



CO₂吞吐提高凝析气藏凝析油采收率实验研究

王小雨 任皓洁 广怡初 张娟 殷晓霞 马斌

Experimental Study on Improving Condensate Oil Recovery by CO₂ Huff and Puff in Condensate Gas Reservoirs

WANG Xiaoyu, REN Haojie, GUANG Yichu, ZHANG Juan, YIN Xiaoxia, MA Bin

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2025011>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

苏北页岩油二氧化碳强压质换技术

CO₂ High Pressure Quality Exchange Technology of Shale Oil in Northern Jiangsu Province

石油钻探技术. 2024, 52(4): 87–93 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024074>

N₂泡沫/CO₂复合吞吐提高采收率三维物理模拟试验研究

Experimental Study of CO₂ Huff and Puff Combined with N₂ Foam for Enhanced Oil Recovery by Three-Dimensional Physical Models

石油钻探技术. 2022, 50(6): 126–132 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022105>

苏北复杂断块油藏二氧化碳驱油效果影响因素分析及认识

Analyzing and Understanding the Influencing Factors of CO₂ Flooding in the Subei Complex Fault Block Reservoirs

石油钻探技术. 2020, 48(1): 98–103 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019125>

页岩油储层裂缝对CO₂吞吐效果的影响及孔隙动用特征

The Influence of Fractures in Shale Oil Reservoirs on CO₂ Huff and Puff and Its Pore Production Characteristics

石油钻探技术. 2022, 50(2): 38–44 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022006>

吉木萨尔页岩油藏泡沫辅助注气吞吐试验研究

Experimental Study on Foam-Assisted Gas Huff-and-Puff in the Jimsar Shale Oil Reservoir

石油钻探技术. 2022, 50(2): 22–29 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022017>

低渗透稠油油藏CO₂压驱提高采收率机理及规律研究

Mechanism and Law of CO₂ Pressure Flooding in Enhancing Oil Recovery in Low-Permeability Heavy Oil Reservoirs

石油钻探技术. 2024, 52(6): 97–106 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024070>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2025011

引用格式: 王小雨, 任皓洁, 广怡初, 等. CO₂ 吞吐提高凝析气藏凝析油采收率实验研究 [J]. 石油钻探技术, 2025, 53(1): 86–93.

WANG Xiaoyu, REN Haojie, GUANG Yichu, et al. Experimental study on improving condensate oil recovery by CO₂ huff and puff in condensate gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2025, 53(1): 86–93.

CO₂ 吞吐提高凝析气藏凝析油采收率实验研究

王小雨, 任皓洁, 广怡初, 张 娟, 殷晓霞, 马 斌

(中国石油玉门油田分公司老君庙采油厂, 甘肃酒泉 735019)

摘 要: 注 CO₂ 提高天然气和凝析油采收率技术目前仍处于发展阶段, CO₂ 的注入方式、注入时机以及 CO₂ 与储层流体之间的相互作用机理尚不明确。通过开展凝析气藏注 CO₂ 定容衰竭实验和油气界面张力测定实验, 在明确最大反凝析压力及液量和 CO₂-凝析油相互作用方式的基础上, 提出了逐轮增量注 CO₂ 的吞吐方法, 并采用全直径岩心实验评价了吞吐效果及 CO₂ 储存比例。研究表明, 凝析气藏注入 CO₂ 后, 其露点压力、最大反凝析压力和凝析油体积均不断降低, 临界点向左下角移动, 两相包络区向内收缩, 流体组分变轻; CO₂ 与凝析油之间需经多次接触, 才能逐步混相, CO₂ 压力越高, 达到混相所需接触的轮次越少; 4 轮增量 CO₂ 吞吐凝析油的采收率分别为 1.2%, 14.4%, 25.8% 和 3.6%, 比自然衰竭凝析油采收率累计提高了 45.0 个百分点; CO₂ 储存比例随吞吐次数增多而降低, 分别为 82.2%, 72.1%, 46.4% 和 9.2%, 最优 CO₂ 吞吐次数应不超过 3 次; CO₂ 吞吐效果受 CO₂ 注入压力及岩心系统压力的影响, 当 CO₂ 注入压力低于最小混相压力时, 不利于 CO₂ 吞吐和储存。研究结果可为凝析气藏高效开发、改善反凝析伤害提供参考和借鉴。

关键词: 凝析气藏; 凝析油; 二氧化碳吞吐; 二氧化碳储存; 最小混相压力

中图分类号: TE357.45

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2025)01-0086-08

Experimental Study on Improving Condensate Oil Recovery by CO₂ Huff and Puff in Condensate Gas Reservoirs

WANG Xiaoyu, REN Haojie, GUANG Yichu, ZHANG Juan, YIN Xiaoxia, MA Bin

(Laojunmiao Oil Production Plant, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan, Gansu, 735019, China)

Abstract: The application of CO₂ injection to improve the recovery of natural gas and condensate oil is still in the development stage. The CO₂ injection mode, injection time, and the interaction mechanism between CO₂ and reservoir fluid are not clear. Through the constant volume depletion experiment of CO₂ injection into condensate gas reservoirs and the measurement experiment of oil-gas interfacial tension, a stepwise incremental CO₂ huff and puff method was proposed on the basis of determining the maximum retrograde condensate pressure, liquid volume, and CO₂-condensate oil interaction mode. In addition, the huff and puff effect and CO₂ storage ratio were evaluated by full diameter core experiment. The results show that after the CO₂ is injected into the condensate gas reservoir, the dew point pressure, the maximum retrograde condensate pressure, and the condensate oil volume are continuously reduced, and the critical point moves to the lower left corner. The two-phase envelope area shrinks inward, and the fluid components become lighter. The phase mixing between CO₂ and condensate oil can be achieved gradually only after multiple contacts. A higher CO₂ pressure indicates fewer contacts required to achieve the phase mixing. The condensate oil recovery after four rounds of incremental CO₂ huff and puff is 1.2%, 14.4%, 25.8%, and 3.6%, respectively, which is 45.0 percentage points higher than that after natural depletion. The proportion of CO₂ storage decreases with the increase in huff and puff times, which are 82.2%, 72.1%, 46.4%, and 9.2%, respectively. CO₂ huff and puff times should be controlled within 3 to achieve the optimal effect. The CO₂ huff and puff effect is mainly affected by CO₂ injection pressure and core system pressure. When the CO₂ injection pressure is lower than the minimum miscible pressure (MMP), it is not

收稿日期: 2023-06-24; 改回日期: 2025-01-07。

作者简介: 王小雨 (1987—), 女, 辽宁义县人, 2010 年毕业于中国地质大学 (武汉) 地理信息系统专业, 工程师, 主要从事提高采收率技术及三次采油方面的研究及管理工作。E-mail: wangxyymt@163.com。

基金项目: 国家重点研发计划项目 “CO₂ 驱油技术及地质封存安全监测” (编号: 2018YFB0605500) 资助。

conducive to CO₂ huff and puff and storage. The research results provide a reference for the efficient development of condensate gas reservoirs and the improvement of retrograde condensate damage.

Key words: condensate gas reservoir; condensate oil; CO₂ huff and puff; CO₂ storage; minimum miscible pressure

凝析气藏蕴含着丰富的天然气和轻质凝析油, 具有极高的商业价值。储层原始状态下的凝析气以单相气形式存在, 压力高于饱和压力。但随着生产储层压力不断衰竭, 当压力降至凝析气露点压力以下时, 开始析出凝析油并聚集。反凝析初期, 凝析油主要聚集在井筒附近, 然后逐渐深入储层, 对气井产能产生不利影响^[1-2]。将烃类或非烃类气体注入凝析气藏是当下较为流行的一种强化凝析气开发的三采技术, 其中产出烃类气回注的方法以其成本低廉、原理简单和效果明显等优点已被广泛应用^[3-4]。但随着我国对碳捕获、利用与封存 (CCUS) 技术重视程度的不断提高, 凝析气藏具有巨大的 CO₂ 储存容量, 是 CO₂ 封存的理想场所, 与此同时, CO₂ 注入凝析气藏还能有效提高天然气与凝析油的采收率, 达到采油采气与 CO₂ 封存双赢的目的^[5-6]。

然而, 由于 CO₂ 气体的超临界特性, 其与凝析气 (或凝析油) 的作用方式及提高采收率机理也有别于其他烃类气体^[7-8], 加之成本相对高昂, 使 CO₂ 的注入方式和方法均不能简单照搬注烃类气体的方案。H. Gachuz-Muro 等人^[9] 对凝析气藏注 CO₂ 和 N₂ 的相态特征进行了实验研究, 对比了自然衰竭与注入 CO₂、N₂ 后凝析油和天然气采收率的变化。S. Mohebbinia 等人^[10] 采用简化方法研究了 CO₂/凝析油/天然气/水系统的四相平衡。冯文彦^[11] 通过 PVT 相态实验研究了不同凝析油含量凝析气注 CO₂ 后的相态特征, 并评价了 CO₂ 对不同凝析气藏提高采收率的潜力。Z. Y. Abbasov 等人^[12] 分别研究了不同 CO₂、N₂ 含量对凝析气相态的影响, 结果表明, 流体中 N₂ 含量增加, 气相中凝析油的蒸发体积减小, 露点压力升高; 而 CO₂ 含量增加, 将增大凝析油的蒸发体积, 使露点压力降低。Hou Dali 等人^[13] 认为凝析气中的 CO₂ 含量越高, 开采强度越高, 产生的凝析油越多。因为 CO₂ 具有很强的汽化和萃取能力, 一方面抑制了凝析气的反凝析, 另一方面增强了凝析油的反蒸发。

综上所述, 针对凝析气藏注 CO₂ 提高采收率方面的研究主要集中于 CO₂ 注入后的流体相态变化特征, 鲜有学者开展 CO₂ 注入方式、注入时机及 CO₂ 与凝析油之间作用机理的研究。因此, 笔者通过开展改进的凝析气藏注 CO₂ 定容衰竭实验和油

气界面张力测定实验, 在明确最大反凝析压力、最大反凝析液量及 CO₂-凝析油最小混相压力的基础上, 提出了逐轮增量注 CO₂ 的吞吐方法, 即每轮 CO₂ 的注入量为前一轮反凝析后最大液量的 10%, 30%, 50% 和 70%, 并采用全直径岩心实验评价了该方法的吞吐效果及 CO₂ 储存比例, 以期凝析气藏高效开发、改善反凝析伤害以及 CO₂ 埋存提供参考和借鉴。

1 CO₂ 吞吐实验

1.1 实验材料

1.1.1 实验流体

依据石油天然气行业标准“油气藏流体取样方法”(SY/T 5154—2014)^[14] 对准噶尔盆地 DJ 区块的地面分离器油样和气样采样后, 按照国家标准“油气藏流体物性分析方法”(GB/T 26981—2020)^[15] 中的方法复配实验用的凝析气, 复配凝析气的露点压力为 30.49 MPa (地层温度 85℃, 地层压力 40.5 MPa), 溶解气油比为 1 676.48 m³/m³。采用气相色谱仪分析凝析油样品组分, 共检测到 130 多种组分, 其中正戊烷、正己烷、正庚烷、正辛烷、正癸烷、正十二烷、正十三烷及正十三烷以上总组分的质量分数分别为 5.7%, 8.4%, 7.4%, 5.5%, 3.6%, 2.7%, 2.1% 和 64.6%; 其他组分虽然数量众多, 但峰值很小, 无法量化。

实验中使用的其他试剂包括正己烷、十四烷烃、石油醚和甲苯, 其纯度均大于 99.99%。实验所使用的 CO₂ 气体是在市面上购置的, 纯度达到了 99.9%。

1.1.2 实验岩心

实验岩心为准噶尔盆地 DJ 区块探井取得的岩心。切割后全直径岩样的长度和直径分别为 102.45 和 100.32 mm, 气测渗透率为 8.77 mD, 孔隙度为 8.38%, 属于特低渗透致密砂岩。

1.2 实验仪器

本次进行 3 种实验。其中, 注 CO₂ 定容衰竭实验所需仪器主要为 DBR 无汞高温高压可视化多功能 PVT 分析仪, 腔体最大体积 200 mL, 体积精度 0.01 mL, 温度范围 0~200℃, 温度精度 0.1℃, 压力

范围 0.1~120.0 MPa, 压力精度 0.01 MPa。其他配套设备包括地层流体配样器 (UPX-1 000-70 型, 配样容积 1 000 mL, 工作压力 70 MPa, 工作温度 180 ℃, 最大搅拌速度 30 r/min) 和 ISCO 高精度高压驱替泵 (最高压力 300 MPa, 腔体体积 500 mL, 最小流速 0.001 mL/min) 等。

CO₂ 与凝析油界面张力测定实验所需仪器主要为 ST 高温高压界面张力仪、可视化高压釜体, 温度为室温至 200 ℃, 最高压力 100 MPa, CCD 数字视频

摄像机的像素为 314×10⁴ PPI。所需其他配套设备包括 ISCO 高精度高压驱替泵和中间容器等。实验装置如图 1(a) 所示。

注 CO₂ 吞吐岩心实验所需仪器主要为全直径岩心夹持器, 可夹持直径 8~15 cm、长度 6~20 cm 的岩样。所需其他配套设备有 ISCO 高精度高压驱替泵、中间容器、CO₂ 分析仪 (YF-F01 红外型, 测量范围 0~50%, 分辨率 0.01%, 测量精度 ≤±2%F.S.)、围压泵、回压阀及压力表等。实验装置如图 1(b) 所示。

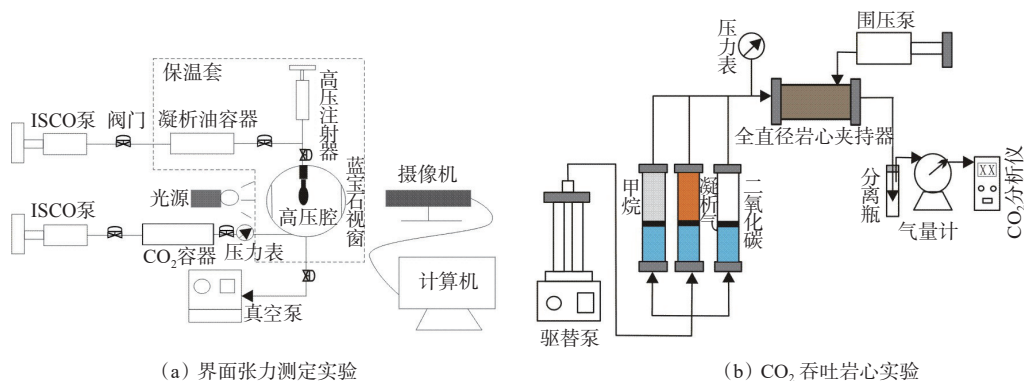


图 1 界面张力测定及 CO₂ 吞吐岩心实验装置

Fig.1 Flow chart of interfacial tension measurement and CO₂ huff and puff core experiment

1.3 实验方法

1.3.1 注 CO₂ 定容衰竭实验

1) 将复配凝析气在恒温 (85 ℃) 恒压 (略高于地层压力 2 MPa) 条件下注入 PVT 容器, 待压力温度稳定后开展后续实验, 记录注入凝析气的体积。

2) 进行恒质膨胀实验。从地层压力开始逐级降压, 记录每级压力稳定后流体的体积, 并测定露点压力以下每级降压对应凝析油的体积, 获取最大反凝析压力。实验后再将系统压力恢复至地层压力。

3) 将凝析气定容衰竭至最大反凝析压力, 记录产出油气的体积, 并测定 PVT 容器内凝析油的体积; 根据剩余凝析油量计算第一轮所需注入 CO₂ 的量 (注入量为凝析油量的 10%), 并在最大反凝析压力下将 CO₂ 注入 PVT 容器中。

4) 将 PVT 容器中的混合流体加压至单相, 重复步骤 2), 开展混合流体恒质膨胀实验, 获取混合流体的最大反凝析压力。

5) 重复步骤 3), 将混合流体定容衰竭至最大反凝析压力, 记录产出油气的体积, 并测定 PVT 容器内凝析油的体积; 根据凝析油量计算第二轮所需注入 CO₂ 的量 (注入量为凝析油量的 30%), 并在最大

反凝析压力下将 CO₂ 注入 PVT 容器中。

6) 重复步骤 4)、5), 完成注 30%CO₂ 定容衰竭实验。重复步骤 3)—5), 依次完成注 50% 和 70% CO₂ 的定容衰竭实验。

1.3.2 CO₂ 与凝析油界面张力测定实验

1) 由于凝析油样品偏浅绿色, 为便于实验中观测凝析油形态变化, 在实验开始前, 采用黑色染色剂对凝析油进行染色。

2) 将 CO₂ 注入界面张力仪高压腔内 (注入前已抽真空), 在预设温度和压力下稳定约 1 h; 用一根毛细管将凝析油从高压腔顶部注入腔体内, 并在毛细管末端形成小油滴, 采用电荷耦合成像相机 (CCD) 记录液滴形状的变化, 直至液滴形状不再变化。为了能够评估一次接触界面张力和混相压力, 液滴未与 CO₂ 预平衡。

3) 将凝析油分别更换成正己烷、正十四烷及二元混合物 (正己烷质量分数为 83%, 正十四烷质量分数为 17%), 重复步骤 2), 测定 3 种烷烃与 CO₂ 的界面张力。

4) 采用轴称滴形分析 (ADSA) 技术分析油滴形状。通过放大摄像系统拍摄油滴外形的照片, 应用计算机图像处理系统获得油滴的外部轮廓^[16]; 利用

针的直径校正图像的放大倍数,并输入轻质相与重质相的密度,求解拉普拉斯方程,计算出该条件下的界面张力。ADSA 技术全部采用计算机处理,避免了人为处理的误差。

1.3.3 注 CO₂ 吞吐岩心实验

注 CO₂ 吞吐岩心实验中,CO₂ 注入参数的确定基于“1.3.1 注 CO₂ 定容衰竭实验”的结果,具体实验步骤如下:

1)首先,在恒温(85 ℃)下将甲烷注入岩心,并逐步升压至地层压力;然后,将凝析气注入岩心驱替甲烷,直至产出气油比与复配凝析气一致,此时岩心完全饱和了复配凝析气。

2)通过控制岩心出口的回压阀,将岩心压力缓慢衰竭至最大反凝析压力。为保证衰竭降压过程中油气充分分离,尽量放缓压降速度,并记录衰竭降压过程中岩心的压力和产出油气的体积。

3)根据岩心中最大凝析液量(由 1.3.1 的步骤 2)获得),可以计算出第一轮 CO₂ 的注入量(凝析油

量的 10%),注入 CO₂ 后焖井 4 h(焖井时间的确定方法见文献[17],主要根据实际水平井焖井时间和动用储量规模进行折算)。然后,再衰竭降压开发至 1.3.1 步骤 4)中测定的混合流体最大反凝析压力。记录衰竭过程中岩心的压力和产出油气的量,并计算产出气中 CO₂ 的质量分数。

4)重复步骤 3),在参照 1.3.1 步骤 4)、5)的基础上,开展下一轮注 30%, 50% 和 70%CO₂ 的吞吐实验。其中,每轮衰竭压力下限均为最大反凝析压力,记录衰竭过程中岩心的压力和产出油气的量,并计算产出气中 CO₂ 的质量分数。

2 实验结果及分析

2.1 凝析气注 CO₂ 相态特征

2.1.1 最大反凝析压力及凝析油体积分数的变化

凝析气注 CO₂ 后凝析油体积分分数随压力的变化及 PT 相图的变化如图 2 所示。

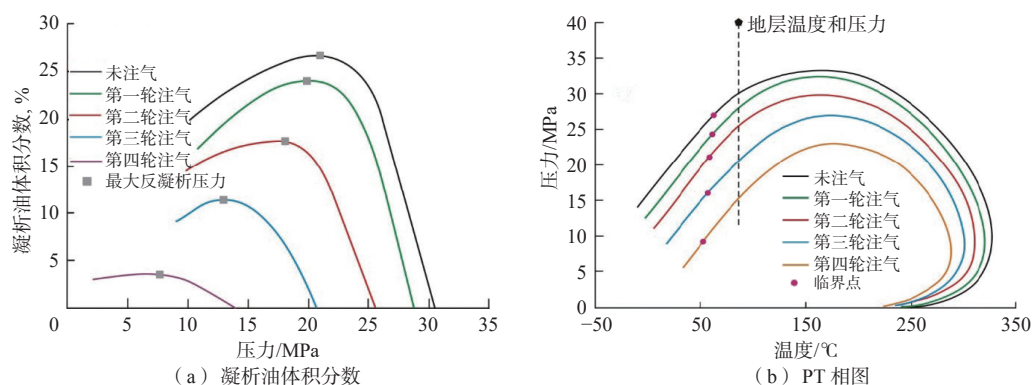


图 2 凝析气注 CO₂ 后凝析油体积分分数随压力的变化及 PT 相图的变化

Fig.2 Variation of volume percentage of liquid phase with pressure and PT phase diagram after CO₂ injection into condensate gas

其中,图 2(a)为凝析气未注 CO₂ 及注 4 轮 CO₂ 后通过恒质膨胀实验获得的凝析油体积分分数随压力的变化。从图 2(a)可以看出,随着 CO₂ 注入比例增大,凝析气露点压力和最大反凝析压力均不断降低,凝析油体积分分数也不断降低,最大凝析油体积分分数也由未注气时的 26.4% 降至第四轮注 CO₂ 时的 3.6%,说明 CO₂ 不仅能够降低凝析油的析出压力,还能有效抑制凝析油的析出量。这是因为,CO₂ 是较好的混溶剂,能够与凝析气很好地互溶,从而增强凝析气的弹性膨胀能力。而凝析油的析出速度变低、最大反凝析油体积减小,则主要是因为 CO₂ 具有很强的汽化和萃取能力,一方面可以抑制

凝析气的反凝析过程,另一方面可以对凝析油进行抽提和萃取,从而使凝析油的析出量减少。

图 2(b)为采用 PVTsim 软件中的 SRK 状态方程在实验数据拟合的基础上计算出的不同 CO₂ 注入比例下的凝析气相。从图 2(b)可以看出,凝析气中 CO₂ 注入比例增大,临界点向左下角移动(即临界点对应的温度和压力越来越低),两相包络区向内收缩,包络面积变小,说明注入 CO₂ 后凝析气整体组分变轻。

2.1.2 CO₂ 与凝析油的接触特征

常规定容衰竭实验是通过在 PVT 容器中模拟凝析气衰竭开发过程,获取不同衰竭压力下凝析油

的采收率及井流体组成。改进的定容衰竭实验可以模拟在最大反凝析条件下 CO_2 的注入效果：一方面可以直观观测注入 CO_2 后油气两相之间的作用过程，另一方面可以根据最大凝析油体积计算每轮 CO_2 的注入体积，为后续岩心吞吐实验提供注入参数。图3所示为第一轮和第四轮注入 CO_2 后凝析油与 CO_2 作用过程随时间的变化。

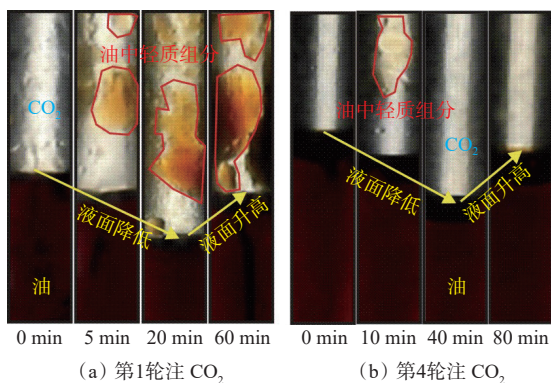


图3 第一轮和第四轮注 CO_2 后凝析油与 CO_2 的作用过程
Fig.3 Interaction process between condensate oil and CO_2 after the first and fourth rounds of CO_2 injection

从图3可以看出，相比第四轮注 CO_2 ，第一轮注 CO_2 后油气的反应程度明显更加剧烈，接触时间为5 min时，凝析油中轻质组分会被 CO_2 抽提出来进入气相中，导致油气界面降低；然后由于 CO_2 大量溶解于油中以及油气在界面处发生组分传质，使油气界面逐渐升高，最终油气界面变得越来越模糊，形成混相。而图3(b)中 CO_2 与凝析油的反应程度则较弱，一方面是因为经过前3轮注 CO_2 后，剩余凝析油组分不断加重，虽然第四轮注 CO_2 比例大幅增加(80%)，但注入的 CO_2 对凝析油萃取、蒸发的程度大幅降低；另一方面是由于第四轮注入 CO_2 时体系整体压力低于最小混相压力，油气之间

无法快速发生混相(下一部分详细论证)。

2.2 CO_2 与凝析油界面张力的特征

2.2.1 温度和压力对界面张力的影响

图4为温度40和85 $^{\circ}\text{C}$ 条件下凝析油与 CO_2 的界面张力随压力的变化曲线(MMP为最小混相压力, MPa; FCP为一次接触混相压力, MPa)。

从图4(a)可以看出，凝析油与 CO_2 的界面张力随着压力升高而降低，且当压力大于4 MPa后，高温(85 $^{\circ}\text{C}$)下凝析油与 CO_2 的界面张力大于低温(40 $^{\circ}\text{C}$)下凝析油与 CO_2 的界面张力。此外，低温(40 $^{\circ}\text{C}$)下凝析油与 CO_2 的界面张力与压力之间呈相对较好的线性关系。通常，线性趋势线与 x 轴的交点可认为是该温度下凝析油与 CO_2 的MMP。因此，40 $^{\circ}\text{C}$ 下 CO_2 与凝析油的MMP为8.18 MPa。而在85 $^{\circ}\text{C}$ 下，凝析油与 CO_2 的界面张力却随着压力增加逐渐偏离线性趋势线，即随着压力升高，凝析油与 CO_2 界面张力的减幅减小。尤其当压力增至13 MPa时，凝析油与 CO_2 的界面张力出现了先快速减小后逐渐增大的现象(见图4(b))，说明新注入的凝析油滴在与 CO_2 很短的接触时间(15 s)内，油滴形状非常不稳定(见图5(a))，表现为界面张力极小(0.44 mN/m)。但在两相接触120 s后，油滴形状逐渐稳定(见图5(b))，界面张力又逐渐增大，并趋于动态平衡(2.32 mN/m)。出现这种现象的原因是，新鲜油滴刚注入 CO_2 后， CO_2 能够在较大压力下快速萃取和抽提凝析油中易挥发的轻质组分(如图3(a)所示)，导致油滴形状极不稳定，界面张力快速减小。当轻质易挥发组分从凝析油中分离后，剩余重质组分在 CO_2 中的可溶性和可挥发性就会大幅降低，导致界面张力增大。当压力达到14 MPa时， CO_2 与凝析油一次接触就能发生混相(界面张力接近0)，但随着剩余凝析油重质组分占比增大，界面

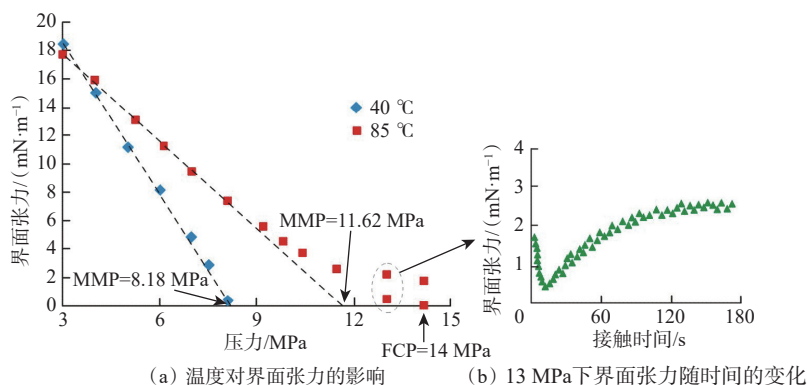


图4 不同温度下凝析油与 CO_2 的界面张力随压力的变化

Fig.4 Variation of interfacial tension between condensate oil and CO_2 with pressure at different temperatures

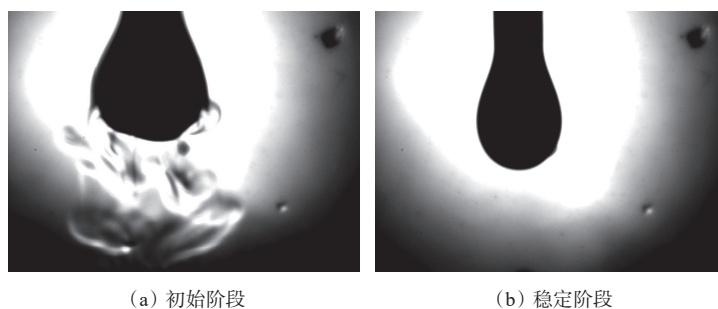


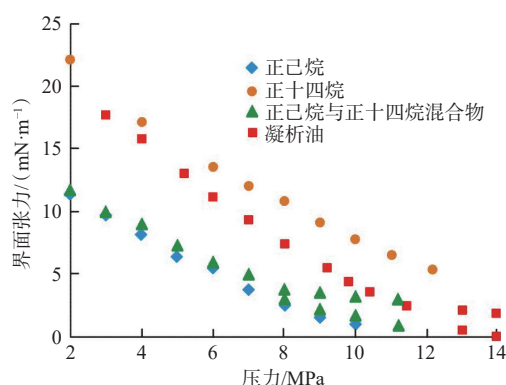
图 5 压力 13 MPa 下液滴形状随时间的变化

Fig.5 Variation of droplet shape with time under pressure of 13 MPa

张力又增至 1.85 mN/m。综上可知,凝析油与 CO₂ 的 MMP 除受温度和压力影响外,凝析油中易挥发的轻质组分也会对 MMP 产生重要影响。

2.2.2 纯组分对界面张力的影响

为了明确易挥发轻质组分对 MMP 的影响程度,分别测定了正己烷、正十四烷以及二元混合物(83% 正己烷和 17% 正十四烷)与 CO₂ 界面张力随压力的变化情况,结果如图 6 所示。

图 6 正己烷和正十四烷及其二元混合物与 CO₂ 界面张力随压力的变化Fig.6 Variation of interfacial tension of n-hexane, n-tetradecane and their binary mixtures with CO₂ pressure

从图 6 可以看出,正己烷和正十四烷与 CO₂ 的界面张力与压力之间均呈较好的线性关系,且 CO₂ 与正十四烷的 MMP 远大于 CO₂ 与正己烷的 MMP。二元混合物与 CO₂ 的界面张力则介于正己烷和正十四烷之间,更接近正己烷与 CO₂ 的界面张力,二元混合物与 CO₂ 的 MMP 也与正己烷与 CO₂ 的 MMP 更为相近,说明凝析油与 CO₂ 界面张力的变化特征主要是单组分界面张力影响的结果,具有凝析油代表性组分的二元混合物能够反映出凝析油相行为的关键特征,进一步验证了凝析油中易挥发轻质组分对 MMP 有着决定性作用。

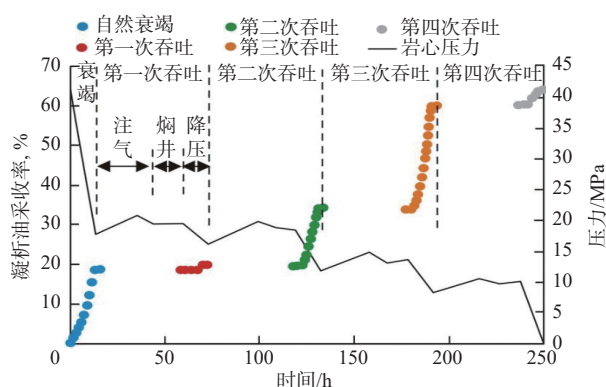
此外,在二元混合物界面张力测定中也观察到

与凝析油相似的现象,即当压力高于 8 MPa 后,二元混合物与 CO₂ 的界面张力也出现了先减小后增大的变化,且随着压力升高,界面张力的变化幅度增大。这说明 CO₂ 与二元混合物(或凝析油)的混相过程为多次接触混相,也就是说,即使当压力达到 MMP 时,CO₂ 与二元混合物(或凝析油)也需要经过多次接触和两相间组分传质作用才能逐步达到混相,而压力越高,两相达到混相所需接触的次数就越少^[18]。当压力低于 MMP 时,即使 CO₂ 与凝析油经过多次接触,也很难达到混相。

2.3 CO₂ 吞吐效果评价

2.3.1 凝析油采收率提高程度

自然衰竭及 CO₂ 吞吐过程中凝析油采收率以及岩心压力随时间的变化如图 7 所示。

图 7 CO₂ 吞吐过程中凝析油采收率及岩心压力随时间的变化Fig.7 Variation of condensate oil recovery and core pressure with time during CO₂ huff and puff

从图 7 可以看出,当岩心压力由地层压力缓慢衰竭至最大反凝析压力时,凝析油采收率仅为 18.6%;但经过 4 轮 CO₂ 吞吐后凝析油采收率显著提高,达到 63.6%,相比自然衰竭凝析油采收率提高了 45.0 百分点。从 4 轮吞吐凝析油采收率的变化可以看出,凝析油采收率增幅呈先增大后减小的趋势,

即前3轮吞吐凝析油采收率分别为1.2%、14.4%和25.8%，而第四轮吞吐凝析油采收率降至3.6%，说明第二轮和第三轮CO₂吞吐能够显著降低岩心中凝析油的饱和度（见图8）。虽然第一轮吞吐凝析油的采收率仅为1.2%，但此轮却是整个吞吐过程中必不可少的一步，因为此轮CO₂的注入体积仅为最大反凝析油的20%，CO₂与凝析油的比例很小，但CO₂注入压力较高（相对后续吞吐），CO₂在大量溶解于凝析油的同时，还能与凝析油通过组分传质作用进行多次接触混相，降低了凝析油的渗流阻力，为第二轮和第三轮吞吐提供了充足的可动凝析油。

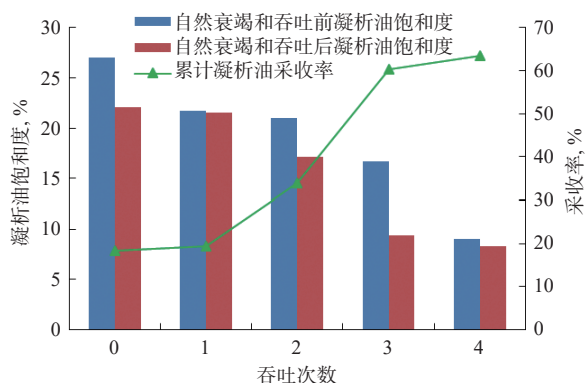


图8 自然衰竭和吞吐前后岩心中凝析油饱和度的变化
Fig.8 Variation of condensate oil saturation in cores before and after natural depletion and huff and puff

分析认为，造成第四轮吞吐凝析油采收率大幅下降的原因是：1)前3轮CO₂的注入压力及焖井压力均在MMP(11.62 MPa)以上，而第四轮CO₂注入压力仅为8.3 MPa，远低于MMP，导致CO₂的溶解能力和抽提萃取能力均大幅降低；2)经过前3轮吞吐后，岩心中剩余凝析油的组分加重，即使CO₂注入体积达到最大凝析油体积的80%，仍然很难对剩余凝析油产生有效动用，凝析油饱和度仅从9.07%降至8.27%，导致凝析油采收率大幅减少。因此，最优CO₂吞吐次数应不超过3次。

2.3.2 CO₂ 储存能力分析

CO₂注入体积、产出体积及CO₂储存比例与吞吐次数的关系如图9所示。从图9可以看出，前3轮CO₂注入体积呈近线性增长，而第四轮CO₂注入体积则几乎与第三轮相当，这也间接反映出经过前3轮吞吐后，岩心中剩余的凝析油大幅减少。从产出CO₂体积可以看出，前2轮吞吐中CO₂产出量相对较少，但从第三轮开始CO₂产出量大幅增加。对应的CO₂储存比例也随着吞吐次数增加而不断降低，第一轮吞吐后岩心中CO₂储存比例达到

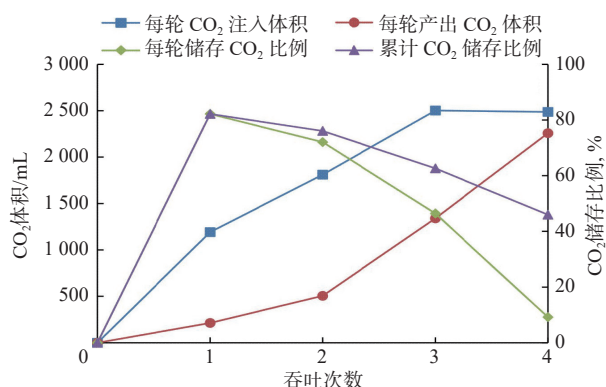


图9 CO₂注入体积、产出体积及CO₂储存比例与吞吐次数的关系

Fig.9 Relationship between CO₂ injection volume, output volume, CO₂ storage ratio, and huff and puff times

82.2%，第二轮和第三轮吞吐后CO₂储存比例分别降至72.1%和46.4%，而第四轮吞吐CO₂的储存比例仅为9.2%。说明前3轮吞吐后如果继续吞吐，不但无法大幅提高凝析油采收率，还会引发CO₂储存比例大幅降低，造成CO₂无效循环。这主要与CO₂注入压力有关，当CO₂注入压力较高时，一方面能够提高凝析油的置换率，另一方面能够增大岩石孔隙表面CO₂吸附层的厚度，提高CO₂的吸附量^[19-21]。

综上可知，采用阶梯式增量注CO₂吞吐方法，不但能够最大程度地利用自然衰竭弹性能量，还能减少CO₂注入量，节约生产成本，达到提高凝析油采收率及储存CO₂的目的。

3 结 论

1)当凝析气中CO₂比例提高时，露点压力、最大反凝析压力和凝析油体积分数均不断降低，凝析油的析出速度变慢，PT相图中临界点向左下角移动，两相包络区向内收缩，包络面积变小，逐渐向湿气相图过渡。

2)85℃温度下，CO₂与凝析油的最小混相压力为11.62 MPa；当压力达到14.00 MPa时，CO₂与凝析油发生一次接触混相，但随着剩余凝析油组分加重，界面张力又增至1.85 mN/m。当压力达到最小混相压力时，油气需经过多次接触，才能逐步混相，压力升高，达到混相所需接触的次数减少。

3)自然衰竭至最大反凝析压力时的凝析油采收率为18.6%，4轮CO₂吞吐的凝析油采收率分别为1.2%、14.4%、25.8%和3.6%，比自然衰竭凝析油采收率累计提高了45.0百分点。CO₂储存比例随吞

吐次数增多而降低, 4 轮吞吐 CO₂ 储存比例分别为 82.2%, 72.1%, 46.4% 和 9.2%, 最优 CO₂ 吞吐次数应不超过 3 次。

4) 逐轮增量注 CO₂ 的吞吐效果主要与 CO₂ 注入压力及岩心系统压力有关, 当 CO₂ 注入压力大于最小混相压力时, 既能提高凝析油置换率, 还能增大 CO₂ 在岩石表面的吸附厚度, 提高 CO₂ 的吸附量。

参 考 文 献

References

- [1] 李跃林, 赵晓波, 王雯娟, 等. 近井带干化盐析和反凝析对高温气藏后期单井产能的影响: 以中国南海崖城 13-1 高温凝析气藏为例[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(1): 140–150.
LI Yuelin, ZHAO Xiaobo, WANG Wenjuan, et al. Influence of water vaporization and condensate bank near wellbore on well deliverability damage of high temperature gas reservoir at low pressure stage: a case study of Yacheng 13-1 high temperature gas-condensate reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(1): 140–150.
- [2] 李鹏飞, 王爱方, 张成林, 等. 注 CO₂ 改善页岩凝析气藏反凝析伤害效果评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(6): 151–158.
LI Pengfei, WANG Aifang, ZHANG Chenglin, et al. Effect evaluation of CO₂ injection on mitigat retrograde condensate damage of condensate gas in shale gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing, 2023, 42(6): 151–158.
- [3] 江同文, 孙龙德, 谢伟, 等. 凝析气藏循环注气三元开发机理与提高凝析油采收率新技术[J]. 石油学报, 2021, 42(12): 1654–1664.
JIANG Tongwen, SUN Longde, XIE Wei, et al. Three-element development mechanism of cyclic gas injection in condensate gas reservoirs and a new technique of enhancing condensate oil recovery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(12): 1654–1664.
- [4] 汤勇, 杜志敏, 孙雷, 等. 解除低渗凝析气井近井污染研究现状及进展[J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 88–91.
TANG Yong, DU Zhimin, SUN Lei, et al. Current status and future development of the study on removal of near-wellbore damage in low-permeability gas condensate wells[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(6): 88–91.
- [5] MOHAMMED N, ABBAS A J, ENYI G C, et al. Alternating N₂ gas injection as a potential technique for enhanced gas recovery and CO₂ storage in consolidated rocks: An experimental study[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020, 10(8): 3883–3903.
- [6] 李邦国, 侯家鹏, 雷兆丰, 等. 超临界 CO₂ 萃取页岩油效果评价及影响因素分析[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(4): 94–103.
LI Bangguo, HOU Jiakun, LEI Zhaofeng, et al. Evaluation of shale oil extraction by supercritical CO₂ and analysis of influencing factors[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(4): 94–103.
- [7] SETEYEOBOT I, JAMIOLAHMADY M, JAEGER P, et al. An experimental study of the effects of CO₂ injection on gas/condensate recovery and CO₂ storage in gas-condensate reservoirs[R]. SPE 206117, 2021.
- [8] JESSEN K, ORR F M. Gas cycling and the development of miscibility in condensate reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, 7(5): 334–341.
- [9] GACHUZ-MURO H, GONZALEZ-VALTIERRA B, LUNA-RO-JERO E, et al. Laboratory tests with CO₂, N₂ and lean natural gas in a naturally fractured gas-condensate reservoir under HP/HT conditions[R]. SPE 142855, 2011.
- [10] MOHEBBINIA S, SEPEHRNOORI K, JOHNS R T. Four-phase equilibrium calculations of carbon dioxide/hydrocarbon/water systems with a reduced method[J]. SPE Journal, 2013, 18(5): 943–951.
- [11] 冯文彦. 超临界凝析气藏开发后期注 CO₂ 提高采收率: 以北部湾盆地福山凹陷莲 4 断块为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(7): 57–62.
FENG Wenyan. Recovery enhancement at the later stage of supercritical condensate gas reservoir development via CO₂ injection: a case study on Lian 4 fault block in the Fushan sag, Beibuwan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 57–62.
- [12] ABBASOV Z Y, FATALIYEV V M, HAMIDOV N N. The solubility of gas components and its importance in gas-condensate reservoir development[J]. Petroleum Science and Technology, 2017, 35(3): 249–256.
- [13] HOU Dali, JIA Ying, SHI Yunqing, et al. Experimental study on the effect of CO₂ on phase behavior characteristics of condensate gas reservoir[J]. Journal of Chemistry, 2020, 2020: 6041081.
- [14] SY/T 5154—2014 油气藏流体取样方法[S].
SY/T 5154—2014 Sampling procedures for hydrocarbon reservoir fluids[S].
- [15] GB/T 26981—2020 油气藏流体物性分析方法[S].
GB/T 26981—2020 Analysis method for reservoir fluid physical properties[S].
- [16] WANG Jinsheng, RYAN D, SZABRIES M, et al. A study for using CO₂ to enhance natural gas recovery from tight reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2019, 33(5): 3821–3827.
- [17] 胡伟, 吕成远, 伦增琨, 等. 致密多孔介质中凝析气定容衰竭实验及相态特征[J]. 石油学报, 2019, 40(11): 1388–1395.
HU Wei, LYU Chengyuan, LUN Zengmin, et al. Constant volume depletion experiment and phase characteristics of condensate gas in dense porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(11): 1388–1395.
- [18] 李凤霞, 王海波, 周彤, 等. 页岩油储层裂缝对 CO₂ 吞吐效果的影响及孔隙动用特征[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 38–44.
LI Fengxia, WANG Haibo, ZHOU Tong, et al. The influence of fractures in shale oil reservoirs on CO₂ huff and puff and its pore production characteristics[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 38–44.
- [19] 陈雷, 罗辑, 饶华文, 等. 凝析气藏开发中后期注气提高采收率[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(1): 98–102.
CHEN Lei, LUO Ji, RAO Huawen, et al. et al gas injection EOR at mid-late development stage in condensate gas reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(1): 98–102.
- [20] LI Ligong, LI Chao, KANG Tianhe. Adsorption/desorption behavior of CH₄ on shale during the CO₂ Huff-and-Puff process[J]. Energy & Fuels, 2019, 33(6): 5147–5152.
- [21] LIU Jun, YAO Yanbin, LIU Dameng, et al. Experimental evaluation of CO₂ enhanced recovery of adsorbed-gas from shale[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 179: 211–218.