



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2405614

引用格式:张广东,赵淑婷,敬豪,等.超临界CO₂驱用封窜剂的封堵性能及提采效果评价[J].科学技术与工程,2025,25(14):5823-5829.
Zhang Guangdong, Zhao Shuting, Jing Hao, et al. Evaluation of plugging performance and production enhancement effect of channeling blocking agents for supercritical CO₂ flooding[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(14): 5823-5829.

超临界 CO₂ 驱用封窜剂的封堵性能及提采效果评价

张广东¹, 赵淑婷^{1*}, 敬豪², 温云帆³, 曾第峰⁴, 杨帆¹

(1. 西南石油大学石油工程与天然气学院, 成都 610000; 2. 中国石油西南油气田公司天然气研究院, 成都 610000;
3. 长庆油田公司勘探开发研究院苏里格气田开发研究所, 西安 710000; 4. 长庆油田公司第三采气厂, 鄂尔多斯 017000)

摘要 CO₂驱油技术作为成熟的三次采油技术,已经广泛在非均质性强的复杂小断块油田中应用。然而CO₂驱油气窜严重,导致驱油效率改善普遍低于10%。为此,通过泡沫调剖封堵,寻求提高CO₂驱油效率的方法。以JS油田为例,对比了气溶性封窜剂G-CF4与W-CF1水溶性封窜剂的泡沫性能,并测试了泡沫性能更佳的封窜剂的封堵性能及提采效果。结果表明,在目标储层条件下,最佳泡沫体系为0.25%的G-CF4。同时,岩心组合渗透率级差越大,G-CF4在高渗透率岩心中的封堵能力越强,88 mD级差中高渗透率岩心的阻力系数是50 mD级的2.5倍。在88 mD级差岩心组合中,G-CF4可将高渗透率岩心的阻力系数维持在9.2以上。先注入0.25%的G-CF4溶液0.3 PV,再通过CO₂驱油,可提高原CO₂驱油效率15%。研究结果为JS油田泡沫封堵技术的优化提供室内实验支持。

关键词 CO₂驱; 封窜剂; 封堵性能; 泡沫性能; 非均质储层

中图分类号 TE341; **文献标志码** A

Evaluation of Plugging Performance and Production Enhancement Effect of Channeling Blocking Agents for Supercritical CO₂ Flooding

ZHANG Guang-dong¹, ZHAO Shu-ting^{1*}, JING Hao², WEN Yun-fan³, ZENG Di-feng⁴, YANG Fan¹

(1. College of Petroleum Engineering and Natural Gas, Southwest Petroleum University, Chengdu 610000, China;
2. Research Institute of Natural Gas Technology, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610000, China;
3. PetroChina Exploration Development Institute, Changqing Oilfield Company, Xi'an 710000, China;
4. The Third Gas Production Plant of Changqing Oilfield Company, Changqing Oilfield Company, Erdos 017000, China)

[Abstract] CO₂ flooding technology, recognized as a mature tertiary recovery method, is widely applied in complex small fault-block oilfields with strong heterogeneity. However, severe gas channeling is commonly observed during CO₂ flooding. As a result, the improvement in oil displacement efficiency remains low, typically below 10%. To address this, effective methods were explored to enhance oil displacement efficiency. Foam profile control and plugging were utilized as key techniques to achieve this enhancement. In the experiment, the JS oilfield was used as an example. The foam performance of the gas-soluble foaming plugging agent G-CF4 and the water-soluble foaming plugging agent W-CF1 was compared. The plugging agent with better foam performance was selected. Its plugging ability and oil displacement efficiency were tested. The results show that under target reservoir conditions, the optimal foaming plugging agent is 0.25% G-CF4. Moreover, the greater the permeability difference within the core combination, the stronger the plugging effect of G-CF4 in high-permeability cores. For a core combination with a permeability difference of 88 mD, the resistance coefficient of high-permeability cores is 2.5 times higher than that of a core combination with a permeability difference of 50 mD. In the core combination with 88 mD permeability difference, G-CF4 can maintain the resistance coefficient of high permeability cores above 9.2. The injection of 0.25% G-CF4 solution for 0.3 PV, followed by CO₂ flooding, improves oil displacement efficiency by 15% compared to CO₂ flooding alone. This study provides laboratory evidence supporting the optimization of foaming plugging technology in the JS oilfield.

[Keywords] CO₂ flooding; plugging agent; plugging ability; foam performance; heterogeneous reservoir

收稿日期: 2024-07-26; 修订日期: 2025-02-28

基金项目: 国家自然科学基金联合重点基金(U23B2085)

第一作者: 张广东(1980—),男,汉族,辽宁朝阳人,博士,高级实验师,硕士研究生导师。研究方向:流体相态、油气田开发和提高采收率。

E-mail:510012301@qq.com。

*通信作者: 赵淑婷(1997—),女,汉族,新疆克拉玛依人,硕士研究生。研究方向:提高采收率。E-mail:463292037@qq.com。

近年来,陆上东部老油田新发现油田储量劣质化日益加剧,稳产难度不断增加。又由于技术及效益上的限制,导致目前致密油、页岩油等非常规油藏难以成为油田稳产的支柱。因此,复杂断块油藏的高效开发仍应给予足够重视^[1]。在复杂断块油藏中,CO₂驱油气技术作为一种有效的增油气手段,同时又具有减排和碳封存的环境优势,符合CCUS(carbon capture, utilization and storage)国家未来碳减排战略^[2-6]。但CO₂驱易出现气窜问题,泡沫封堵技术可以选择性地封堵高渗透带和高含水层解决该问题^[7-8]。

最早的泡沫封堵技术的研究表明,泡沫引起气相渗透率迅速降低,延缓气体突破,提高采收率^[9]。该技术在新疆、大庆和长庆等地的低渗透储层中取得了满意的结果。CO₂泡沫在热力学上是不稳定的,需要加入封窜剂使其稳定,常见的封窜剂类型有水溶性和气溶性封窜剂^[10-12]。Sigma-Aldrich公司提出一种磺酸盐型表面活性剂,该封窜剂为水溶性封窜剂,只溶解在水相中,这可能导致它们在注入后与较轻的CO₂分离,在实地操作中,这种分离可能会影响泡沫的稳定性和效率^[13]。相比之下,既溶于水又溶于CO₂的气溶性封窜剂可以更好地分布到地层深处并有助于维持泡沫稳定性。全氟烷基聚醚G-CF4是一种较好的气溶性封窜剂,但还不清楚它在超临界CO₂环境下非均质性储层的效果。

以JS油田为例,现通过泡沫评价实验,优化两类封窜剂的使用浓度,对比两类封窜剂泡沫的耐温、耐压、耐超临界CO₂性能,最后优选出更适用于超临界CO₂环境下非均质性储层H17断块的封窜剂类型。随后通过多孔介质实验,对优选出的封窜剂的封窜能力及提采能力进行评估,为JS油田泡沫封堵技术的优化提供实验数据及理论支持。

1 材料及装置

1.1 实验材料

1.1.1 实验岩心

选择JS油田的H17断块作为研究对象,岩心物性如表1所示。

表1 实验岩心基础参数表
Table 1 Core properties

岩心编号	孔隙度/%	渗透率/mD
JS2	14.9	10
JS96	17.1	60
JS33	25.13	98
JS6	14.6	13
JS65	18.1	122
JS1-2	18.12	122
JS2	14.9	10

1.1.2 实验流体

依据H17断块地层水情况,配制矿化度22 662 mg/L的CaCl₂型地层水。

模拟地层油样采用真实的原油和模拟伴生气配制,按照泡点压力10.2 MPa配样。模拟地层油样的高压物性为:体积系数1.189 5,地下原油密度0.766 2 g/cm³,地层压力下黏度2.41 mPa·s。

驱替气为纯CO₂,封窜剂试剂均源自上海研究院。以去离子水为水相,制成G-CF4气溶性封窜剂溶液、W-CF1水溶性封窜剂溶液。其中G-CF4为含氟表面活性剂(全氟烷基聚醚),是既可溶于水又可溶于CO₂的气溶性封窜剂。在开展实验前,G-CF4需在常温常压下用CO₂进行处理,处理后呈透明状态。而W-CF1为磺酸盐型表面活性剂(十二烷基苯磺酸钠),是仅能溶于水的水溶性封窜剂。

1.2 实验仪器

所有泡沫性能评价实验是在YP-1型高温高压泡沫评价装置上完成的。该装置耐温200℃,耐压25 MPa,能实现超临界CO₂条件下的可视化测试。实验仪器的圆柱形腔体壁高100 cm,直径5 cm,底部设有转速为2 160 r/min的磁力耦合电机,可确保封窜剂达到最佳观测高度45 cm。

所有封堵效果及提采评价实验是在国产高温高压驱替装置上完成的,高温高压驱替装置主要由注入泵系统、岩心夹持器、回压调节器、压力表、控温系统、液体收集器组成。

2 实验与分析

2.1 泡沫性能评价

对G-CF4气溶性封窜剂及W-CF1水溶性封窜剂的泡沫性能进行测试,评估它们在油藏条件下(超临界CO₂环境)的起泡效果,并分析封窜剂浓度、压力、温度对封窜剂泡沫性能的影响。优选出表现良好的封窜剂进行后续实验。

2.1.1 超临界CO₂环境对封窜剂泡沫性能的影响

采用高精度驱替泵,将预先配置好的0.15%浓度封窜剂注入200 mL至YP-1型高温高压泡沫评价装置中。随后,将仪器升温至100℃,并使用高精度泵将CO₂气体注入YP-1,直至实验压力达到15 MPa,待系统压力稳定平衡后开始实验。调整搅拌系统的转速,待泡沫高度稳定后关闭搅拌系统并测定泡沫高度。通过测量最大泡沫高度、泡沫析液半衰期并计算泡沫综合指数(foam comprehensive index, FCI)。

泡沫综合指数由钱昱等^[14]提出,用于在对起泡剂性能进行综合评价,公式为

$$FCI = \frac{3}{4}h_{\max}t_{1/2} \quad (1)$$

式(1)中: h_{\max} 为泡沫最大高度,cm; $t_{1/2}$ 为析液半衰期时间,min。

分析在超临界 CO₂ 环境下的泡沫性能差异,统计结果如表 2 所示。

表 2 封窜剂在超临界 CO₂ 环境中的泡沫性能
Table 2 Foam performance of plugging agents in a supercritical CO₂ environment

型号	最大泡沫高/ cm	析液半衰期/ min	FCI/ (cm·min)
W-CF1	42.7	93	2 978
G-CF4	39.5	199	5 895

2.1.2 温度对封窜剂泡沫性能的影响

配置浓度为 0.5% 的 G-CF4、W-CF1 样品,根据 Waring Blender 法的原理,在 0.1 MPa 下,将封窜剂溶液在 20、50 °C 的温度下搅拌 2 min,起泡静置,测量其最大泡沫高度及泡沫半衰期时间并计算 FCI,结果如表 3 所示。

表 3 不同封窜剂在不同温度下的泡沫性能
Table 3 Foam performance of different plugging agents at various temperature

型号	温度/ °C	最大泡沫 高度/cm	泡沫半衰期/ min	FCI/ (cm·min)
G-CF4	20	17	150	1 913
	50	24.96	31.5	590
W-CF1	20	16.6	170	2 117
	50	13.75	21	217

当温度由 20 °C 升至 50 °C,G-CF4 的泡沫半衰期时间减少 118.5 min,W-CF1 泡沫半衰期时间减少 149 min。G-CF4 泡沫的最大高度增加 7.96 cm,W-CF1 泡沫的最大高度减小 2.85 cm。G-CF4 的耐温性能优于 W-CF1。

2.1.3 压力对封窜剂泡沫性能的影响

在温度为 100 °C 的条件下,分别向 YP-1 型高温高压泡沫评价装置加入 0.25% 浓度的气溶性封窜剂 G-CF4 和水溶性封窜剂 W-CF1 溶液各 200 mL,并充入 10、15、20 MPa 的 CO₂,待温度压力平衡后,搅拌 3 min 并测量两种不同的封窜剂在不同压力下的析液半衰期、半衰期泡沫高度并计算 FCI,实验结果如图 1 ~ 图 3 所示。

在 10 ~ 15 MPa 范围内,随着压力上升,水溶性封窜剂 W-CF1 和气溶性封窜剂 G-CF4 的半衰期泡沫高度、析液半衰期均呈上升趋势。在 15 ~ 18 MPa 的范围内,压力继续上升,由于液膜面积 A 不能无限压缩,液膜弹性系数 E 会增加后趋于稳定,导致

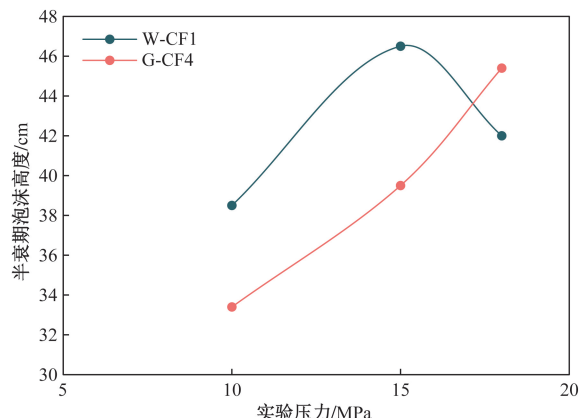


图 1 不同封窜剂在不同压力下的半衰期泡沫高度
Fig. 1 Half-life foam height of different plugging agents at different pressures

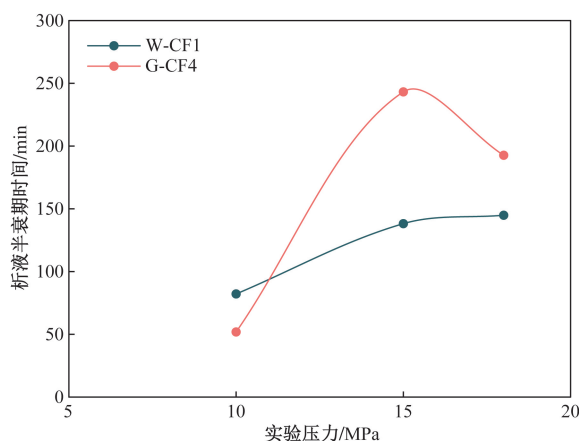


图 2 不同封窜剂在不同压力下的析液半衰期
Fig. 2 Foam drainage half-life of different plugging agents at different pressures

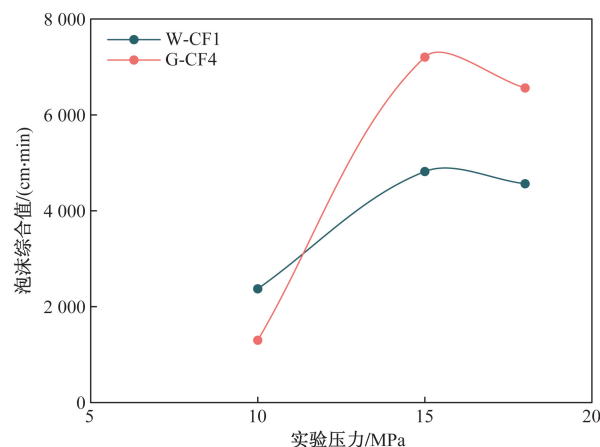


图 3 不同封窜剂在不同压力下的 FCI
Fig. 3 FCI of different plugging agents at different pressures

水溶性封窜剂 W-CF1 的析液半衰期上升趋势减缓,而对于气溶性封窜剂 G-CF4,随着压力增加,G-CF4 会从水相溶解到超临界 CO₂ 中,水相中的封窜剂溶

液浓度降低,膜的强度和弹性效应降低,G-CF4 析液半衰期呈下降趋势。

如图 3 所示,两类封窜剂的最优使用压力均为 15 MPa,这也是 H17 的地层条件。在地层条件下 (100 °C、15 MPa),W-CF1 的半衰期泡沫高度达最高值 46.5 cm,比 G-CF4 的半衰期泡沫高度高 7 cm,W-CF1 泡沫稳定性略优于 G-CF4;此时,G-CF4 的析液半衰期达最高值 243.2 min,稳泡能力远优于析液半衰期最高值仅为 144.9 min 的 W-CF1。G-CF4 的 FCI 为 7205 cm·min,是 W-CF1 的 FCI 的 1.5 倍,综合来说,高压下,G-CF4 的泡沫性能更佳,G-CF4 的耐压能力优于 W-CF1。

2.1.4 封窜剂浓度对泡沫性能的影响

在温度为 100 °C 的条件下,分别向 YP-1 型高温高压泡沫评价装置加入 0.075%、0.15%、0.25%、0.5% 浓度的气溶性封窜剂 G-CF4 和水溶性封窜剂 W-CF1 各 200 mL,并充入 15 MPa 的 CO₂。待温度压力平衡后,搅拌 3 min 并测量两种不同的封窜剂在不同浓度下的析液半衰期、半衰期泡沫高度以及 FCI,实验结果如图 4 ~ 图 6 所示。

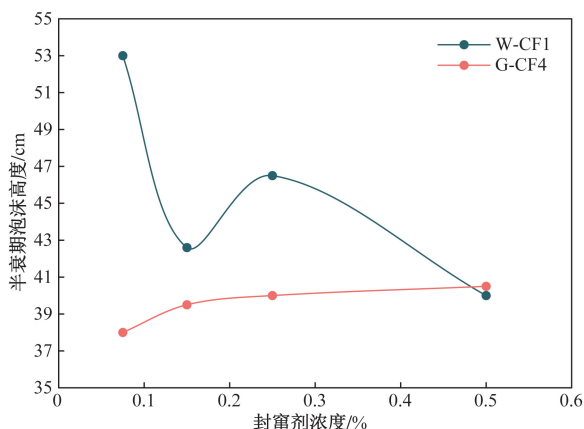


图 4 不同浓度下的不同封窜剂半衰期泡沫高度

Fig. 4 Half-life foam height of different plugging agents at various concentrations

从起泡能力角度出发,封窜剂浓度由 0.075% 增加至 0.5%,G-CF4 的半衰期泡沫高度呈持续增长趋势,但仅增长 2.5 cm;而 W-CF1 的半衰期泡沫高度呈波动衰减趋势,随着浓度由 0.075% 增至 0.5%,W-CF1 半衰期泡沫高度由 53 cm 减小至 40 cm。虽然 W-CF1 波动幅度较大,但在 0.075% ~ 0.48% 范围内,W-CF1 起泡能力整体优于 G-CF4。

从泡沫稳定性角度出发,封窜剂浓度由 0.075% 增至 0.5%,水溶性封窜剂 W-CF1 和气溶性封窜剂 G-CF4 的泡沫稳定能力均呈上升趋势。W-CF1 的析液半衰期时间增加了 194.5 min,G-CF4 的析液半衰期时间增加了 200 min。当封窜剂浓度

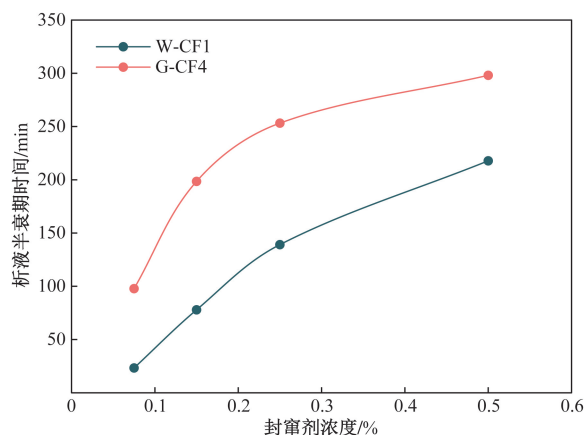


图 5 不同浓度下的不同封窜剂析液半衰期

Fig. 5 Foam drainage half-life of different plugging agents at various concentrations

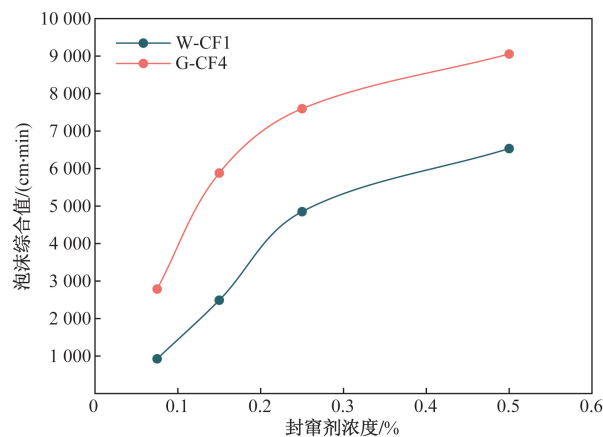


图 6 不同浓度下的不同封窜剂的 FCI

Fig. 6 FCI of different plugging agents at various concentrations

达 0.5% 时,G-CF4 的析液半衰期时间达最高值 298.1 min,比同等条件下 W-CF1 的析液半衰期时间要长 80.3 min。在 0.075% ~ 0.5% 的封窜剂浓度范围内,气溶性封窜剂 G-CF4 的稳泡能力优于 W-CF1。

如图 6 所示,随着封窜剂浓度的上升,W-CF1 的 FCI 由 927 cm·min 增至 6533 cm·min,G-CF4 的 FCI 由 2787.3 cm·min 增至 9054.8 cm·min,G-CF4 的增幅高于 W-CF1。在 0.075% ~ 0.5% 浓度范围内,气溶性封窜剂 G-CF4 的 FCI 整体优于水溶性封窜剂 W-CF1。当封窜剂浓度高于 0.25% 时,FCI 的增长趋势减缓,因此 0.25% 被认为是 W-CF1 和 G-CF4 的最佳起泡浓度。G-CF4 的泡沫性能优于 W-CF1。

2.2 封窜剂封堵性能及提采效果评价

2.1 节探讨了温度、压力、封窜剂浓度、超临界 CO₂ 对两种封窜剂起泡能力、稳泡能力、FCI 的影响。可知在储层条件下 (100 °C、15 MPa),0.25% 的气溶

性封窜剂 G-CF4 表现出优异的发泡稳定性能,且优于水溶性封窜剂 W-CF1。

结合上述实验结果,本节通过对比不同渗透率岩心并列组合下岩心对气溶性封窜剂 G-CF4 的吸入量、阻力系数差距,评估 G-CF4 的封堵性能。又通过对比纯 CO₂ 驱油及使用封窜剂后 CO₂ 驱油的驱油效率差异,评估封窜剂的提采效果。

2.2.1 封窜剂吸入效果评价

在 100 ℃、15 MPa 的条件下,将岩心 JS2、JS96、JS33、JS6、JS65 分别组合为 10 ~ 60 mD、60 ~ 100 mD 和 10 ~ 120 mD 3 种级差岩心组,组合方式如表 4 所示,实验流程如图 7 所示。

以 0.5 mL/min 的注入速度向岩心组合注入气溶性封窜剂 G-CF4,测定不同物性岩心中 G-CF4 的吸入量,结果如图 8 和图 9 所示。

当渗透率级差在 38 ~ 50 mD 范围内,高渗透率岩心吸收封窜剂份额稳定在 76.69% ~ 77.74%,低渗透率岩心吸收封窜剂份额稳定在 23.31% ~ 21.87%。随着渗透率级差增加,封窜剂在高渗透岩心和低渗透岩心之间的分配比例稳定在 8:2,分流比稳定在 3.29 ~ 3.55 范围内。

而渗透率级差为 50 ~ 109 mD 范围内,岩心组合渗透率级差越大,高渗透率岩心封窜剂吸入量更大,低渗透率岩心吸入量的更小,分流比由 3.55 涨至 288.62。在岩心组合渗透率级差为 109 mD 时,

表 4 岩心组合表

Table 4 Core combination table

岩心编号	渗透率/mD	级差/mD
JS2	10	50
JS96	60	
JS33	98	38
JS96	60	
JS6	13	109
JS65	122	

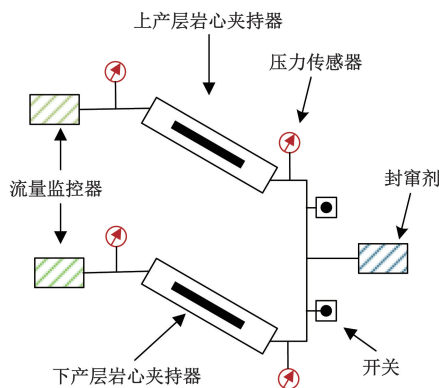


图 7 封窜剂吸入量实验流程图

Fig. 7 Flowchart of plugging agent absorption experiment

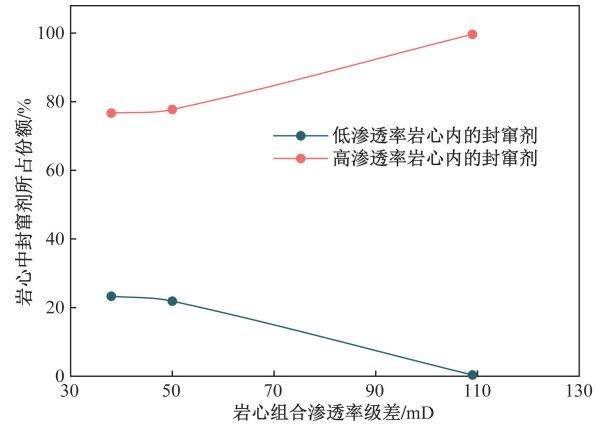


图 8 渗透率级差对高低渗岩心封窜剂吸入量的影响

Fig. 8 The impact of permeability difference on plugging agent absorption in high and low permeability cores

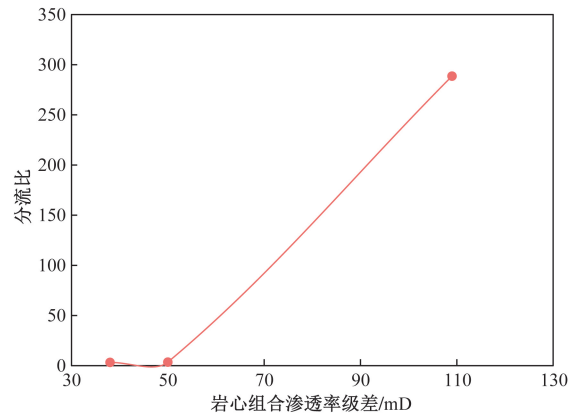


图 9 渗透率级差对高低渗岩心封窜剂分流比的影响

Fig. 9 The impact of permeability gradient on split ratio in high and low permeability cores

低渗岩心吸入量仅为 0.35%, G-CF4 几乎起不到封堵效果,导致封窜剂堵大不堵小。

2.2.2 封窜剂封窜效果评价

选择 3 种不同物性岩心 JS2、JS96、JS33, 两两组合 (10 ~ 60 mD、10 ~ 100 mD), 组合方式如表 5 所示, 实验流程图如图 7 所示。

在地层温度 (100 ℃) 和压力 (15 MPa) 下, 以 0.5 mL/min 的注入速度先注入 0.1 PV 的 CO₂, 再注入 0.3 PV 的 G-CF4 封窜剂, 最后以相同的注入速度开始注 CO₂ 驱替。在研究中, 以阻力系数 RF 作为泡沫在岩心中封堵强度的度量, 公式为

$$RF = \frac{\Delta P_f}{\Delta P_b} \quad (2)$$

式(2)中: ΔP_f 为注入泡沫时岩心模型两端压力差, MPa; ΔP_b 为相同流量下水驱时岩心模型两端压力差, MPa。

通过实验中不同岩心组合中岩心阻力系数变化, 对比分析不同物性岩心组合的封窜效果, 实验

结果如图 10 和图 11 所示。

在 G-CF4 注入阶段:随着封窜剂注入量由 0 PV 提升至 0.3 PV,在 10~60 mD 岩心组合中,高渗岩心阻力系数由 0.73 提升至 3.2,低渗岩心阻力系数仅在 0.72~1.17 范围内波动;在 10~100 mD 岩心组合中,高渗岩心阻力系数由 0.8 提升至 11.9,低渗岩心阻力系数仅在 0.67~1.2 范围内波动。在注入 0.3 PV 的 G-CF4 时,在级差为 88 mD 的岩心组合中,高渗透率岩心的阻力系数是级差为 50 mD 岩心组合的高渗透率岩心的阻力系数的 3.7 倍。封窜

表 5 岩心组合表

Table 5 Core combination table

岩心编号	渗透率/mD	级差/mD
JS2	10	50
JS96	60	
JS33	98	88
JS2	10	

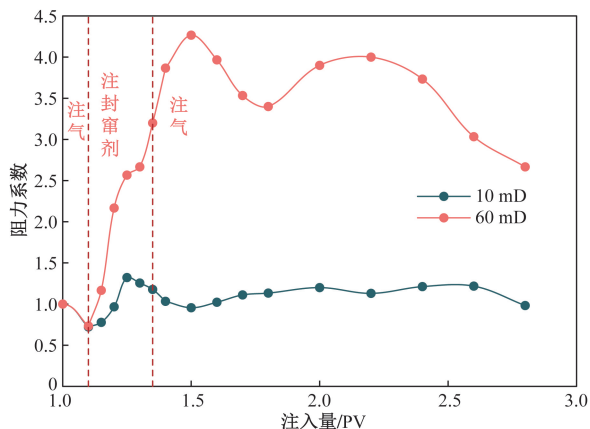


图 10 封窜剂在 10~60 mD 岩心组合中的封窜性能

Fig. 10 Plugging performance of plugging agent in 10~60 mD core combinations

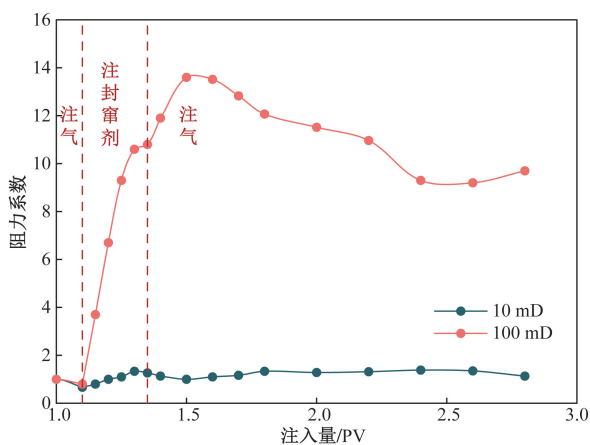


图 11 封窜剂在 10~100 mD 岩心组合中的封窜性能

Fig. 11 Plugging performance of plugging agent in 10~100 mD core combinations

剂在不同岩心组合的低渗岩心中几乎起不到封堵效果。

在 CO₂ 驱替阶段:由于气溶性封窜剂 G-CF4 既可溶于水也可溶于 CO₂,在 CO₂ 驱替初期,CO₂ 能将 G-CF4 带入岩心更深处。气泡在孔隙和喉道间发生缩变作用,在气泡从一个孔隙进入另一个喉道过程中,气泡会向喉道扩张。同时由于气泡在孔隙中发生挤压作用,从而生成更多气泡。在 CO₂ 驱替初期,在渗透率级差为 50 mD 的岩心组合中,高渗透率岩心的阻力系数提升 1,在渗透率级差为 88 mD 的岩心组合中,高渗透率岩心的阻力系数提升 1.7。待 CO₂ 突破后封堵能力略有下降,但此时孔道中较多呈现为一个气泡占据一个或多个孔道,这使不同组合中高渗透率岩心依旧有着良好的封堵能力。CO₂ 驱替阶段,在 10~100 mD 岩心组合中,高渗透率岩心的阻力系数始终高于 9.2;在 10~60 mD 岩心组合中,高渗透率岩心的阻力系数始终高于 2.6。岩心组合中渗透率级差越高,G-CF4 在组合中高渗透率岩心的封堵能力越好。

2.2.3 封窜剂对 CO₂ 驱油效率的影响评价

在原始地层温度压力(100 °C、15 MPa)下,向实验岩样 JS1-2 中饱和水,然后进行油驱水建立模拟地层条件。用 CO₂ 驱油至无油流出的状态,获取此时的压差和驱油效率等参数。采用 0.5 mL/min 的注入速度向实验岩样中注入不同的段塞尺寸(0.1、0.2、0.3、0.4 PV)的封窜剂,再继续注入 CO₂ 直至无油产出,根据驱油效率和压差等参数优化出注入量。根据储层流动实验最高压力梯度标准,若实验压差梯度大于 2 MPa/cm 可停止实验。实验结果如表 6 所示。

由实验结果可知,仅使用 CO₂ 驱时,驱油效率为 71.43%。使用 G-CF4 封窜剂后,气泡将尺寸较大孔道堵塞住,使得 CO₂ 转向进入残余油饱和度较高的孔道进行驱替,发生调驱分流作用,CO₂ 驱的驱油效率至少提升 7.86%。

驱油效率随 G-CF4 注入段塞增加而增加,当注入段塞大于 0.3 PV 时,驱油效率增幅减小,结合实验过程发现,当注入封窜剂达到 0.4 PV 时,有部分

表 6 封窜剂在不同注入段塞下的驱油效率

Table 6 Oil displacement efficiency of plugging agent under different injection slug sizes

实验结果	不同段塞下的驱油效率/%			
	0.1 PV	0.2 PV	0.3 PV	0.4 PV
用封窜剂后 CO ₂ 驱油效率/%	79.29	82.86	86.43	87.86
封窜剂对 CO ₂ 驱油效率的提升效果/%	7.86	11.43	15.00	16.43

封窜剂未与 CO₂ 接触便已产出,导致注入的气液迅速窜出,留在岩芯中起作用的流体体积减小,封窜剂没能完全发挥效果。综合认为,注入最佳段塞尺寸为 0.3 PV,此时 CO₂ 驱的驱油效率提升 15%。

3 结论

(1) G-CF4 泡沫的耐温、耐压、耐超临界 CO₂ 性能优于 W-CF1。在 100 °C, 15 MPa 下 0.25% 的 G-CF4 的泡沫性能最佳。

(2) 渗透率级差在 38 ~ 50 mD 范围内,封窜剂在高渗透岩心和低渗透岩心之间的分流比稳定在 3.29 ~ 3.55。在 50 ~ 109 mD 范围内,岩心组合级差越大,高渗透率岩心的封窜剂吸入量越大,低渗透率岩心的封窜剂吸入量越小,分流比可由 3.55 最高涨至 288.62。

(3) 在岩心组合中,渗透率级差越高,G-CF4 在高渗透率岩心的封窜能力越好。CO₂ 驱替阶段,在 10 ~ 100 mD 岩心组合中,高渗透率岩心的阻力系数始终高于 9.2;在 10 ~ 60 mD 岩心组合中,高渗透率的阻力系数始终高于 2.6。剂窜剂在不同岩心组合的低渗岩心中几乎起不到封堵效果。

(4) 先注入 0.25% 的 G-CF4 溶液 0.3 PV,再通过 CO₂ 驱油,可提高原 CO₂ 驱油效率 15%。

参 考 文 献

- [1] 唐建东,王智林,葛政俊. 苏北盆地江苏油田 CO₂ 驱油技术发展及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 18-25.
Tang Jiandong, Wang Zhilin, Ge Zhengjun. CO₂ flooding technology and its application in Jiangsu Oilfield in Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 18-25.
- [2] 王维波,倪军,李丛妮,等. “双碳”目标下绿色提高采收率技术路径与实践[J]. 应用化工, 2024, 53(6): 1497-1503.
Wang Weibo, Ni Jun, Li Congni, et al. Technology path and practice of green enhanced oil recovery under “dual carbon” target[J]. Applied Chemical Industry, 2019, 53(6): 1497-1503.
- [3] 张辉,李忠诚,李明义,等. 考虑压敏效应的低渗透油藏 CO₂ 辅助重力驱合理配产方法[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(22): 9357-9364.
Zhang Hui, Li Zhongcheng, Li Mingyi, et al. Reasonable production allocation method of CO₂ assisted gravity flooding in low permeability reservoir considering pressure sensitivity effect[J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(22): 9357-9364.
- [4] 孙大龙,张广东,彭旭,等. CO₂ 驱气溶性降混剂提高采收率机理实验[J]. 特种油气藏, 2022, 29(1): 134-140.
Sun Dalong, Zhang Guangdong, Peng Xu, et al. Experiment on the mechanism of enhancing oil recovery by CO₂ flooding with gas-soluble demixing agent[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(1): 134-140.
- [5] 李洪毅. 超临界二氧化碳萃取深层稠油组分的分子动力学模拟[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(29): 12543-12550.
Li Hongyi. Molecular dynamics simulation for supercritical carbon dioxide extraction of heavy oil components in deep reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(29): 12543-12550.
- [6] Jiang K, Ashworth P, Zhang S Y, et al. China's carbon capture, utilization and storage (CCUS) policy: a critical review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 119. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109601.
- [7] 李隆杰,葛际江,郭洪宾,等. 孔隙介质中泡沫生成机制和转向能力研究[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(18): 7743-7752.
Li Longjie, Ge Jijiang, Guo Hongbin, et al. Foam generation mechanism and deflecting ability in porous media[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(18): 7743-7752.
- [8] 董文钢,杨胜来,金蕾,等. 多孔介质内泡沫稳定性定量评价实验[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(22): 9592-9599.
Dong Wengang, Yang Shenglai, Jin Lei, et al. Quantitative evaluation experiment of foam stability in porous media[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(22): 9592-9599.
- [9] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111-117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111-117.
- [10] 朱道义,施辰扬,赵岩龙,等. 二氧化碳驱化学封窜材料与方法研究进展及应用[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(1): 65-72.
Zhu Daoyi, Shi Chenyang, Zhao Yanlong, et al. Research progress and application of chemical plugging materials and method for carbon dioxide flooding[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2023, 19(1): 65-72.
- [11] Zhou J, Wanniarachchi R P G. different strategies of foam stabilization in the use of foam as a fracturing fluid[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2020, 276. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102104.
- [12] Du Q J, Hou J, Zhao F, et al. A new organic fiber composite gel as a plugging agent for assisting CO₂ huff and puff in water channeling reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 179: 70-79.
- [13] Wan L K, Hai Z J, Hong B Y, et al. Study of nano-SiO₂ reinforced CO₂ foam for anti-gas channeling with a high temperature and high salinity reservoir[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2021, 97: 506-514.
- [14] 钱昱,张思富,吴军政,等. 泡沫复合驱泡沫稳定性及影响因素研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(2): 33-35.
Qian Yu, Zhang Sifu, Wu Junzheng, et al. Foam stability and effecting factors of foam combination flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20(2): 33-35.