率下的有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力

这可能是因为在高渗透率的储层中,酸液更易于流动和分散,因此在更短的距离内完成了其作用。

2.3 工程参数影响效果

I、II、III类储层不同排量模拟数据见表3。这里主要探究的工程参数是酸液排量,酸液排量的大小会直接影响酸液的分布和穿透深度,在考虑酸液排量的影响时,3种储层类型在不同排量条件下的有效作用距离范围为2~150 m,酸液排量和有效作用距离、酸蚀裂缝导流能力都呈现为正相关。其中,I型的有效作用距离范围在2~22 m,酸蚀裂缝导流能力范围在 $14.75 \sim 16.25 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 、II型的有效作用距离范围在5~45 m,酸蚀裂缝导流能力范围在 $14.55 \sim 15.6 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 、III型的有效作用距离范围在50~150 m,酸蚀裂缝导流能力范围在 $10.55 \sim 12.5 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ (图4),III型的有效作用距离最长,I型的酸蚀裂缝导流能力最好。研究发现,存在一个最佳酸液排量,该排量不仅可以最大化储层的有效作用距离,还能提高裂缝的导流能力。当排量超

表3 I、II、III类储层不同排量模拟数据

储层	孔隙度/%	渗透率/mD	酸液排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$	反应速率常数/ $(\text{mol} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$
I类储层	19.0	16.00	0.5~8.0	3.12×10^{-5}
II类储层	9.0	5.00		
III类储层	4.0	0.05		

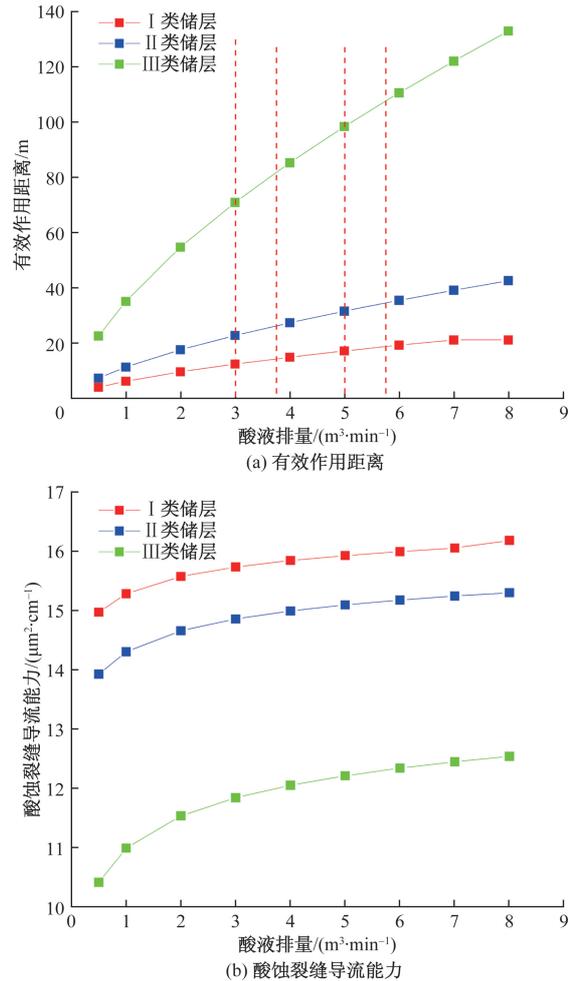


图4 I、II、III类储层不同酸液排量下的有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力

过这个最佳值时,有效作用距离和导流能力会趋于稳定。

3 设计改造参数与方案

3.1 储层酸化改造工艺思路设计

I类储层为“优”类储层、II类储层为“中”类储层、III类储层为“差”类储层^[12]。对于I类储层,选择解堵酸化工艺;对于II类储层,选择转向酸/胶凝酸多级交替注入工艺;对于III类储层,采用自生酸前置+转向酸分段酸压工艺,通过这些工艺方式可以降低腐蚀速率^[13]。酸化是提高碳酸盐储层生产率的常用技术^[14],也是碳酸盐岩储层高效开发的重要手段^[15],是油井增产中最有用的方法之一^[16]。

对于I类储层主体酸液设计为胶凝酸,该酸在

高温条件下稳定,能有效延缓酸岩反应速度,从而降低流体流动的摩阻。胶凝酸黏度低于交联酸等其他酸,裂缝表面溶蚀体积更大,且更容易形成弯曲沟槽,溶蚀表面复杂程度高^[17]。

Ⅱ类储层选择转向酸和胶凝酸两种酸液,转向酸用于改善酸液在高含水油藏中的分布和效果,胶凝酸用于提高高温条件下的稳定性和导流能力。

Ⅲ类储层选择了自生酸作为前置液,自生酸黏度更小,酸液流动范围更大,酸液刻蚀作用距离大,与壁面接触发生矿物反应表面积更大,溶蚀反应也更强^[18]。主体酸液亦为转向酸,有助于解决地层非均质性导致的酸液优先进入高渗透层的问题。

3.2 酸液排量及用酸强度设计

3.2.1 酸液排量设计

酸液排量受泵压和吸酸化力梯度影响,通过不同吸酸化力梯度以及川东北地区的泵压条件可以确定酸液排量范围,同时利用这些信息优化酸化作业。

利用井口压力计算公式,获得不同排量下的泵压 P 。

$$P_{\text{井口}} = P_{\text{延伸压力}} + P_{\text{管柱摩阻}} + P_{\text{射孔摩阻}} - P_{\text{液柱压力}} \quad (20)$$

延伸压力 $P_{\text{延伸压力}}$ 是由井深和流体密度决定的压力,管柱摩阻则是流体通过井管时产生的摩擦力,而射孔摩阻是流体通过射孔时的额外摩擦,液柱压力是井内流体重量产生的压力。

$$P_{\text{延伸压力}} = \Delta P d \quad (21)$$

式中: ΔP 为吸酸化力梯度; d 为从井口到井底的垂直深度。

$$P_{\text{管柱摩阻}} = \alpha Q^{1.8} H \quad (22)$$

式中: α 为与流体性质和管道特性有关的摩阻系数; Q 为流体排量,即单位时间内通过井管的流体体积; H 为井的有效长度或涉及摩擦的井段深度。

$$P_{\text{射孔摩阻}} = \frac{2.25 \times 10^{-9} \rho_f Q^2}{N_p^2 D_p^4 C_d^2} \quad (23)$$

式中: ρ_f 为流体密度, kg/m^3 ; Q 为流体的流量, m^3/s ; N_p 为射孔数量; D_p 为射孔直径, m ; C_d 为射孔的流量系数,它取决于射孔的形状、尺寸和流体的流动特性。

$$P_{\text{液柱压力}} = \rho_{\text{液}} g h_{\text{液}} \quad (24)$$

式中: $\rho_{\text{液}}$ 为井内流体的密度; $h_{\text{液}}$ 为液柱的高度,从井口到液面的深度; g 为重力加速度。

吸酸化力梯度为单位深度上流体压力的降低量,它能够帮助评估在不同井深和不同排量下,将酸液有效送达目标地层所需的压力,在这里用来评

估在不同压力下的酸液排量。

通过计算不同储层类型下在特定井口压力限制下可实现的最大酸液排量,可以确定极限酸液排量。根据井口限压与管柱结构,川东北Ⅰ类、Ⅱ类和Ⅲ类储层井口限压为 70 MPa,再结合图 5 通过吸酸化力梯度可知,Ⅰ类、Ⅱ类和Ⅲ类储层的极限酸液排量分别为 3.8、6.8、6.8 m^3/min 。

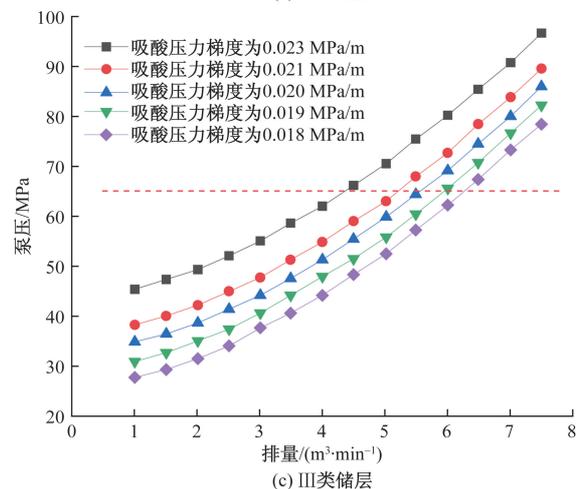
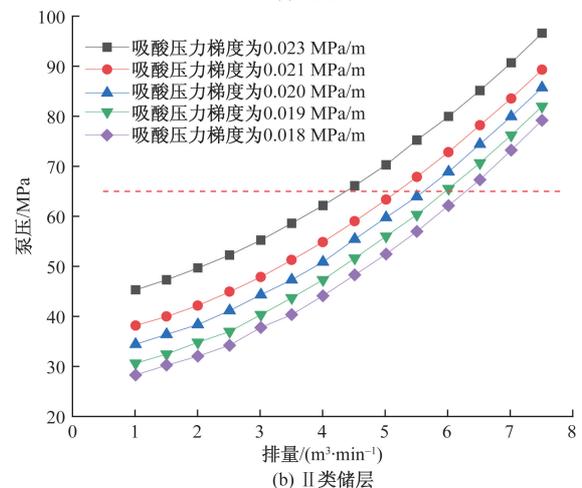
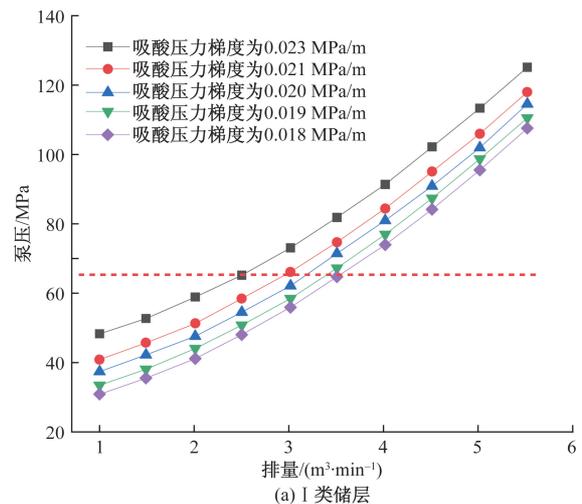


图 5 Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类储层不同吸酸化力梯度下排量与泵压的关系

这些极限排量的确定考虑了泵压与排量之间的关系,确保酸化过程既安全又有效。通过井口限压推荐设计 I 类储层的极限酸液排量为 3~3.8 m³/min、II 类为 5~5.8 m³/min、III 类储层为 5~5.8 m³/min。

3.2.2 用酸强度设计

依据设计的酸液排量可以预测不同储层的有效作用距离,然后再基于这些距离确定所需的酸液用量,最后设计出用酸强度。用酸强度为单位储层厚度下的酸液用量,随着用酸强度的增加,所有类型的储层的有效作用距离导流能力都会增大,导流能力最终会达到一个极限值(图 6)。这意味着在一定点之后,增加用酸强度并不会显著提高导流能力,说明岩石的孔渗限制或酸液的深入能力有限。由于单井地质条件存在较强非均质性,所以在进行单井设计时,必须结合单井资料,在模拟计算的基础上确定具体的酸液规模^[19]。

将设计的酸液排量代入图 4 可知, I 类储层的有效作用距离为 13~14 m、II 类为 30.5~35.5 m、III 类储层为 100~110 m。将预期的有效作用距离代入图 5(a),推荐设计 I 类储层的酸液用量为 125~130 m³、II 类为 80~150 m³、III 类储层为 75~110 m³。再结合不同类型储层平均厚度设计 I 类储层的用酸强度为 1.71~1.83 m³/m、II 类为 1.12~2.11 m³/m、III 类储层为 2.42~3.55 m³/m。

4 实例井验证

随着国内外各大油田勘探开发的持续深入,常规油气日渐衰竭^[20],通过实例井可以验证油田理论分析和设计方案的有效性,从而找出提高改造效果的方案。

选取 a、b、c 井来验证理论分析和设计方案的有效性,由表 4 可知,a、c 井符合设计参数要求,增产改造后,产量相比酸化前显著增加,进一步证明了酸化改造的有效性。b 井不符合设计参数要求,酸化处理后产量反而下降,说明酸化参数设计符合率高的施工井改造效果较好。

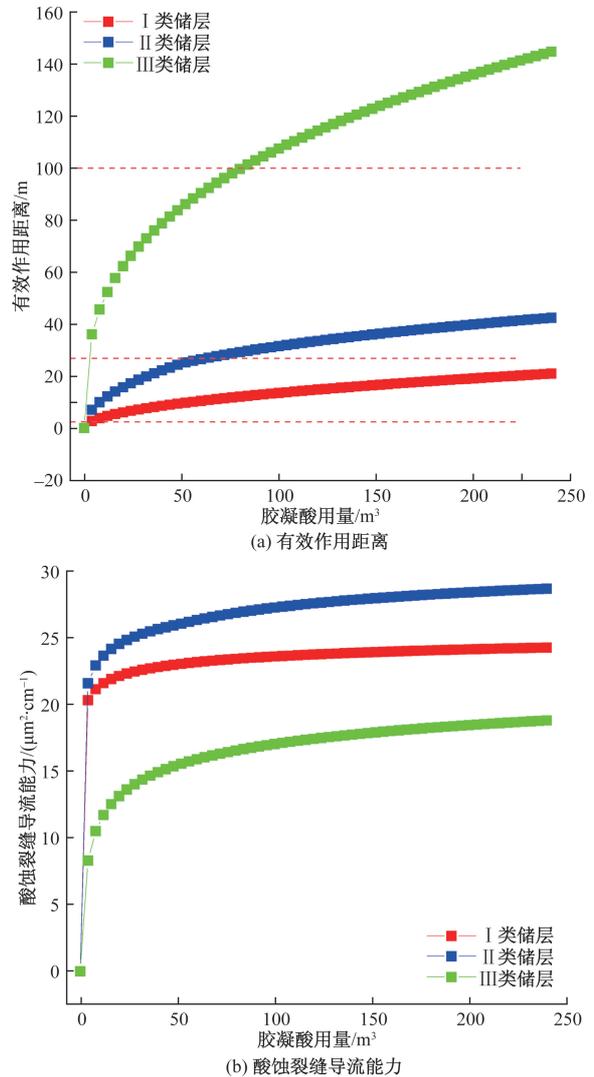


图 6 I、II、III 类储层不同酸液类型下有效作用距离与酸蚀裂缝导流能力

5 结论

结合川东北礁滩相储层特征认识,明确了不同类型储层酸化工艺思路。I 类储层采用解堵酸化, II 类储层采用转向酸/胶凝酸多级交替注入工艺; III 类储层采用自生酸前置+转向酸分段酸压工艺。通过采取这些酸化酸压措施可以进一步提高油田的开发效果。

表 4 增产改造施工参数及酸化改造前后表皮系数、测试产量对比

井号	主要储层类型	酸化工艺	酸液用量/m ³		酸量符合率/%	酸液排量/(m ³ ·min ⁻¹)		酸液排量符合率/%	用酸强度/(m ³ ·m ⁻¹)		用酸强度符合率/%	测试产量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	
			建议酸量	实际酸量		建议酸液排量	实际酸液排量		建议用酸强度	实际用酸强度		酸化前	酸化后
			a	I		解堵酸化	125~130		126.93	100		3.0~3.8	3.0~3.4
b	II	酸化	80~150	40.00	0	5.0~5.8	0.6	0	1.12~2.11	0.56	0	19.95	6.38
c	III	转向酸酸化	75~110	78.99	100	5.0~5.8	5.2~5.6	100	2.42~3.55	2.55	100	4.44	21.93

基于川东北有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力的评价,结合储层发育特点,设计了酸化工艺的关键参数:Ⅰ类储层的酸液排量为 $3\sim 3.8\text{ m}^3/\text{min}$ 、Ⅱ类为 $5\sim 5.8\text{ m}^3/\text{min}$ 、Ⅲ类储层为 $5\sim 5.8\text{ m}^3/\text{min}$,Ⅰ类储层的胶凝酸用酸强度为 $1.71\sim 1.83\text{ m}^3/\text{m}$ 、Ⅱ类为 $1.12\sim 2.11\text{ m}^3/\text{m}$ 、Ⅲ类储层为 $2.42\sim 3.55\text{ m}^3/\text{m}$ 。现场应用实例结果表明,酸化参数设计符合率高的施工井改造效果较好。

参考文献

- [1] 肖何,张超谟,苏向群.应用测井资料定量识别碳酸盐岩沉积微相:以川东北元坝地区长兴组为例[J].科学技术与工程,2020,20(7):2573-2582.
- [2] 景泉源.川东北海相碳酸盐岩气藏酸化压裂工艺技术应用研究[D].成都:西南石油大学,2006.
- [3] 吴月先.川东北飞仙关组碳酸盐岩气藏产能影响因素及压裂酸化新技术探讨[J].石油钻探技术,2006(1):65-68.
- [4] 李俊明.川东北地区高压气井酸化压裂技术研究及应用[J].天然气勘探与开发,2010,33(4):66-72,96.
- [5] 陈冀崑,雷鸣,赵立强,等.川东北碳酸盐岩气藏酸-岩反应特征研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2009,31(4):83-86.
- [6] 青春,文华国,张航,等.川东北地区高含硫气井地质工程一体化技术及其应用[J].成都理工大学学报(自然科学版),2023,50(4):431-444,485.
- [7] 孙旭,柯式镇,尹成芳,等.川东北地区碳酸盐岩储层测井综合评价[J].石油地质与工程,2017,31(4):26-29.
- [8] 罗攀登,张士诚,李永寿,等.碳酸盐岩储层闭合酸化模拟研究[J].科学技术与工程,2024,24(7):2690-2698.
- [9] 刘飞,张华礼,李力,等.碳酸盐岩水平井精准分段酸化技术:以四川盆地高石梯-磨溪震旦系灯四气藏为例[C]//中国石油学会天然气专业委员会.第32届全国天然气学术年会(2020)论文集.重庆:中国石油西南油气

田分公司工程技术研究院,国家能源高含硫气藏开采研发中心,2020:065148.

- [10] 杨兆中,钟鹏,王瀚成,等.蓬莱天然气区酸蚀裂缝导流能力实验研究[J].科学技术与工程,2023,23(25):10791-10799.
- [11] NIERODE D E, KRUK K F. An evaluation of acid fluid loss additives, retarded acids, and acidized fracture conductivity[J]. September, 1973: 4549-MS.
- [12] 段国英,白胜伟,续静.延长气田碳酸盐岩气藏压裂工艺优化研究[J].辽宁化工,2021,50(11):1688-1690,1693.
- [13] 邓朝辉.一种超级 ^{13}Cr 完井管柱酸化缓释方案在中东大型碳酸盐油气田的应用:以伊朗Azar油田为例[J].科技和产业,2021,21(12):359-364.
- [14] QASIM S, MARWAN F, HOTEIT H. Investigating acidizing in carbonate reservoirs: global sensitivity analysis [C]//SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, Texas; SPE, 2023: 212222-MS.
- [15] 张海龙,杨玉才,范立华,等.岩石矿物成分对酸岩反应速率影响规律研究[J].科技和产业,2024,24(10):233-240.
- [16] SINA L, RADZUAN J, AUGUSTINE A, et al. Analytical model for estimation of pore volume to breakthrough in carbonate acidizing with organic and mineral acids[C]//SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Lagos; SPE, 2021: 207158-MS.
- [17] 刘洋,熊勇富,邓世杨,等.碳酸盐岩差异刻蚀酸化工艺物模试验研究[J].石油机械,2021,49(7):123-129.
- [18] 杨兆中,钟鹏,王瀚成,等.蓬莱天然气区酸蚀裂缝导流能力实验研究[J].科学技术与工程,2023,23(25):10791-10799.
- [19] 赖欣.碳酸盐岩储层改造工艺优化及改造液研发[J].辽宁化工,2018,47(9):945-946,950.
- [20] 邓睿,谢雅西,黄兴涛.缝洞型碳酸盐岩油藏自注水流耦合计算模型及应用[J].石油化工应用,2019,38(1):54-58.

Optimization of Reef-shoal Facies Carbonate Reservoir Acidizing in Northeast Sichuan

WANG Haibo¹, ZHANG Qin², LI Qin², LIU Xu²

(1. Institute of Energy Geological Survey of Sichuan Province, Chengdu 500643, China;

2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China)

Abstract: The difference of porosity and permeability of reef-flat carbonate gas reservoirs in northeast Sichuan is very great, the heterogeneity is strong, and the pertinence of acidizing process design is not strong. Based on the calculation model of the effective distance of acid solution and the conductivity of acid corrosion crack, a set of prediction chart of acidizing effect and optimization method of process parameters are established. Based on the characteristics of reef-flat carbonate reservoirs in northeast Sichuan, the optimum design of acidizing process parameters for different types of reservoirs was carried out, and the field case was verified. The work not only has guiding significance for the efficient development of reef-flat carbonate rocks in northeast Sichuan, but also provides theoretical and practical reference for the optimization of acidizing process of carbonate rocks under similar geological conditions.

Keywords: Northeast Sichuan; reef-beach facies; carbonate rock; acidizing