

考虑 CO₂ 效应的酸液滤失模型及其应用

李春月¹, 李勇明²

(1. 中国石化 西北油田分公司 工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011; 2. 西南石油大学, 成都 610500)

摘要: 碳酸盐岩储层酸压施工过程中, 酸岩反应生成 CO₂。为研究 CO₂ 对酸液滤失的影响, 确定游离态 CO₂ 的体积, 在常规酸液滤失模型的基础上建立了考虑 CO₂ 效应的酸液滤失模型。通过计算分析, 得到游离态 CO₂ 体积对酸蚀蚓孔发育和酸液滤失的影响。模拟分析表明, 游离态 CO₂ 的体积随着酸液浓度增加而增加, 随缝内压力上升而减少; 存在游离态 CO₂ 的情况下, 酸蚀裂缝中流体的滤失规律与泡沫压裂液或泡沫酸的滤失规律相同, 随着 CO₂ 体积分数增加, 酸液滤失量减少, 而酸蚀蚓孔半径也相应变小。

关键词: 酸压; 酸液滤失; 滤失机理; CO₂ 效应; 碳酸盐岩储层

中图分类号: TE35

文献标识码: A

Acid filtration model considering CO₂ effect and its application

Li Chunyue¹, Li Yongming²

(1. Research Institute of Engineering Technology, SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

2. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: CO₂ generates in the course of acidizing treatment with the reaction of acid and rock, which will influence the mechanism of acid leaking. An acid filtration model considering CO₂ effect has been set up based on the conventional acid filtration model in order to study the CO₂ effect on acid liquid loss and to determine the volume of free CO₂. Simulation results showed that the volume of free CO₂ increases with increasing acid concentration and decreases with increasing pressure. In acid corrosion fractures, when free CO₂ exists, filtration law is the same as foam fracturing, and the volume of acid fluid loss reduces with increasing CO₂ volume.

Key words: acid fracturing; acid fluid loss; leak-off mechanism; CO₂ effect; carbonate reservoir

酸压是碳酸盐岩油气藏开发过程中的主要增产技术措施, 酸液滤失对动态裂缝几何尺寸以及酸液有效作用距离有着直接影响^[1], 也一直是影响酸压施工效果的关键因素。塔河油田碳酸盐岩储层天然裂缝、溶蚀孔洞发育, 酸液滤失量大, 酸液滤失机理研究一直是攻关重点^[2-5]。通过前期“十一五”实施, 建立了三重介质(基质、裂缝和溶洞)酸液滤失数值模拟模型, 分析酸蚀蚓孔发育及滤失规律, 但是碳酸盐岩与酸液反应会生成 CO₂, 该模型中并未考虑 CO₂ 的影响, 目前油藏条件下考虑 CO₂ 效应的酸液滤失机理研究仍是一片空白。因此, 研究考虑 CO₂ 效应的酸液滤失模型, 有利于提高三重介质(基质、裂缝和溶洞)酸液滤失数值模拟模型的精确度, 对碳酸盐岩酸液滤失机理的完善有重要的意义。

塔河油田碳酸盐岩储层的平均温度在 130 °C 以上, 地层压力在 60 MPa 左右, 远超过 CO₂ 临界

值。因此认为在油藏条件下的游离态 CO₂ 均处于超临界状态, 此种流体具有独特的性质: 黏度接近气体, 密度类似液体^[6], 生成的 CO₂ 一部分溶解于残酸, 一部分游离在裂缝中^[7]。通过计算游离态 CO₂ 体积, 并将其引入酸液滤失模型, 进而计算分析 CO₂ 对酸液滤失的影响。

1 游离态超临界 CO₂ 体积计算

酸压裂缝内游离态 CO₂ 物质的量等于酸岩反应生成 CO₂ 物质的量减去溶解于残酸中的 CO₂ 的量:

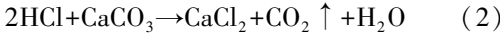
$$M_d = M_l - M_s \quad (1)$$

式中: M_d 为游离态 CO₂ 物质的量; M_l 为反应生成的 CO₂ 物质的量; M_s 为溶解的 CO₂ 物质的量。

1.1 M_l 确定方法

本文忽略碳酸钙镁以及黏土矿物等成分的影响,

仅考虑与盐酸反应的主要成分为碳酸钙。CaCO₃ 与 CO₂ 物质的量相同,即为 1/2HCl 物质的量。



$$M_1 = M_{\text{CaCl}_2} = M_{\text{CaCO}_3} = 1/2 M_{\text{HCl}} \\ = 1\ 000 V_{\text{HCl}} C_{\text{HCl}} \rho_{\text{HCl}} / 73 \quad (3)$$

1.2 M_s 的确定方法

$$S(c, T, p) = \begin{cases} S(c_1, T, p) + \frac{(c-0)[S(c_2, T, p) - S(c_1, T, p)]}{20\% - 0} \dots\dots\dots (c_1 \leq c < c_2) \\ S(c_2, T, p) + \frac{(c-20\%)[S(c_3, T, p) - S(c_2, T, p)]}{35\% - 20\%} \dots\dots\dots (c_2 \leq c < c_3) \\ S(c_3, T, p) + \frac{(c-35\%)[S(c_4, T, p) - S(c_3, T, p)]}{43\% - 35\%} \dots\dots\dots (c_3 \leq c < c_4) \\ S(c_4, T, p) \dots\dots\dots (c_4 \leq c) \end{cases} \quad (4)$$

式中: *T* 为地层温度; *p* 为地层压力; *c* 为 CaCl₂ 溶液浓度; *S* 为 CO₂ 在 CaCl₂ 溶液中的溶解度。

根据(4)式采用线性插值法求即可确定任意温度和压力、任意浓度下 CaCl₂ 溶液中 CO₂ 的溶解度,继而根据 CO₂ 在残酸中的溶解度可以求出溶解掉 CO₂ 的物质的量:

$$M_s = 1\ 000 S V_{\text{HCl}} / 22.4 \quad (5)$$

1.3 游离态 CO₂ 体积的确定方法

大多数状态方程在关联超临界区的数据时误差都较大,而 Benedict-Webb-Rubin(BWR)方程考虑了分子的聚集行为。该方程能够较准确地描述超临界 CO₂ 在选定区域的 P-V-T 行为,进而计算其在油藏条件下的游离态体积。BWR 方程构造求解所需的非线性函数如下:

$$f(V) = -p + \frac{RT}{V} + \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} \right) \frac{1}{V^2} + \\ \frac{bRT - a}{V^3} + \frac{\alpha a}{V^6} + \frac{c(1 + \gamma/V^2)}{T^2 V^3} e^{-\gamma/V^2} = 0 \quad (6)$$

式中: *p* 为压力; *T* 为温度; *V* 为 CO₂ 摩尔体积; *R* 为摩尔气体常数, 83.14 cm³ · bar / (mol · K); A₀, B₀, C₀, *a*, *b*, *c*, *α* 和 *γ* 均为采用非线性最小二乘法拟合所得经验参数,此处采用薛卫东等^[6]拟合得到的适用于温度为 37~327 °C、压力为 7.5~30.0 MPa 范围的超临界 CO₂ 流体的热力学特征参数。

V_{CO₂} 即为在油藏条件下游离态超临界二氧化碳的体积:

$$V_{\text{CO}_2} = VM_d \quad (7)$$

则裂缝中游离态 CO₂ 的体积分数(*f_g*)可表示为:

$$f_g = \frac{V_{\text{CO}_2}}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{HCl}}} \quad (8)$$

通过对上述公式进行编程求解,以碳酸钙与盐酸反应为例,计算了不同温度和压力下,1 m³ 盐酸完全反应后生成的游离态超临界 CO₂ 体积分数(图 1)。计算结果表明,酸液浓度较低时,CO₂ 的溶解度相对较高,但仍有相当一部分 CO₂ 以自由态存在;酸液浓度较高时,仅有少量的 CO₂ 处于溶解状态,大部分游离在裂缝中。可见酸压过程中酸蚀裂缝中的流体是有气液两相流动存在的。

2 考虑 CO₂ 效应的酸液滤失数学模型

2.1 考虑 CO₂ 影响的酸液流动数学模型

裂缝壁面上的酸岩反应生成大量的 CO₂ 气体,少量的 CO₂ 溶解在残酸溶液中,大部分以游离态的形式存在于裂缝壁面处(图 2)。由于 CO₂ 气体具有较大的压缩性,酸液滤失的同时游离态的 CO₂ 会优先滤失进入地层。因而滤失进入地层的液体,由反应后的残酸和酸岩反应生成的游离态 CO₂

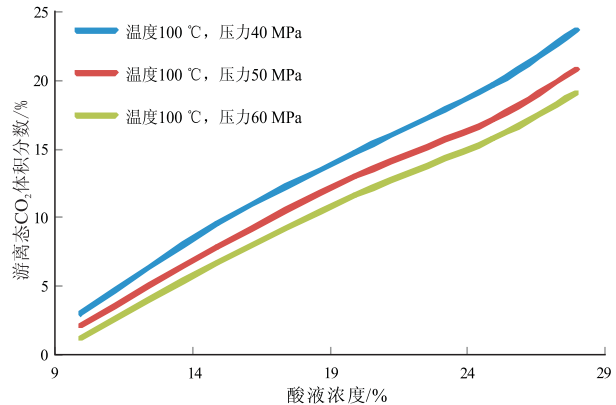


图 1 1 m³ 盐酸完全反应后生成的游离态 CO₂ 量
Fig.1 Volume of free CO₂ generated in the complete reaction of HCl (1 m³)

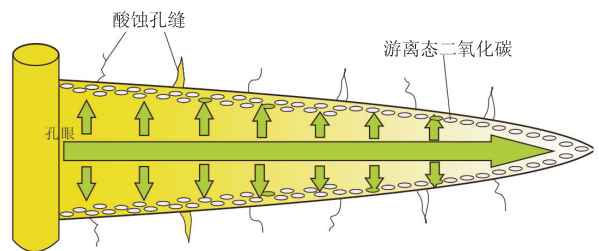


图 2 酸压滤失示意

Fig.2 Sketch map of fluid loss in acid fracturing

两部分组成。因此酸压中的酸液滤失可表示为:

$$V_t = V_{af} + V_{aw} - V_{CO_2} = 2L_f H_f C_{wh} \sqrt{t} \quad (9)$$

式中: V_t 为酸液总滤失量; V_{af} 为酸压裂缝壁面基质引起的酸液滤失量; V_{aw} 为酸蚀孔缝引起的酸液滤失量; V_{CO_2} 为酸压过程中滤失的游离态 CO_2 的量; L_f, H_f 分别为半缝长和半缝高; C_{wh} 为根据 Hill^[8-9] 推导的考虑酸蚀蚓孔效应的酸液全局滤失系数; t 为滤失时间。其中 C_{wh} 为:

$$C_{wh} = \frac{-\frac{1}{C_c} + \sqrt{\frac{1}{C_c^2} + \frac{4}{C_{v,wh}^2}}}{2} \quad (10)$$

其中: $C_c = \sqrt{\frac{\varphi c_i k}{\pi \mu}} \Delta P \quad (11)$

$$C_{v,wh} = \sqrt{\frac{\varphi k}{2\mu \left(1 - \frac{1}{Q_{ihl}}\right)}} (\Delta P)^{1/2} \quad (12)$$

式中: C_c 为受流体压缩性控制的滤失系数; $C_{v,wh}$ 为受压裂液黏度、造壁性控制的滤失系数; P 为压力; Q_{ihl} 为蚓孔突破时, 注入酸液体积与形成蚓孔前原始孔隙体积的比值; φ 为储层岩石孔隙度; k 为渗透率; μ 为酸液黏度。

将式(10)代入酸液滤失模型^[10], 并编制酸液滤失计算程序, 进而分析考虑蚓孔及 CO_2 共同作用下的酸液滤失情况。

3 计算分析

因游离态 CO_2 的存在使酸压裂缝内的残酸具有一定的压缩性, 所以使缝内的滤失压差小幅升高。随着注酸时间增长, 缝内游离态 CO_2 数量增加, 缝内滤失压差也逐渐升高(图3), 因而造成酸

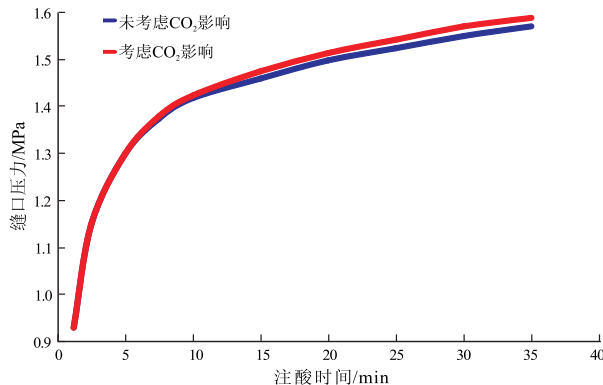


图3 CO_2 对缝口滤失压差的影响
Fig.3 CO_2 effect on pressure lost

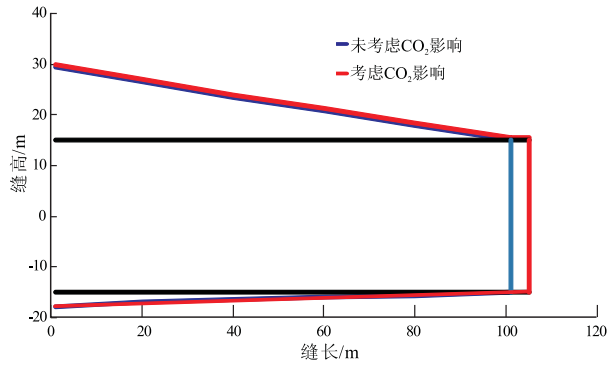


图4 CO_2 效应对裂缝形态影响
Fig.4 CO_2 effect on fracture morphology

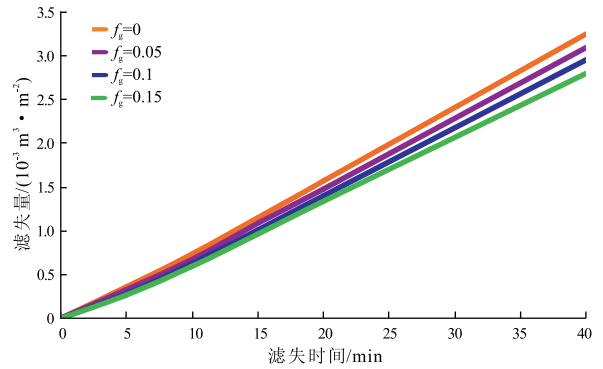


图5 CO_2 体积分数对酸液滤失量的影响
Fig.5 Effect of CO_2 volume ratio on acid filtration volume

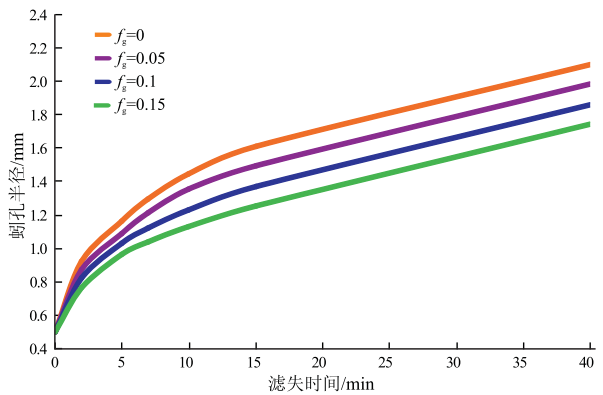


图6 CO_2 体积分数对蚓孔半径的影响
Fig.6 Effect of CO_2 volume ratio on acid wormhole radius

压裂缝尺寸及滤失量的变化, 主要使裂缝在长度上有一定的增加(图4)。

存在 CO_2 的情况下, 酸蚀裂缝中流体的滤失规律与泡沫压裂液或泡沫酸的滤失规律相同。因游离态 CO_2 滤失量的增加, 相应减小了酸液的滤失量(图5)。如果忽略在酸压井中产生的 CO_2 对酸液滤失的影响, 解释出的误差为 $(3 \sim 15) \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^2$ 。因酸液滤失量减少, 酸蚀蚓孔半径也随游离态 CO_2 体积分数增加而呈减小趋势(图6)。

表 3 塔河油田 12 区 TH12177CH 井矿物绝缘电缆加热降黏效果

Table 3 Effect of mineral insulated heating cables in well TH12177CH in the Tahe Oil Field

生产阶段	油压/MPa	套压/MPa	回压/MPa	井温/℃	产油/(t·d ⁻¹)	掺稀/(t·d ⁻¹)	黏度/(mPa·s)	掺稀比
基值	3.9	8.9	1.3	38.0	18.7	33.2	4 900	1.70
试验期间	3.1	8.8	1.1	74.8	27.6	20.1	1 450	0.73

产油 4 848.8 t。试验前,日均产油 18.7 t,掺稀 33.2 t/d,掺稀比 1.70 : 1,井口温度 38 ℃左右,产液黏度高达 4 900 mPa·s。该井生产过程中存在 2 方面的问题:①由于掺稀比高,井口产液黏度大,造成生产集输困难;②油井混合产液量大,需要一种下深深、功率较高的电加热工艺才能有效提高井筒温度,实现油井有效降黏。

TH12177CH 井矿物绝缘电缆下深 2 000 m,额定加热功率 196 kW。开启电缆加热后,逐步优化掺稀量,并测定井口产液黏度。对比实验前后效果如表 3 所示。

截至 2015 年 5 月 21 日,该井连续运行 152 d,累计增油 1 200.2 t,节约稀油 3 836.9 t,平均日增油 8.0 t,节约稀油 25.6 t/d。

4 结论

(1)与常规加热电缆相比,矿物绝缘电缆采用耐高温矿物材料作为绝缘层,大大提高了加热电缆

使用寿命。

(2)采用高品质铜导线作为发热电阻,纯电阻发热大大提高了电热转换效率,同时采用整体式结构,便于安装和维护。

(3)矿物绝缘加热电缆具有结构强度高、发热功率大的特点,下深 5 000 m 时其负载系数仅 0.6,因此能更好地适应塔河超深超稠油井电加热降黏需要。

参考文献:

[1] 邹国君.塔河油田超深超稠油藏采油新技术研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(4):130-134.
 [2] 林日亿,李兆敏.塔河油田自喷深井井筒电加热降粘技术研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2006,30(4):67-70.
 [3] 刘红兰.新型井下电加热降黏技术在埕岛油田的应用[J].中国海上油气,2005,17(1):48-51.
 [4] GB/T 13033.1-2007 额定电压 750V 及以下矿物绝缘电缆及终端 第 1 部分:电缆[S].2007.

(编辑 徐文明)

(上接第 120 页)

4 结论

考虑酸压施工过程中地层条件下酸岩反应产生的 CO₂ 对酸液滤失量的影响,建立酸液流动数学模型,模拟分析了 CO₂ 对酸滤失滤、酸蚀蚓孔发育的影响。分析表明 CO₂ 的存在降低了滤失,酸蚀蚓孔半径也小于不考虑 CO₂ 的情况,因此该模型更加接近实际情况,也是对现有滤失理论的完善。

参考文献:

[1] 李年银,赵立强,刘平礼.碳酸盐岩酸压过程中的酸液滤失研究[J].西部探矿工程,2006,119(3):109-111.
 [2] 张焯,杨胜来,焦克波.塔河油田超大型复合酸压降滤失技术研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2014,3(36):121-125.
 [3] 江夏,张焯.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏深度改造技术研

究与应用[J].油气地质与采收率,2010,6(17):107-110.
 [4] 米强波.塔河油田碳酸盐岩储层酸压改造效果[J].油气田地面工程,2014,4(33):88-89.
 [5] 张义,赵海洋,张焯.超深高温高破裂压力储层酸压关键技术[J].石油钻采工艺,2012,2(34):74-76.
 [6] 薛卫东,朱正和,邹乐西,等.超临界 CO₂ 热力学性质的理论计算[J].原子与分子物理学报,2004,21(2):295-300.
 [7] Prutton C F,Savage R L.The solubility of carbon dioxide in calcium chloride-water solutions at 75,100,120℃ and high pressures[J].Journal of the American Chemical Society,1945,67(9):1550-1554.
 [8] Huang T,Zhu D,Hill A D.Prediction of wormhole population density in carbonate matrix acidizing[C].SPE European Formation Damage Conference.Society of Petroleum Engineers,1999.
 [9] Huang T P,Hill A D,Schechter R S.Reaction rate and fluid loss: The keys to wormhole initiation and propagation in carbonate acidizing[J].SPE Journal,2000,5(3):287-292.
 [10] 邝聃,郭建春,李勇明,等.酸液有效作用距离预测及影响因素分析[J].断块油气田,2009,5(16):97-100.

(编辑 徐文明)