

# 窄条带油藏CO<sub>2</sub>驱仿水平井模式与参数优化

杜文君

中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州

收稿日期: 2026年4月9日; 录用日期: 2026年6月18日; 发布日期: 2026年6月30日

## 摘要

窄条带油藏高含水期开发面临剩余油分散与气窜控制的矛盾, 传统水驱和简单注气策略效果有限, 亟需探索有效的技术路径。本文围绕CO<sub>2</sub>驱中的气窜管控与系统优化问题, 构建“模式创新-参数协同-矿场应用”的研究框架。提出“仿水平井”驱替模式, 通过井功能动态转换实现流线重构, 将易气窜通道转为有效驱替路径; 在此基础上, 建立“注入方式-注采节奏-产液强度”的参数优化方法。确定“先水后气”、3:4气水比、110 m<sup>3</sup>/d产液速度为协同技术政策。在J油田G断块的应用中, 该技术体系预计提高采收率6.62%。为同类强非均质油藏开发提供了可参考的技术路径。

## 关键词

窄条带油藏, 二氧化碳驱, 仿水平井, 参数优化, 气窜控制

# Imitating Horizontal Well Mode and Parameter Optimization for CO<sub>2</sub> Flooding in Narrow-Strip Reservoirs

Wenjun Du

Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou Jiangsu

Received: April 9, 2026; accepted: June 18, 2026; published: June 30, 2026

## Abstract

During the high water cut stage, development of narrow-strip reservoirs faces the contradiction between dispersed remaining oil and gas channeling control, while conventional water flooding and simple gas injection strategies show limited effectiveness, necessitating the exploration of effective technical pathways. Focusing on gas channeling control and systematic optimization in CO<sub>2</sub> flooding, this paper establishes a research framework of “model innovation-parameter synergy-field applica-

tion". An "imitating horizontal well" displacement mode is proposed, which achieves streamline reconstruction through dynamic well-function conversion, turning gas channeling pathways into effective displacement routes. On this basis, a parameter optimization method covering "injection pattern - injection-production rhythm - liquid production intensity" is developed. A collaborative technical strategy is determined: water-followed-by-gas injection, a 3:4 gas-to-water cycle ratio, and a liquid production rate of 110 m<sup>3</sup>/d. Applied to Block G of J Oilfield, this technical system is projected to enhance oil recovery by 6.62%, providing a reference technical path for the development of similar highly heterogeneous reservoirs.

## Keywords

Narrow-Strip Reservoir, CO<sub>2</sub> Flooding, Imitating Horizontal Well, Parameter Optimization, Gas Channeling Control

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

窄条带油藏进入中高含水期后,水驱效率下降,剩余油高度分散,需要转向注气等三次采油技术[1]。国际上 CO<sub>2</sub> 驱已在二叠盆地等获得成功应用,但针对窄条带油藏的研究仍不充分。在 CO<sub>2</sub> 驱过程中,储层非均质性强、气窜风险高、有效井网构建难、地层能量与混相压力保持困难,注采参数协同优化难度较大[2]。因此,构建涵盖井网部署、时序调控与参数优化的 CO<sub>2</sub> 驱技术体系,准确预测采收率增幅、换油率等指标,对提升驱油效果十分重要[3]。同时,合理的注入参数优化直接关系 CO<sub>2</sub> 利用效率与经济性,影响最终采收率和开发效益[4]。

当前,采用均质机理模型模拟和单一参数优化,仍是窄条带油藏 CO<sub>2</sub> 驱油研究中比较常见的基础手段[5]。王高峰[6]提出“先保压、后控气”的阶段时序开发策略,为注气过程的动态调控提供了可参考的分析框架。吕晓聪[7]构建了结合注采参数与经济效益评价的分析框架,推动参数优化从技术导向向技术经济一体化方向转变。刘雅婕[8]针对气窜识别与调控技术的研究表明,气窜通道复杂,强非均质油藏需要从井网和时序策略等系统层面综合应对。何厚锋[9]分析了不同井网形式对 CO<sub>2</sub> 波及效率的影响,为窄条带井网优化提供了一些基础认识和初步思路。郑文宽[10]通过物理模拟实验,揭示了注采耦合模式通过压力场变化改善波及效果的机理,为时序策略优化提供了实验依据。目前,井网层面的讨论多集中在静态井网形式(如井排距、交错方式)对波及效率的影响,对于气窜发生后的井功能动态调整研究较少。在参数优化方面,各项参数之间缺乏协同,且未与驱替模式有效匹配。为此,亟需探索与窄条带油藏特征相适配的驱替模式及参数链式优化方法。本文针对典型窄条带油藏,设计了“仿水平井”驱替模式:生产井气窜后转为注入井,与原始注入井协同工作,使驱替流线趋于水平,形成近似水平的气驱前缘。在此基础上,本文采用机理模拟与组分数值模拟方法,结合窄条带油藏 G 断块实际特征,依次优化注入方式、气水周期比和产液速度,形成适用于窄条带油藏中高含水期的优化开发方式与技术对策。

## 2. 机理模型建立

为聚焦 CO<sub>2</sub> 驱替核心机理,构建窄条带油藏机理模型(图 1)。该油藏温度为 85℃,原始地层压力 20.3 MPa,平均渗透率  $31.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均孔隙度 16%,沉积特征以正韵律为主;地下原油密度 0.769 g/cm<sup>3</sup>,

粘度 17.19 mPa·s, 最小混相压力 28.52 MPa。模型网格步长设置为  $10\text{ m} \times 10\text{ m} \times 2\text{ m}$ , 总网格数为  $80 \times 25 \times 5$ , 以此模拟典型窄条带油藏。模型采用两排井网布局: 第一排红色为生产井列, 第二排为注水井(蓝色)与采油井(红色)交替排列的注采井列, 井距统一设定为 250 米。模型的关键构建设计包括: 所有生产井均实施压裂改造, 压裂缝半长为 75 米, 以反映现场高比例压裂井的实际条件; 而注水井保持未压裂状态, 从而在注采井间形成显著的渗流能力差异, 强化裂缝在  $\text{CO}_2$  驱替过程中的主导作用。研究设定统一转注时机为油田开发进入中高含水阶段(综合含水率达 90%)时启动  $\text{CO}_2$  驱, 此时含油饱和度分布如图 2 所示, 剩余油主要富集于井间区域。

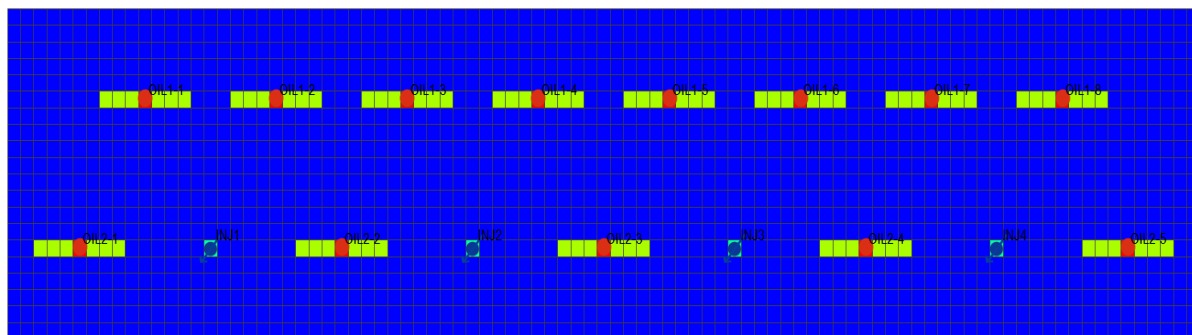


Figure 1. Typical mechanistic model of a narrow-strip reservoir  
图 1. 典型窄条带油藏机理模型

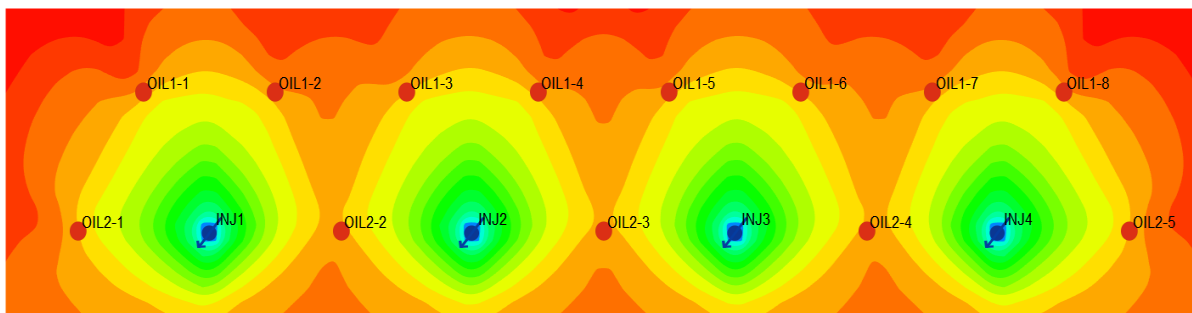


Figure 2. Oil saturation distribution at 90% water cut  
图 2. 含水率 90% 时含油饱和度分布图

### 3. 中高含水油藏注 $\text{CO}_2$ 井网优化技术

#### 压裂窜流通道油藏驱替模式对比

基于上述模型, 本研究设计并对比了两种关键注气开发模式, 以探究不同气窜应对策略对驱替效果的影响。“中心井”注气方案中, 当生产井发生气体突破后, 将其关停, 以避免无效循环。从图 3 中关井后的  $\text{CO}_2$  摩尔密度分布可见, 气相主要聚集在中心井附近及已关停的生产井周围, 难以有效向更远处扩展, 波及范围受限。而在“仿水平井”注气方案中, 则将气窜井转为注  $\text{CO}_2$  井, 与原始注入  $\text{CO}_2$  井协同工作。通过这种井功能转换,  $\text{CO}_2$  沿气窜通道重新分布, 形成类似水平井的连续驱替前缘, 有效扩大了波及体积, 原本的“气窜劣势”被转化为“驱替优势”(见图 4)。

本研究对比了“中心井”与“仿水平井”两种注气开发模式的驱替效果。数值模拟结果显示(见表 1), 在 15 年开发期内, 仿水平井井网累计产油量达 14.78 万吨, 较中心井方案的 13.97 万吨提高 5.8%; 其换油率为 1.026, 亦优于中心井的 1.018。可见, 井功能转换实现的流线重构, 在增产的同时也提高了气体利用率。

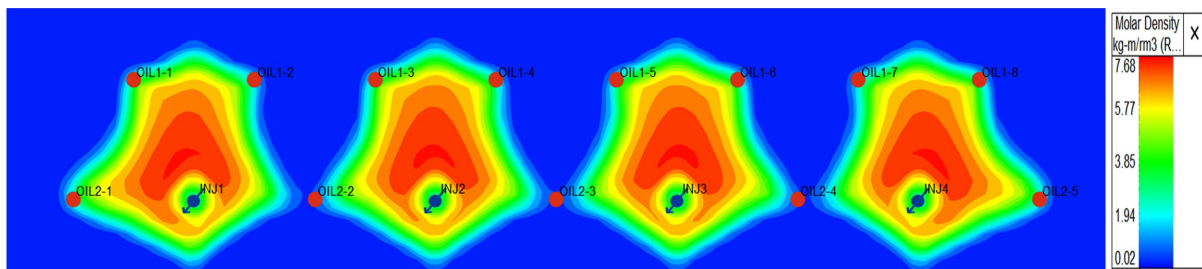


Figure 3. CO<sub>2</sub> molar density distribution around the central well in a fractured reservoir with channeling  
 图 3. 裂缝窜流油藏中心井 CO<sub>2</sub> 摩尔密度分布图

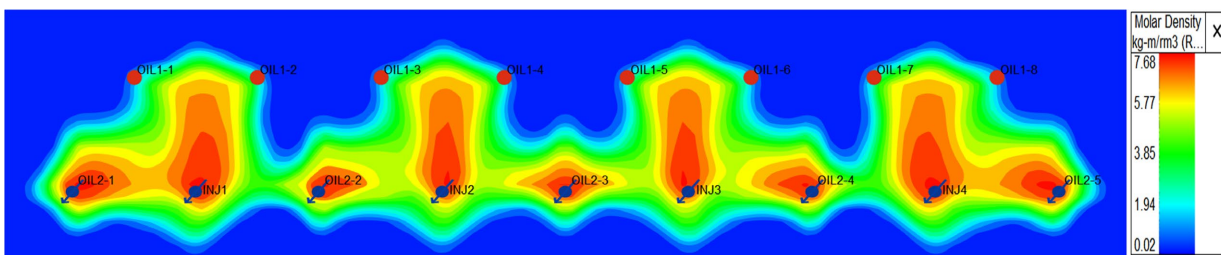


Figure 4. CO<sub>2</sub> molar density distribution around the pseudo-horizontal well in a fractured reservoir with channeling  
 图 4. 裂缝窜流油藏仿水平井 CO<sub>2</sub> 摩尔密度分布图

Table 1. Comparison of prediction indices for different well pattern schemes in a fractured reservoir with channeling  
 表 1. 裂缝窜流油藏不同井网方案预测指标对比表

井网形式	累计产油量/10 <sup>4</sup> t	累计增油量/10 <sup>4</sup> t	累计注气量/10 <sup>4</sup> t	换油率	提高采收率/%
中心井	13.97	10.11	9.93	1.018	21.96
仿水平井	14.78	10.92	10.64	1.026	23.72

进一步分析不同开发阶段的生产动态(见图 5), 仿水平井方案展现出持续的增产优势, 具有更稳定的生产态势。对比来看, 常规注水开发曲线在气驱启动后很快趋于平缓, 累计产油量最低; 中心井方案

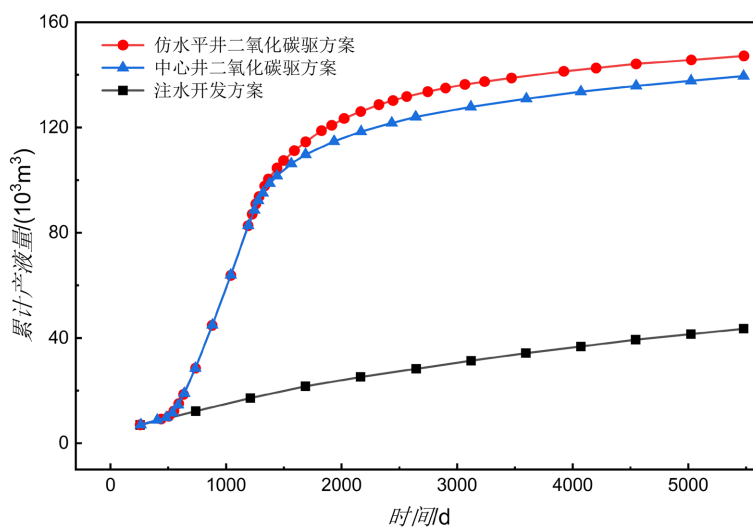


Figure 5. Comparison of cumulative oil production for different well pattern schemes in a fractured reservoir with channeling  
 图 5. 裂缝窜流油藏不同井网方案累计产油对比图

虽优于注水，但中后期受气窜影响增产乏力，曲线逐渐被仿水平井拉开差距。而仿水平井方案通过将原本易导致气窜的裂缝通道转化为协同驱动的有效路径，实现了对井间剩余油的有效动用，最终提高采收率至 23.72%，较中心井方案提升 1.76 个百分点，较注水开发方案的提升幅度更为显著。

## 4. 优选驱替模式关键参数优化

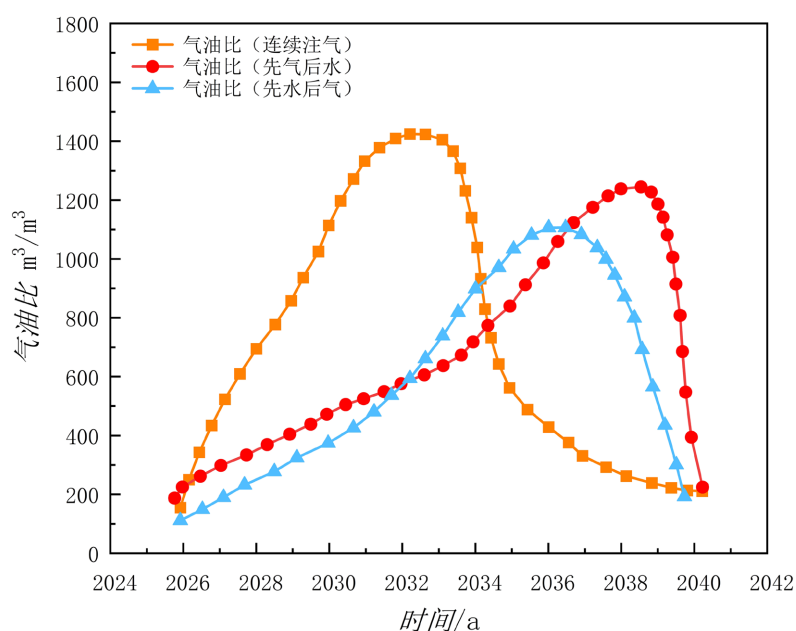
### 4.1. CO<sub>2</sub> 注入方式

首先优化注入方式。采用组分数值模拟方法，对比了连续注气、先气后水、先水后气三种注入方式在 15 年开发期内的技术经济表现。基于组分数值模拟结果(见表 2)，不同 CO<sub>2</sub> 注入方式存在显著差异。模拟结果表明，连续注气方案累计产油量仅为  $5.34 \times 10^4$  吨，提高采收率 3.79%，换油率 0.294，开发效果欠佳。而采用水气交替注入可有效改善开发指标，其中先水后气方式表现最优，累计产油量达  $6.18 \times 10^4$  吨，提高采收率 6.01%，换油率 0.369。从气油比(体积比，单位  $\text{m}^3/\text{m}^3$ )动态分析(见图 6)，连续注气方案中，气油比快速上升，至 2032 年高达 1400，此后因生产井严重气窜被迫减产，气油比骤降至 200~300，整体开发不可持续；先气后水方案中，气油比持续攀升，从 2026 年的 280 升至 2040 年的 1250，后期虽略有回落，但始终处于高位，表明前期注入的气体已形成稳定窜流通道，后续注水难以逆转；先水后气方案中，气油比上升最为平缓，2026 年仅 150，至 2040 年为 1100，始终低于先气后水方案，说明前置

**Table 2.** Comparison of prediction indices for different injection schemes (prediction period: 15 years)

**表 2.** 不同注入方式方案预测指标对比表(预测期 15 年)

注入方式	CO <sub>2</sub> 注入量/HCPV	日注气(t/d)	日注水/(m <sup>3</sup> /d)	累计产油量/10 <sup>4</sup> t	累计增油量/10 <sup>4</sup> t	换油率	提高采收率/%
连续注气		42.76	0	5.34	3.53	0.294	3.79
先水后气	0.25	52.36	15	6.18	4.21	0.369	6.01
先气后水		49.6	15	6.16	4.19	0.315	5.99



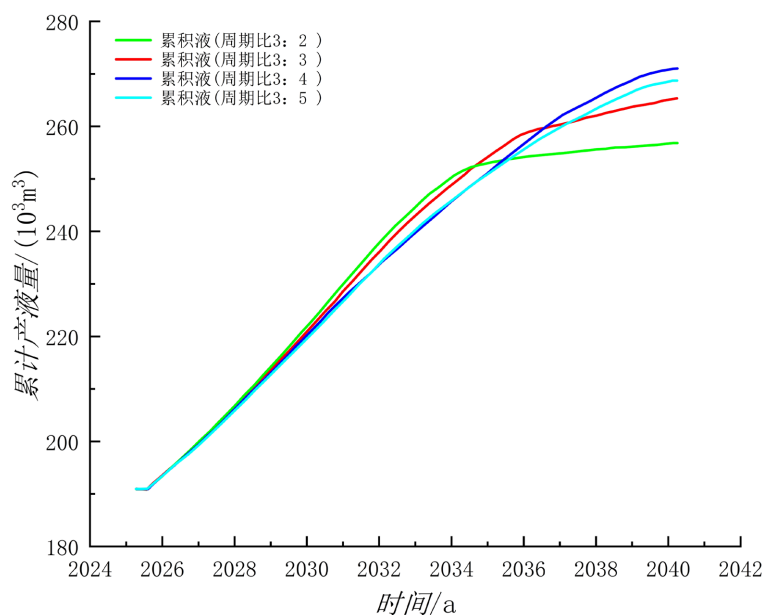
**Figure 6.** Comparison of gas-oil ratio for different injection schemes (prediction period: 15 years)

**图 6.** 不同注入方式气油比对比图(预测期 15 年)

水段塞有效占据了高渗通道，延缓了 CO<sub>2</sub> 突进，后期气油比上升幅度相对可控。综上，先水后气方式在兼顾增油效果与控制气窜方面均具优势，因此确定为最优注入方式，用于后续参数优化。

## 4.2. 气水周期比

在确定“先水后气”为最优注入方式的基础上，本研究对气水周期比进行优化，以探索其在不同注入节奏下对实施“短气长水”流控策略的支撑作用。不同气水周期比下的累计产液动态如图 7 所示(单位： $10^3 \text{ m}^3$ )，至预测期末，周期比 3:4 方案的累计产液最高，曲线位于最上方。基于组分数值模拟结果(见表 3)，在保持注气时长 3 个月不变的条件，随着注水时长从 2 个月增加至 4 个月，开发效果呈现规律性变化。当气水周期比从 3:2 优化至 3:4 时，累计产油量从  $5.67 \times 10^4$  吨显著提升至  $6.38 \times 10^4$  吨，提高采收率从 5.29% 增至 6.30%，换油率从 0.324 优化至 0.386。相对较长的注水周期能够持续发挥水段塞的“流控阀”作用，通过周期性抑制高渗通道的气相流度，有效控制气窜趋势；同时，充足的水段塞注入有助于维持地层压力平衡，保障驱替前缘的稳定性，从而提高宏观波及效率。然而，当注水周期延长至 5 个月时，开发指标改善幅度明显趋缓，表明过长的注水周期虽然能进一步抑制气窜，但也会降低 CO<sub>2</sub> 的有效注入量，影响驱替效率。因此，3:4 的气水周期比在流度控制与驱替效率之间达到了最佳平衡，被确定为最优参数。



**Figure 7.** Comparison of cumulative liquid production for different gas-water cycle ratios (prediction period: 15 years)

**图 7.** 不同气水周期比累产液对比图(预测期 15 年)

**Table 3.** Comparison of prediction indices for different gas-water cycle ratio schemes (prediction period: 15 years)

**表 3.** 不同气水周期比方案预测指标对比表(预测期 15 年)

周期比 /月:月	CO <sub>2</sub> 注入量 /HCPV	日注气 (t/d)	日注水 (m <sup>3</sup> /d)	累计 产油量/10 <sup>4</sup> t	累计 增油量/10 <sup>4</sup> t	累计 注气量/10 <sup>4</sup> t	换油率	提高采收率 /%
3:2				5.67	3.7		0.324	5.29
3:3				6.18	4.21		0.369	6.02
3:4	0.25	55	30	6.38	4.41	11.42	0.386	6.30
3:5				6.32	4.23		0.371	6.22

### 4.3. 产液速度

产液速度的设定密切影响注采系统的动态平衡。合理的产液速度有助于维持有效驱替效果、保障 CO<sub>2</sub> 波及范围，同时控制气窜风险与地层能量消耗[11]。在完成气水周期比优化的基础上，对产液速度的技术界限开展研究。不同产液速度下的累产液动态如图 8 所示(单位: 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)，各方案累产液曲线在开发前期基本重合，至预测期末，产液速度 110 m<sup>3</sup>/d 方案的累产液最高。数值模拟结果表明(见表 4)，在保持注采平衡的前提下，随着产液速度从 90 m<sup>3</sup>/d 提升至 120 m<sup>3</sup>/d，开发效果呈现出先显著提升后增幅趋缓的特征。当产液速度从 90 m<sup>3</sup>/d 提升至 110 m<sup>3</sup>/d 时，累计产油量从 5.97 × 10<sup>4</sup> 吨增加至 6.61 × 10<sup>4</sup> 吨，提高采收率从 5.71% 提升至 6.62%，换油率从 0.350 优化至 0.406。然而，当产液速度进一步增加至 120 m<sup>3</sup>/d 时，换油率出现下降，采收率增幅也明显趋缓。这表明产液速度大于 110 m<sup>3</sup>/d 后，开发效果的改善程度与能量投入不再呈线性关系。因此，在注气开发过程中，选择适度的产液速度至关重要，需要在实现增产与控制气窜之间寻求最佳平衡点。

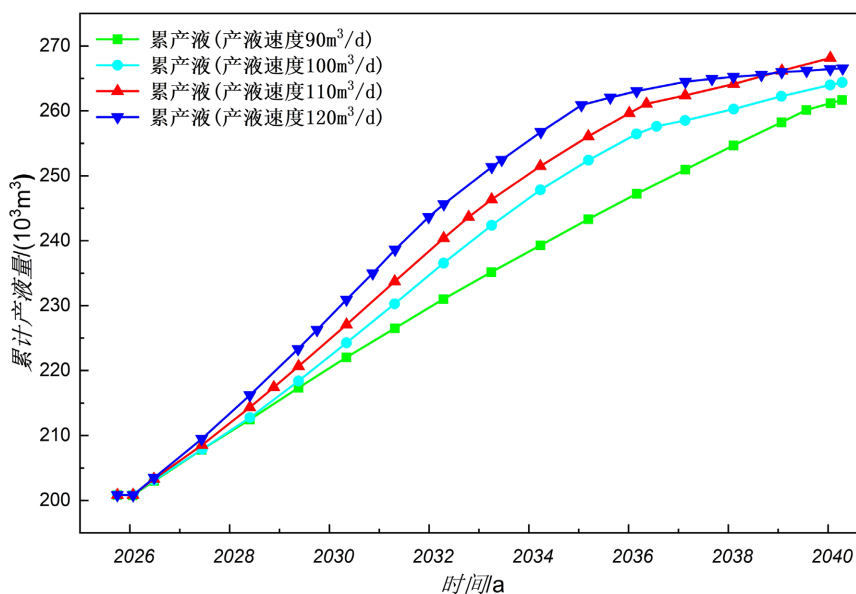


Figure 8. Comparison of cumulative liquid production at different liquid production rates (prediction period: 15 years)  
图 8. 不同产液速度累产液对比图(预测期 15 年)

Table 4. Comparison of prediction indices for different liquid production rate schemes (prediction period: 15 years)  
表 4. 不同产液速度方案预测指标对比表(预测期 15 年)

产液速度 m <sup>3</sup> /d	CO <sub>2</sub> 注入量 /HCPV	日注气 t/d	日注水 m <sup>3</sup> /d	累计产油 量/10 <sup>4</sup> t	累计增油量 /10 <sup>4</sup> t	累计注气 量/10 <sup>4</sup> t	换油率	提高采收率/%
90	0.25	40	15	5.97	4	11.42	0.350	5.71
100		52.3	15	6.38	4.41		0.386	6.30
110		55	30	6.61	4.64		0.406	6.62
120		59	36	6.58	4.52		0.396	6.51

## 5. 实例应用

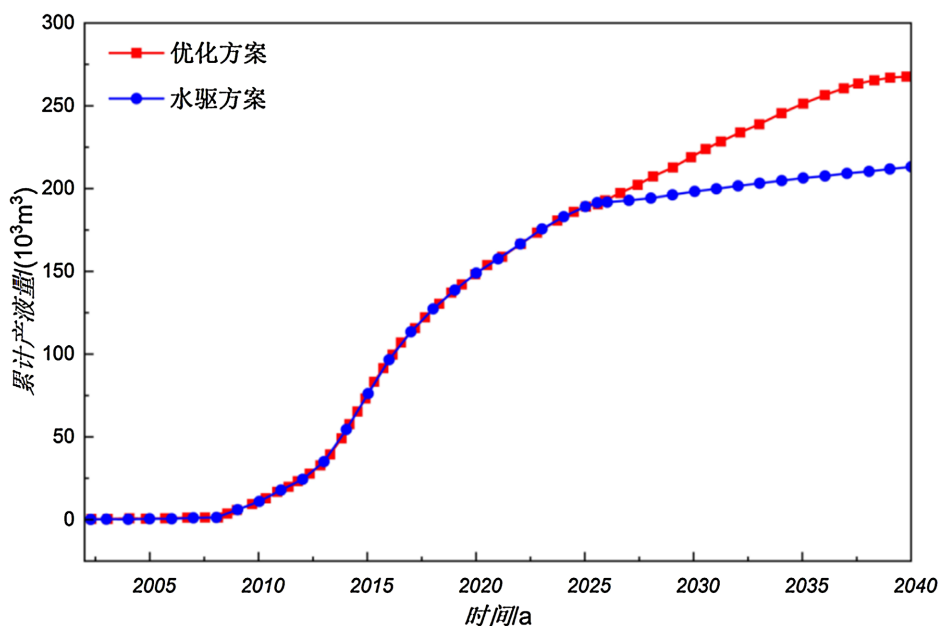
在 J 油田 G 断块的开发实践中，本研究集成应用了压裂窜流通道油藏“仿水平井”驱替模式，构建

了一套针对窄条带低渗油藏的 CO<sub>2</sub> 驱技术模式。通过数值模拟优化,形成了以“先水后气”注入方式和“长水短气”为特色的具体开发方案:采用 3:4 的气水周期比,在生产低部位第一排部署注气井 6 口,第二排部署采油井 8 口,并确定了 110 m<sup>3</sup>/d 的合理产液速度等关键生产参数。模拟预测结果显示,该技术组合可提高采收率 6.62%,累计增油 4.64 万吨(见表 5)。从累计产液对比曲线(见图 9)可见,优化方案在整个预测期内始终优于水驱方案,且随着开发时间延长,两者的差距逐步扩大,表明所提出的优化开发方式能够持续有效提高产量。

**Table 5.** Comparison of prediction indices between the optimized gas injection scheme and the water flooding scheme (prediction period: 15 years)

**表 5.** 优化注气方案与水驱方案预测指标对比表(预测期 15 年)

方案	累计产油/10 <sup>4</sup> t	累计增油/10 <sup>4</sup> t	累计注气/10 <sup>4</sup> t	采收率/%	提高采收率/%	换油率
水驱方案	1.97			2.8		
注 CO <sub>2</sub> 优化方案	6.61	4.64	11.42	9.42	6.62	0.406



**Figure 9.** Comparison of cumulative liquid production between optimized gas injection scheme and the water flooding scheme  
**图 9.** 优化注气方案与水驱方案累计产液对比图

含油饱和度的变化是评价驱替效果优劣的重要指标,含油饱和度降幅越大,表明剩余油被驱替越充分[12]。通过对比水驱与 CO<sub>2</sub> 驱模拟期末的含油饱和度分布(见图 10),CO<sub>2</sub> 驱后高含油饱和度区域明显缩小,整体分布更趋均匀。通过主力砂体的模拟数据对比,全区平均含油饱和度由水驱后的 0.287 降至 CO<sub>2</sub> 驱后的 0.258,进一步证实了 CO<sub>2</sub> 驱在降低剩余油饱和度、改善开发效果方面的显著优势。

## 6. 讨论与结论

本研究通过机理与组分数值模拟,对比了不同气窜应对策略及注入参数组合的开发效果。与关停气窜井的“中心井”策略相比,“仿水平井”模式将气窜井动态转换为注入井,使注采格局由“单点注入-多点采出”转变为“两点注入-中间采出”,CO<sub>2</sub> 从裂缝两端向中间驱替,将优势通道转化为扩大波及体积的有效路径。该主动调控思路与孙强等[13]指出的化学堵剂被动治理形成互补,为裂缝性油藏提供了

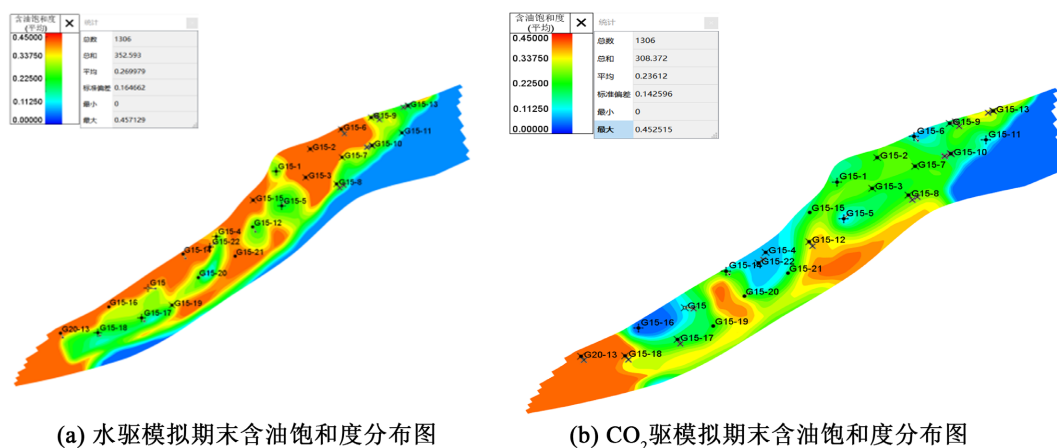


Figure 10. Oil saturation distribution at the end of simulation under different displacement modes  
图 10. 不同驱替模式下含油饱和度变化

低成本技术选项。参数优化方面，现有研究多针对单一参数进行敏感性分析[14]，未考虑注入方式、周期比与产液速度之间的耦合效应，也未与井网模式联动[15]。本文揭示了这三者的强耦合规律，并据此提出了协同优化的技术政策，形成了不同于已有成果的完整参数链。在 J 油田 G 断块应用中，该模式配合优化参数后，提高采收率 6.62%、累计增油 4.64 万吨，验证了可行性。

研究结论如下：(1) “仿水平井”主动井网转换模式优于传统关井策略。该模式在增产效果和经济效益方面均优于传统关停气窜井的策略，显著提高采收率。与被动调剖堵窜方法相比，本模式无需井下作业，成本低且可重复实施。(2) 不同注入方式的优劣排序依次为：先水后气、先气后水、连续注气。前置水段塞通过优先占据高渗通道、建立局部水饱和屏障，显著增加气相流动阻力，从而延缓气窜发生时间；同时水段塞有助于维持地层压力，为后续 CO<sub>2</sub> 提供更均匀的渗流场，改善波及效率。(3) 气水周期比并非越长越好，存在最优值，使流度控制与 CO<sub>2</sub> 混相驱效率达到最佳平衡。超出此值时，注水周期过长将产生负面稀释效应，导致换油率下降。(4) 产液速度对开发效果的影响呈非单调特征，存在最优区间，过低或过高均会导致换油率下降，低于此值地层能量不足，高于此值气窜加速；需兼顾增油与控窜的最佳平衡。

综上所述，本文构建的“仿水平井”模式与“注入方式 - 周期比 - 产液速度”链式优化方法，为窄条带油藏高含水期 CO<sub>2</sub> 驱气窜控制提供了主动调控、参数协同的技术路径。后续应针对不同裂缝发育程度、不同井网条件开展物理模拟实验，验证井网转换时机与参数的自适应调整策略，并基于矿场动态数据建立实时优化模型。

## 参考文献

- [1] 王智林. 断块油藏类型划分探讨及注 CO<sub>2</sub> 分类开发对策[J]. 天然气与石油, 2020, 38(4): 65-70.
- [2] 张传宝, 李宗阳, 张东, 等. CO<sub>2</sub> 驱油藏工程研究进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(5): 142-152.
- [3] 王高峰, 廖广志, 李宏斌, 等. CO<sub>2</sub> 驱气机理与提高采收率评价模型[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 734-740.
- [4] 计秉玉, 何应付. 中国石化低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱油实践与认识[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 805-811, 844, 790.
- [5] 李莉, 师庆三, 董海涛, 等. 低渗透油藏二氧化碳混相驱注采方式研究——以克拉玛依油田 X 区克下组低渗透油藏为例[J]. 中国地质, 2022, 49(2): 485-495.
- [6] 王高峰, 曹亚明, 解志薇, 等. CCUS-EOR 开发同步封存阶段长度的确定方法[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 168-173.
- [7] 吕晓聪, 刘慧卿, 王敬, 等. 杂质气体对二氧化碳在废弃气藏咸水层封存的影响[J]. 油气地质与采收率, 2023,

30(2): 153-161.

- [8] 刘雅婕, 刘琦. CO<sub>2</sub>驱凝胶封窜体系研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 122-134.
- [9] 何厚锋, 胡旭辉, 庄永涛, 等. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱注采参数优化研究与应用——以胜利油田 A 区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 112-121.
- [10] 郑文宽, 王哲, 张鹏, 等. CO<sub>2</sub> 驱不同注采模式提高采收率实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(4): 86-93.
- [11] Zhao, L., *et al.* (2023) Research on the Timing of WAG Intervention in Low Permeability Reservoir CO<sub>2</sub> Flooding Process to Improve CO<sub>2</sub> Performance and Enhance Recovery. *Energies*, **16**, 7373.
- [12] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 第3版. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- [13] 孙强, 石洪福, 王记俊, 等. 窄条带状普通稠油油藏平面波及系数计算方法[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 126-130.
- [14] 侯健, 李振泉, 周志为, 等. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub>驱气窜通道识别方法[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 142-149.
- [15] 李松泽, 胡望水. 复杂油藏高含水期流动单元研究及剩余油预测[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 121-124.