

注气提采技术应用研究综述

周靖淞, 饶志刚*, 刘丽娟, 邱丽月, 姜弘志, 于秋萍

安东石油技术(集团)有限公司, 北京

收稿日期: 2026年8月27日; 录用日期: 2026年10月7日; 发布日期: 2026年10月19日

摘要

针对高含水老油田、低渗-致密及缝洞型油藏的剩余油动用问题, 本文在明确提高原油采收率(EOR)与提高天然气采收率(EGR)应用边界的基础上, 分析CO₂、烃气、N₂、空气和烟道气的作用机理与适用条件, 并比较连续气驱、水气交替(WAG)、吞吐、重力稳定驱及泡沫辅助等注入方式。国内外项目实践表明, 混相主要改善微观驱油效率, 而强非均质油藏的开发效果更多取决于流度控制、注入剖面调整和采出气循环。注气效果受气源、油藏、井网与地面设施系统匹配的共同制约。CCUS-EOR的环境效益应依据净封存量、全生命周期排放和长期监测结果进行评价。未来应重点推进差异化注气方案、耐高温高盐控窜材料、智能闭环调控、源汇集群建设及EOR向永久封存转换技术。

关键词

注气, 提高采收率, CO₂驱, 水气交替, 气窜控制, CCUS-EOR, 提高天然气采收率

A Review of Application Studies on Gas-Injection Enhanced Oil Recovery

Jingsong Zhou, Zhigang Rao*, Lijuan Liu, Liyue Qiu, Hongzhi Jiang, Qiuping Yu

Anton Oilfield Services (Group) Ltd., Beijing

Received: August 27, 2026; accepted: October 7, 2026; published: October 19, 2026

Abstract

To address the challenges of mobilizing remaining oil in mature high-water-cut fields, low-permeability to tight reservoirs, and fractured-vuggy reservoirs, this paper clarifies the application boundaries between enhanced oil recovery (EOR) and enhanced gas recovery (EGR). It examines the mechanisms and applicability of CO₂, hydrocarbon gas, N₂, air, and flue gas, and compares continuous gas injection, water-alternating-gas (WAG) injection, huff-and-puff, gravity-stabilized

*通讯作者。

文章引用: 周靖淞, 饶志刚, 刘丽娟, 邱丽月, 姜弘志, 于秋萍. 注气提采技术应用研究综述[J]. 地球科学前沿, 2026, 16(10): 1432-1445. DOI: 10.12677/ag.2026.1610127

displacement, and foam-assisted injection. Field experience in China and other countries shows that miscibility mainly improves microscopic displacement efficiency, whereas performance in strongly heterogeneous reservoirs depends more on mobility control, injection-profile management, and produced-gas recycling. Gas-injection performance is jointly governed by the systematic matching of gas supply, reservoir conditions, well patterns, and surface facilities. The environmental benefits of CCUS-EOR should be evaluated based on net CO₂ storage, life-cycle emissions, and long-term monitoring results. Future priorities include reservoir-specific injection strategies, high-temperature and high-salinity conformance-control materials, intelligent closed-loop control, source-sink cluster development, and the transition from EOR to permanent CO₂ storage.

Keywords

Gas Injection, Enhanced Oil Recovery, CO₂ Flooding, Water-Alternating-Gas, Gas-Channeling Control, CCUS-EOR, Enhanced Gas Recovery

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

油气藏一次采油和常规水驱后, 剩余油通常以绕流、膜状、簇状或受毛管力束缚等形式赋存。注入气体可通过补充地层能量、改变原油体积和黏度、降低油气界面张力以及多次接触传质等作用动用水驱后剩余油, 是提高采收率技术的重要组成部分[1]-[4]。与注水相比, 气体可进入部分水相难以波及的孔隙和高部位, 但其黏度低、密度差异大, 也更容易发生黏性指进、重力超覆和裂缝气窜。因此, 注气并不天然等同于低投资或高效益, 其适用性必须由油藏条件、气源成本、混相压力、井筒完整性和地面循环能力共同决定。

我国陆相油藏非均质性强, 低渗、特低渗和致密储量占比较高, 部分成熟油田已进入高含水或特高含水阶段。近年来, CO₂ 驱油与封存、低渗-致密油藏 CO₂ 驱替与吞吐等技术持续推进, 注气开发正从小规模先导试验走向全流程工业示范[5]-[10]。与此同时, CCUS 项目的评价目标已由“增油”拓展为“增油-封存-减排”协同, 要求明确储量动用、封存量 and 全生命周期排放之间的边界。

本文以油藏注气 EOR 为主体, 并将 CO₂-EGR 作为外延应用, 围绕作用机理、注入介质与方式、选井选层及实验评价、国内外工程实践、风险与发展方向展开综述。本文不把所有注气项目简单归入三次采油: 用于开发早期压力保持的注气属于提高采收率体系的一部分, 而是否称为二次或三次开发应结合项目启动时机和油田分类口径判断。

2. 注气提高采收率的机理与分类

2.1. 采收率控制因素与基本作用

油藏采收率可概括为微观驱油效率与宏观波及效率的乘积。注气一方面通过溶解、膨胀、降黏、抽提和混相等过程降低残余油饱和度, 另一方面依靠压差、重力和井网配置扩大接触体积。微观驱替与宏观波及应协同优化, 以提高矿场增油效果及其持续性[1]-[4]。

$$E = E_D \times E_V$$

式中, E 为采收率, E_D 为微观驱油效率, E_V 为体积波及系数。气体黏度通常显著低于原油, 若气相流度

远大于油相流度，则流度比增大并诱发指进和早期突破：

$$M = \lambda_g / \lambda_o = (k_{rg} / \mu_g) / (k_{ro} / \mu_o)$$

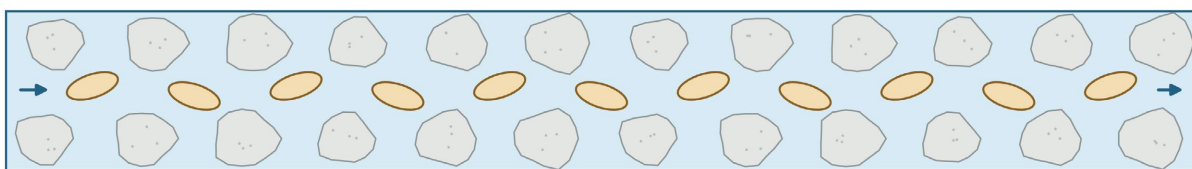
式中， λ 为相流度， k_r 为相对渗透率， μ 为黏度，下标 g 和 o 分别表示气相和油相。工程上常利用 WAG、泡沫、凝胶、分层注气、周期注气或顶部注气等手段降低有效气相流度并改善剖面。

2.2. 混相、近混相与非混相驱

混相是指注入气与原油在给定温压条件下，经一次或多次接触形成单一流体相。多数油藏并非首次接触即可混相，而是通过凝析型传质、蒸发型传质或二者耦合逐步建立动态多次接触混相[3][4][11]。最低混相压力(MMP)受地层温度、原油组成、注入气组成及杂质含量控制，通常采用细管实验确定，并可用升泡法、界面张力消失法、组分模拟和经验关联式辅助评价。MMP 应在地层温度和代表性活油条件下测试，不能以地面脱气油结果直接替代。

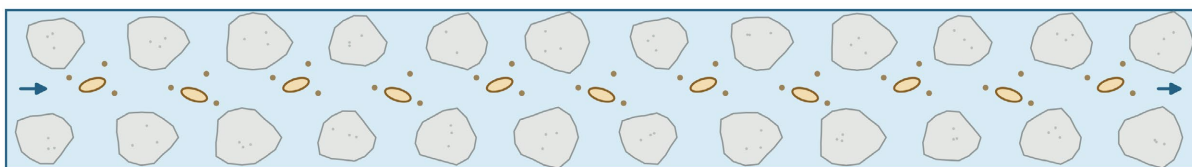
当油藏压力高于 MMP 且压力梯度、井网和接触时间合适时，可形成混相或接近混相的高效驱替；压力略低于 MMP 时，虽仍存在油膨胀、降黏和界面张力降低，但残余油饱和度通常高于完全混相状态。非混相驱主要依靠压力保持、溶解气驱、重力置换和有限传质。因此，“追求混相”应服从安全注入压力、盖层完整性和经济性约束，近混相配合流度控制有时比强行升压更优。气油接触传质与混相促进孔隙中残余油动用，其微观作用过程如图 1 所示[1]-[3]。

(a) 混相不足：孔隙中仍有较多残余油



气油接触区内存在较大的残余油体

(b) 传质与混相：残余油逐步动用



保持相同岩石骨架，示意残余油体缩小及组分传质

接触传质与相态变化 → 改善微观驱油效率 E_D

■ 岩石颗粒 ■ 残余油 ■ 注入气体 ● 传质组分

Figure 1. Pore-scale illustration of oil mobilization through gas-oil mass transfer and miscibility [1]-[3]

图 1. 气油传质与混相促进微观驱替的示意图[1]-[3]

便于工程评价，本文进一步以 E_p 表征井网完善程度、注采制度匹配和设施可用率等工程实现程度，则总体采收效果可扩展表示为 $E = E_D \times E_v \times E_p$ 井网完善程度、注采制度匹配和设施可用率也会影响驱油效率。

由于三者呈乘积关系，任一环节明显降低都会限制最终采收率。现场实践亦支持这一判断。SACROC 已具备 CO_2 混相驱条件，但注气过程中仍出现早期见气和气窜，需要通过逐井校核裂缝压力并将注入压力控制在地层破裂压力以下来改善注入管理[12]。Prudhoe Bay 同样采用混相烃气驱，其长期运行持续结

合 WAG、组分监测和按井组边际增油效果分配注入剂[13][14]。这些经验说明,混相主要改善 E_D , 其增益能否转化为油田尺度的增产, 仍在很大程度上取决于有效波及体积及注采调控水平。因此, MMP 是相态设计的重要边界, 但不能作为方案优劣的单一判据; 在满足安全压力和经济约束的前提下, 应优先优化有效流度比、段塞尺寸、WAG 比、注入剖面及采出气循环, 使微观驱替效率的提高能够在更大储层体积内实现。流度控制对高渗通道窜流及宏观波及范围的影响如图 2 所示, 流度控制不足时, 注入气易沿高渗通道优先突破, 造成部分含油区域波及不足。WAG 通过水气交替改变气相流动能力, 泡沫通过增加气体流动阻力抑制优势通道窜流, 均可改善注入剖面并扩大有效波及体积。实际效果取决于非均质性、注采制度和流体作用条件[1][2]。

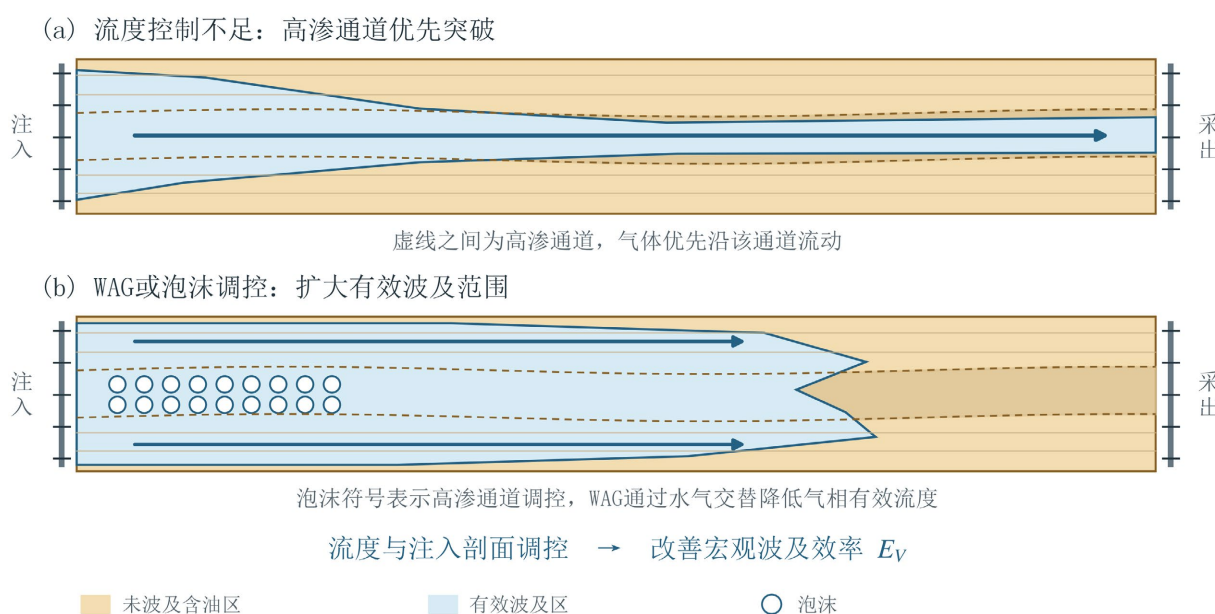


Figure 2. Schematic diagram of improved macroscopic sweep during gas flooding through mobility control [1][2]
图 2. 流度控制改善气驱宏观波及的示意图[1][2]

2.3. 不同注入介质的作用特征

2.3.1. CO_2

CO_2 在中高压下易溶于原油, 可使原油膨胀、降低黏度和界面张力, 并通过抽提中间馏组分形成多次接触混相; 非混相条件下也可通过压力补充和溶解气驱改善流动[4][7][8][15]。相较 N_2 , CO_2 通常具有更低的混相压力, 但在高温、重质原油或高甲烷含量条件下 MMP 会升高。 CO_2 遇水形成碳酸环境, 可能引发管柱腐蚀、矿物溶蚀-沉淀、盐析和沥青质沉积, 必须进行材料、防腐剂、脱水和相态控制。

2.3.2. 烃类气

烃类气包括干气、富气、液化石油气和油田伴生气。富气中的 $\text{C}_2\text{-C}_6$ 组分可通过凝析型混相向原油转移, 干气则更依赖从原油中蒸发抽提中间组分[1]-[3]。烃类气与原油相容性好、混相效率高, 适合具备回收和循环系统的油田; 主要限制是气源商品价值高、损耗敏感以及高压处理设施投资大。在天然气供应紧张地区, 烃气回注常首先服务于压力保持和凝析油回收, 需要比较回注收益与外销价值。

2.3.3. N_2

N_2 化学惰性强、来源广、腐蚀性较低, 适于气顶压力保持、重力驱和缝洞型油藏高部位剩余油动用。

由于 N₂ 密度和黏度低，在厚层或大倾角油藏可利用重力分异形成稳定气顶；但其与多数原油的 MMP 较高，常以非混相压力维持为主[1][3][16][17]。N₂ 过早突破会降低产出气热值并增加分离负荷，气藏或凝析气藏应用还应评价 N₂ 与 CH₄ 的混合带展宽及销售气质量。

2.3.4. 空气、减氧空气与烟道气

轻质油藏注空气时，氧气与原油发生低温氧化，氧被逐步消耗并生成以 N₂、CO₂、CO 和轻烃为主的驱替气，同时释放热量；重油油藏则可进一步发展为中高温氧化和火烧油层[18][19]。减氧空气通过降低氧含量减小爆炸风险，烟道气则以 N₂ 和 CO₂ 的复合作用为主。此类介质成本低且就地可得，但氧化动力学、氧突破、产出气监测、防爆边界和井筒耐温耐腐蚀要求高，不能把“空气直接驱油”简化为普通惰性气驱。CO₂、烃气、N₂、空气及烟道气在驱油机理、适用油藏和主要风险方面存在明显差异，具体对比见表 1。

Table 1. Introduction to main gas injection media [1]-[4] [7] [8] [15]-[19]
表 1. 主要注气介质介绍[1]-[4] [7] [8] [15]-[19]

介质	主要作用	适用情景	风险
CO ₂	溶胀降黏、降低界面张力、抽提与多次接触混相、压力保持	中轻质油、低渗油藏、成熟水驱油藏；可与地质封存协同	MMP 与注入压力窗口；气窜；含水腐蚀、盐析和沥青质风险；气源与循环设施
烃类气	凝析或蒸发传质、混相驱、压力保持	有伴生气回收条件的油田、凝析气藏循环注气	商品价值高；损耗与回收成本；高压分离和循环系统复杂
N ₂	压力保持、气顶和重力驱、有限抽提	厚层、大倾角、缝洞型油藏；缺乏 CO ₂ 源时的惰性气驱	MMP 高；低黏度导致超覆与早期突破；产出气热值和分离负荷
空气/减氧空气	低温氧化耗氧并生成烟道气和热；重油可发展为火烧油层	具备氧化反应基础的轻质油或重油油藏，且安全边界可控	氧突破和燃爆风险；反应动力学复杂；高温、腐蚀与产出气处理
烟道气	N ₂ 压力保持与 CO ₂ 溶解作用叠加	邻近稳定烟气源、对纯度要求较低的非混相项目	组分波动、含水和杂质腐蚀；压缩体积大；混相能力有限

3. 注入方式、筛选与评价方法

3.1. 连续气驱与水气交替

连续气驱流程简单、易于保持气相连通，但在高渗条带、裂缝和大井距条件下容易发生窜流。WAG 通过交替注入水段塞和气段塞，利用水降低气相流度、利用气改善微观驱油效率，是最成熟的气驱流度控制方式之一。经典矿场资料显示，成功 WAG 项目的增量采收率通常为原始地质储量的 5%~10%，但其效果对岩性、润湿性、WAG 比、段塞尺寸、井距和三相相对渗透率高度敏感[20]。注水引起的气相阻滞、注入能力下降及腐蚀结垢也需纳入设计。

3.2. 吞吐与井间驱替

吞吐包括注气、焖井和采出三个阶段，适合井间连通性差、基质渗透率低而裂缝发育的致密油和页岩油。增产来源于近井地带压力补充、分子扩散、原油膨胀、降黏和裂缝-基质间传质。吞吐的主要矛盾是单周期波及范围有限、后续周期递减快及返排率不稳定，需优化注入量、注入速度、焖井时间、井底压力和转井间驱替时机[6][15]。对于具备良好连通性的常规油藏，井间驱替通常比长期单井吞吐更有利于形成稳定波及体积。

3.3. 重力稳定驱与化学控窜

顶部注气、气顶驱和气助重力泄油(GAGD)主动利用气、油、水密度差：在构造高部位建立气顶，使

油水向下部生产井泄流，适合厚层、大倾角和纵向连通性较好的油藏[21]。对于强非均质或裂缝性油藏，可采用 CO₂ 泡沫、凝胶、颗粒凝胶和分层调配等措施降低高渗通道中的气相流度。泡沫能增加气相表观黏度并产生选择性封堵，但其稳定性受温度、盐度、含油量、岩石吸附和剪切影响，必须通过岩心与长岩心实验评价[22]。不同注入方式的适用条件、主要优势及关键问题见表 2。

Table 2. Analysis of main injection methods [15] [20]-[22]
表 2. 主要注入方式分析[15] [20]-[22]

方式	适用条件	主要优势	关键问题
连续气驱	井间连通较好、气源连续、窜流风险可控	流程简单、压力保持稳定	不利流度比、气体超覆和早期突破
水气交替(WAG)	已有注水系统、需要兼顾微观驱油与宏观波及	水段塞控制气相流度，成熟度高	WAG 比与段塞优化；三相滞留；注入性下降和腐蚀结垢
吞吐	致密油、页岩油或井间连通差	改造单井灵活，初期投资相对集中	近井波及有限、周期递减、返排与焖井参数敏感
顶部/重力稳定驱	厚层、大倾角、纵向连通好	利用重力分异形成稳定气顶	需要构造高部位注入与下部采出；非均质会破坏前缘
泡沫/凝胶辅助	裂缝、高渗条带或已发生气窜	降低气相流度、选择性封堵和扩大波及	材料耐温耐盐、吸附损失、注入性和长期稳定性

3.4. 油藏筛选与方案设计

注气方案应遵循“气源可持续 - 油藏可注入 - 流体可动用 - 井网可控制 - 地面可循环 - 风险可接受”的顺序。仅依据储层渗透率或原油黏度筛选容易产生偏差，更合理的方法是建立气源、地质、流体、工程、经济和环境六类指标的分级决策。

- 1) 明确气源规模、纯度、杂质、水含量、供气波动、运输距离及机会成本；CO₂ 还需识别捕集源的寿命与减排属性。
- 2) 评价构造封闭性、断层和裂缝连通、层间非均质、剩余油分布、盖层完整性及允许注入压力[23]。
- 3) 完成活油 PVT、膨胀与降黏、MMP、毛细管、岩心驱替、相对渗透率和岩石 - 流体反应实验，建立经实验校正的组分模型[7] [11] [15]。
- 4) 在历史拟合基础上联合优化井网、注采比、段塞尺寸、WAG 比、井底压力和控窜时机，并对油价、气价、碳价及设施利用率开展不确定性分析。
- 5) 先导试验应设置可检验的基线、对照区与退出条件，避免只报告短期峰值产量而忽略递减、气体利用率和净增油。

3.5. 动态监测与效果评价

矿场评价应同时跟踪产油量、含水率、气油比、注气换油率、气体循环率、压力响应、示踪剂突破和井间连通变化。对于 CO₂ 驱油与封存，还需建立注入、采出、回收、再注入和损失的质量平衡，并通过井口计量、流体组分、碳同位素、井间示踪、时移地震、测井和地表通量等手段形成监测 - 报告 - 核证(MRV)链条[9] [24]。评价期应覆盖递减阶段，区分压力恢复带来的短期增产与真实剩余油动用。

4. 国内外应用进展与认识

4.1. 国外典型项目

国外注气项目形成了三类可借鉴模式：一是以 SACROC 和 Weyburn-Midale 为代表的 CO₂ 混相驱及

封存协同；二是以 Prudhoe Bay 和 Cantarell 为代表的烃气或 N_2 压力保持与重力驱；三是 K12-B 等枯竭气藏 CO_2 -EGR 试验。长期运行表明，稳定气源和回收循环设施是工业化前提，项目成败不仅取决于初期增产，还取决于长期气体管理和储层动态响应。

SACROC 自 1972 年持续开展 CO_2 -EOR，是美国运行时间最长的商业 CO_2 驱项目之一，积累了地质建模、时移地震、地下水和地表通量监测经验[25]。Weyburn-Midale 自 2000 年起使用人源 CO_2 开展驱油和监测研究，项目证明了油藏-盖层组合与长期监测在封存可信度中的核心作用[24]。

Cantarell 于 2000 年开始大规模气顶注氮，早期压力维持与增产效果明显[17]；后期可开采油窗缩窄，气水突破及生产管理约束逐渐增强[26] [27]，开发特征及相关机理如图 3 所示。

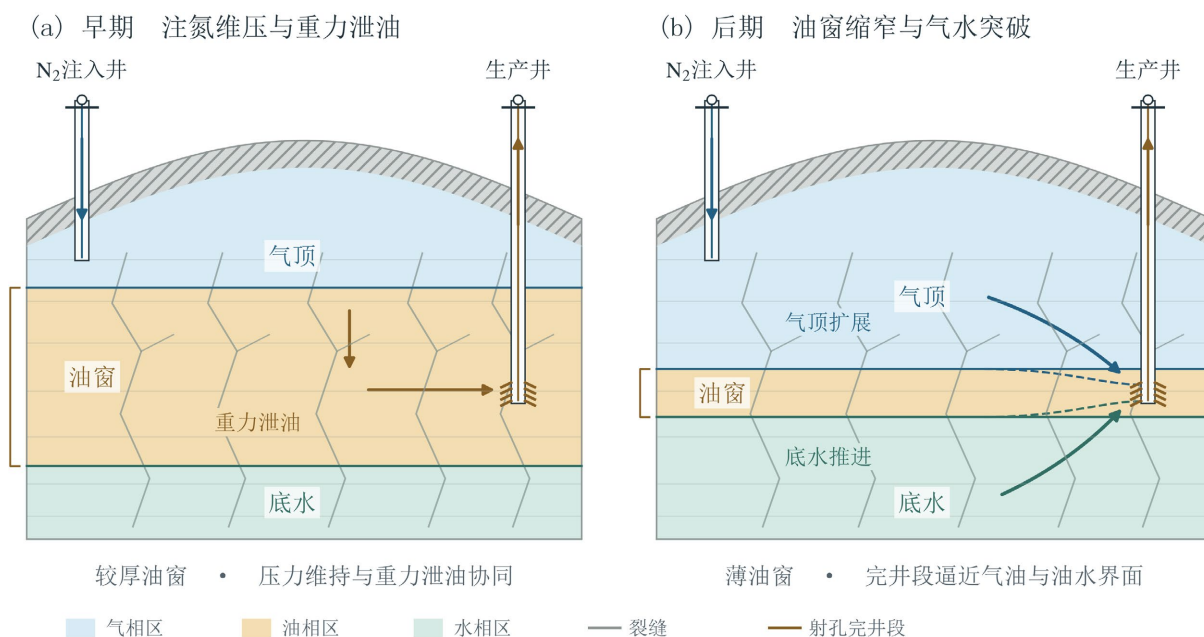


Figure 3. Schematic illustration of nitrogen injection and late-stage gas and water breakthrough in the Cantarell reservoir
图 3. Cantarell 油藏注氮开发及后期气水突破机理图

Akal 主力油藏采用气顶注氮，依靠非混相压力补充和重力泄油实现增产。前 4 年油柱压力维持在约 10.03 MPa，2004 年初压力维持对应的增油速率估计为 62.8×10^4 bbl/d，表明注氮具有显著的早期工程效果；同期加密井和地面设施扩建亦贡献了产量，不能把全场增产均归因于注氮[17] [28]。

后期困难与可开采油窗变薄密切相关。PEMEX 报告显示，2006 年上半年气油界面按预期推进，导致 33 口井关停[26]。2014 年的 Akal 现场研究报告可开采油窗为 60~100 m、平均约 70 m；在特定模型中，在渗透率为 1 D 时，2000 bbl/d 单井产量需要约 60 m 油窗，降至 1000 bbl/d 时约 40 m 油窗仍可生产[27]。

从工程机理看，油窗缩窄使完井段更接近气油和油水界面；裂缝优势流动与生产压差共同增加气、水突破风险，而基质向裂缝的重力泄油需要时间。由此可知，维持压力并不能保证原有高产制度持续。分块注气、完井位置、单井产量和气水处理能力需要同步调整[26] [27]。2008 年 Ciudad Pemex 脱氮装置投运，也表明产出气质量控制已成为配套工程的一部分[29]。因此，Cantarell 是早期增产有效，后期受薄油窗及气水管理约束，效果递减。

Prudhoe Bay 的混相烃气项目采用大规模井网和 WAG 管理，展示了伴生气循环与精细分配的价值[30]。K12-B 则验证了将产出气中分离的 CO_2 回注枯竭气藏的技术可行性，但 CO_2 -EGR 效果受弥散混合

和非均质控制[31]。

4.2. 国内典型项目

我国注气开发经历了早期机理研究、先导试验、扩大试验和全流程示范阶段。吉林油田围绕陆相低渗油藏建立了捕集、输送、超临界注入、采出气循环、防腐和监测技术链。截至 2024 年公开研究，现场试验证实 CO₂ 驱可提高采收率 20 个百分点以上，累计注入 CO₂ 约 320 × 10⁴ t [10]。

齐鲁石化 - 胜利油田项目将工业尾气捕集与油田驱油封存连接起来，设计形成百万吨级 CO₂ 捕集、运输、注入和封存链条，标志着我国 CCUS-EOR 由单点试验向源汇协同示范迈进[32]。塔河油田针对超深缝洞型碳酸盐岩中的阁楼油和井间剩余油开展井组注 N₂ 试验，截至 2015 年 8 月累计增油 3 × 10⁴ t，同时揭示了“高注低采”波及大但见效慢、“低注高采”见效快但易气窜的差异[16]。这些案例表明，我国油藏类型多样，不能以单一技术指标横向比较项目优劣。国内外典型项目的油藏条件、压力边界、注气规模及实施效果见表 3 和表 4。

Table 3. Reservoir characteristics and pressure conditions for typical projects
表 3. 典型项目油藏特性及压力条件

项目	注入介质及方式	油藏特性	压力条件	最低混相压力(MMP)
SACROC (美国)	CO ₂ 混相驱; WAG [12] [33]	碳酸盐岩, 埋深约 2100 m; 54℃; ϕ 约 10%; k 为 10 至 100 mD; 41°API [33] [34]	油藏压力 18 MPa; 注入 上限由逐井试验确定[12] [34]	约 12.4 MPa(纯 CO ₂); >15.17 MPa(g) (循环气) [12]
Weyburn Phase A (加拿大)	CO ₂ 驱; WAG [35]	碳酸盐岩油藏, 埋深 1450 m; 63℃; ϕ 约 20%; k 为 3 至 50 mD; 29°API; μ 约 3.2 mPa·s [35]	原始地层压力 14.1 MPa [35]	混相压力: 16 MPa [35]
Prudhoe Bay FS3'/PBMGP (美国)	富化烃气混相 驱; WAG [13] [36]	大型砂岩油藏 FS3: 93.3℃; 约 28°API; μ 约 1 mPa·s [13]	FS3 启动地层压力约 26.5 MPa [13]	混相条件随注入气组 成和地层压力变化[36]
Cantarell Akal (墨西哥)	N ₂ 气顶注入; 非 混相压力维持和 重力泄油[17] [28]	巨厚裂缝性碳酸盐岩, 油层厚约 1200 m; ϕ 约 8%; 基质/裂缝 k 约 1/3000 mD; 约 22°API [17]	平台压力 9.00~11.07 MPa(a) [28]; 前 4 年油 柱压力约 10.03 MPa [17]	现场工况为非混相注 氮[28]
K12-B (荷兰)	CO ₂ -EGR; B6 注 入, B1、B5 采气 [37]	深枯竭气藏, 埋深约 3800 m; 132℃; 风成相 k 为 300 至 500 mD, 河流相 5 至 30 mD; 原料 气初始 CO ₂ 约 13% [37]	井下注入约 10~12 MPa(a); 测点深度 3610 m TVD [37]	CO ₂ -EGR 项目, 不适 用原油 MMP
吉林油田 (中国)	CO ₂ 驱; 后期 WAG 调整[38]	陆相低渗 - 致密砂岩, 埋深 2000 至 2400 m; 98.9℃; ϕ 约 12.7%; k 约 3.5 mD; 地层油 μ 为 1.85 至 2.18 mPa·s [38]	井口 11~14 MPa; 井底 28~32 MPa [38]	22.3 MPa (细管实验) [38]
胜利油田 (中国)	CO ₂ 高压混相 驱; WAG; 73 注 166 采模式[39]	埋深 2800 至 3200 m; k 约 2.13 mD; 地层油 μ = 1.59 mPa·s [39]	2024 年 5 月地层压力 > 32 MPa [39]	平均 30 MPa [39]
塔河油田 (中国)	N ₂ 井组注入[16]	碳酸盐岩油藏, 缝洞连通性主控 [16]	/	以重力置换和注采部 位优化为主[16]

注: ϕ 为孔隙度, k 为渗透率, μ 为原油黏度; MPa(a)和 MPa(g)分别表示绝压和表压。

Table 4. Typical gas injection scale and effects of projects
表 4. 典型项目注气规模及效果

项目	注气规模或强度	实施效果	主要认识
SACROC (美国)	注气约 60 MMscf/d (1995 年) [33]	1972 年开始持续注入；局部区域前 5 年提高采收率约 10 个百分点[33]	稳定 CO ₂ 供应和长期监测使老项目可兼具 CO ₂ -EOR 与封存研究价值[25]
Weyburn Phase A (加拿大)	累注 CO ₂ 约 1400 × 10 ⁴ t； 采出 CO ₂ 约 600 × 10 ⁴ t； 累注约 0.50 HCPV [35]	2000 年开始注入；开展系统地质、监测与风险研究，截至 2010 年累计增油约 3000 × 10 ⁴ bbl (报告估计) [35]	源汇跨区域连接和 MRV 是封存可信度的基础[24]
Prudhoe Bay FS3/PBMGP (美国)	PBMGP 年均注气：546 MMscf/d (2000 年)、321 MMscf/d (2003 年) [36]	1982 年启动，长期进行大规模注气， 1982~2016 年累计 EOR 增油 > 3 × 10 ⁸ bbl [14]	伴生气循环、分配优化与成熟 WAG 管理具有持续价值[30]
Cantarell Akal (墨西哥)	计划峰值 1.2 Bscf/d；累注 约 1400 Bscf；7 口注气井 [17]	2000 年大规模运行；2004 年初估算增 油约 62.8 × 10 ⁴ bbl/d [17]；后期受油窗 变薄及气水突破影响，产量快速递减 [26] [27]	压力保持有效但不能替代采液速 度、气水锥进和剩余油管理[17] [26] [27]
K12-B (荷兰)	平均注 CO ₂ 约 2.6 × 10 ⁴ Nm ³ /d [37]	2004 年开始回注分离 CO ₂ ，验证井下 注入与监测的技术可行性[31] [37]	代表早期试验阶段，表明 CO ₂ -EGR 受弥散混合和非均质控制，不能只 依据密度差判断[31] [37]
吉林油田 (中国)	累注 CO ₂ 22.99 × 10 ⁴ t [40]；单井 30~50 t/d [38]	累计增油 2.63 × 10 ⁴ t [40]	全产业链、采出气循环、防腐与 监测一体化是规模化关键[9] [10]
胜利油田 (中国)	日注 CO ₂ 1500~1800 t；井 距 400 m；73 注 166 采[39]	日产油 254.6→358.2 t/d (动态)；预计 15 年增采 11.6 个百分点[39]	源汇协同与共享基础设施推动项 目由单点试验走向集群[32]
塔河油田 (中国)	2014 年开展先导试验[16]	累计增油 3 × 10 ⁴ t [16]	构造位置和注采关系决定见效速 度、波及体积与气窜风险[16]

4.3. 工程实践的共性认识

综合国内外经验可归纳出四点。其一，气源与油藏的空间匹配决定项目上限，短期罐车供气难以支撑大规模连续驱。其二，油藏非均质决定控窜优先级，应把注气剖面、见气井治理和采出气循环纳入初始方案，而非突破后再补救。其三，矿场试验需采用统一统计口径，明确增油、提高采收率、注气换油率和封存量的基准。其四，CO₂-EOR 项目必须从设计阶段考虑向纯封存转段的井网、地面设施、责任边界和监测延续。

5. 主要问题与挑战

5.1. 非均质、气窜与混相约束

低黏气体优先进入高渗层、裂缝或大孔道，造成早期见气、波及体积下降和循环负荷增加。我国陆相储层纵横向变化快，压裂缝又可能形成跨层通道，单纯提高注气量往往加剧无效循环[5]-[8] [15]。高温或重质原油的 MMP 偏高，若地层破裂压力与 MMP 之间缺乏安全窗口，应转向近混相或非混相优化，不能以超压注入换取理论混相。

5.2. 气源、设施与全流程可靠性

注气项目通常需要多年稳定供气。气源浓度和杂质波动会改变相态、MMP、腐蚀性和压缩功耗；管输规模不足、液态槽车成本高或采出气分离能力不足均可能成为瓶颈。CO₂ 在临界区附近物性对温压敏感，启停过程可能出现两相流、低温、密封失效和水合物或盐析风险。设备必须按连续运行、检修冗余和极端环境设计，同时建立从捕集端到注入井的统一计量。

5.3. 腐蚀、安全与井筒完整性

含水 CO₂ 可导致严重腐蚀[7] [15]，空气驱还存在氧突破、燃爆和高温反应失控风险[18] [19]。
老井水泥环、套管、封隔器和废弃井是潜在泄漏通道[34] [41]，需要以风险分区为基础实施材料选择、缓蚀、在线监测、完整性测井和应急关断。安全评价既要覆盖正常注入，也要覆盖停电、停注、泄压、重新启动和产出气异常等工况。

5.4. 经济与制度约束

CCUS-EOR 还面临经济性与减排属性认定约束。项目成本受捕集能耗、运输距离、压缩注入、采出气循环和油价等因素共同影响。CO₂ 注入地下并不自动等同于净减排，仍需扣除捕集、运输、注入和生产环节排放，并明确新增原油使用端排放的核算边界[42] [43]。ISO 27916:2026 规定了 CO₂-EOR 安全长期封存与封存量核算要求，但不覆盖全生命周期排放[41]。

国内政策和标准体系正在完善。国家能源局已将 CCUS 列入能源行业标准重点支持领域[44]；GB/T 46871-2025 自 2026 年 7 月 1 日起实施，为 CO₂-EOR 封存全过程管理提供了国家标准依据[45]。项目可行性仍受碳资产认定、长期责任界定、第三方核证和监测资金安排影响，相关经济与政策机制将在第 6 章进一步讨论。

6. 注气 EOR 及 CCUS-EOR 项目经济性与政策约束

注气 EOR 项目主要依靠增量油气获得收益；CCUS-EOR 还涉及 CO₂ 捕集、运输、核证封存和关闭后责任，必须采用全生命周期增量现金流评价[46]。油气收益与碳收益应分别核算，避免将累计注入量直接等同于净减排量[42]。

6.1. 成本与收入构成

项目成本包括捕集净化与压缩、运输、注采井和地面系统改造、采出气循环、腐蚀控制、监测核证以及停注封井。捕集阶段通常占比最高；一项基于中国项目数据的研究估算，不同 CCUS 路线的全生命周期成本约为 155~1590 元/t CO₂ [47]。实际项目应根据气源浓度、运输距离、装置负荷率、井况和气体利用率进一步测算。

收入包括增量原油和伴生气销售、碳配额节约或碳信用、税收与财政激励，以及 CO₂ 运输和封存服务费。经济评价宜同时报告 NPV、IRR、投资回收期、盈亏平衡油价和盈亏平衡碳价。目前尚未形成明确方法、注册资格或长期购买合同的碳收益，只进入政策情景，未计入基准现金流。注气 EOR 及 CCUS-EOR 项目的成本、收入、敏感因素和主要评价指标见表 5。

Table 5. Economic evaluation of gas-injection EOR and CCUS-EOR projects [42] [46]-[48]
表 5. 注气 EOR 及 CCUS-EOR 项目经济评价[42] [46]-[48]

类别	主要内容	关键变量	评价要求
成本	捕集压缩、运输、注入循环、井筒维护、MRV 及关闭支出	气源浓度、距离、负荷率、井况	按捕集量、注入量和净封存量分别核算
收入	增量油气、碳收益、政策激励及运输封存服务费	油价、增产量、碳价、可核证封存量	需落实的碳收益，同步作为项目收入
敏感因素	市场、油藏、工程和政策参数	油价、CO ₂ 到场成本、采收率、投资和折现率	采用多因素判断，与油价 - 碳价二维分析
决策指标	NPV、IRR、回收期及盈亏平衡价格	建设延期、产量递减、责任准备金	需测算收益基准，判别盈利和亏损情景

6.2. 敏感性分析

敏感性分析应重点关注油价、增量采收率、CO₂ 到场成本、碳价、资本支出和折现率，并设置低油价、无碳收益、投资超支及封存效率下降的组合压力情景。齐鲁石化 - 胜利油田案例研究在其假设条件下得到的盈亏平衡油价为 81.52 美元/bbl，说明油价和增产效果仍是 EOR 型项目的主导风险[48]。该结果受项目边界和税制影响，无法直接用于其他类似油田的通用标准值。

6.3. 政策法规影响

碳政策通过收益额度、信用期和核证要求改变项目现金流。美国 45Q 对符合条件的捕集和安全封存按吨提供税收抵免[49]。截至 2025 年，生态环境部公开答复显示，CCUS 纳入全国温室气体自愿减排交易机制仍处于方法学研究阶段[50]，因此国内项目不宜预先确认尚未取得交易资格的碳信用收入。

碳收益还取决于核算边界和长期责任。GB/T 46879-2025 规定了 CCUS 项目减排量评价要求[51]，GB/T 46871-2025 规范了 CO₂-EOR 伴生封存的运行与量化[45]。欧盟封存制度要求运营者提供覆盖关闭后义务的财务担保；责任通常在场关闭至少 20 年且能够证明 CO₂ 永久封存后，方可移交主管机关[52]。责任期限不明确会增加准备金、保险费用和融资风险溢价。

6.4. 经济性判断

低成本气源、较短运输距离、稳定注入能力和明确增油响应是项目成立的基础。最终投资决策应同时满足三个条件：增量油气现金流达到收益要求，净封存量能够持续监测和核证，跨链停运及关闭后责任能够通过合同、保险或准备金合理分配。

7. 发展方向

首先形成分类油藏的差异化技术组合。中高渗高含水油藏侧重 WAG、泡沫和剩余油精细刻画；低渗油藏侧重混相条件、分层注气与压裂缝调控；致密 - 页岩油侧重吞吐向井间驱替转化；缝洞型油藏侧重构造高部位注气、重力置换和防气窜[6]-[10] [16]。

其次需突破低流量、耐苛刻条件的控窜材料与工艺。发展耐高温高盐 CO₂ 泡沫、CO₂ 响应凝胶、颗粒凝胶和增黏 CO₂ 体系，并建立从孔隙尺度起泡、岩心传播到矿场段塞优化的跨尺度评价方法[15] [22]。近期代表性体系包括 Aspiro S 2410 非离子表面活性剂与 EOR 12-V3 纳米颗粒复配泡沫，以及由 EBB、FA 和纳米 SiO₂ 构成的耐温泡沫 EFS [53] [54]；前者用于提高高盐碳酸盐岩条件下的泡沫稳定性，后者用于改善高温条件下的泡沫耐久性。直接 CO₂ 增稠剂则包括含氟或含硅氧烷聚合物、缔合小分子和表面活性剂型体系，可直接提高超临界 CO₂ 黏度[55]。上述体系仍面临高盐析出与吸附损失、含油消泡、剪切衰减、注入性、地层伤害、药剂成本及环境适用性等问题；尤其直接 CO₂ 增稠剂的溶解度和增黏效果对温压窗口及有效浓度敏感，尚缺长期矿场验证[53]-[55]。

然后构建源汇集群和杂质容忍型全流程。源汇集群应在空间匹配基础上进一步考虑气源供给、管输能力和储层注入能力随时间变化的动态约束。中国近海研究表明，源汇匹配需要综合排放规模、封存容量、运输方式和成本；共享运输与封存设施可通过规模效应降低中小排放源的接入门槛[46] [56]。较稳妥的建设路径是以稳定大源和完成评价的汇端为锚点，分期配置压缩、干线和支线，并预留多源接入、备用汇端及扩容能力[46]。集群化也会放大跨链停运风险，任一捕集装置、管网或注入端限产均可能影响全网。因此，规划除总成本外，还应约束 CO₂ 杂质、峰谷供量、管网压力、储层注入率和备用处置能力，并通过容量预订、第三方准入、交付质量、停运补偿及关闭后责任条款明确风险边界[46]。

随后推进智能化闭环调控。智能化调控应形成“监测 - 模型更新 - 方案优化 - 现场执行 - 效果复核”

闭环。DAS 可将井中光纤作为连续声学传感阵列, 用于识别注入响应并辅助时移成像[57]; DTS 可依据注入期及停注后的温度剖面, 辅助判断主要吸气层段、井筒窜流和 CO₂ 运移特征[58]。在压力、产量、组分及示踪剂数据约束下, 可通过数据同化更新组分模型, 再利用代理模型提高方案筛选效率; 已有研究将人工神经网络代理模型与多目标优化算法结合, 以 WAG 气水注入时间比、注入速率和生产井井底流压为变量, 同时评价累计采收率与净现值[59]。其局限主要包括光纤耦合与噪声影响、温度响应的多解性, 以及代理模型对训练样本和地质假设的依赖[57]-[59]。现阶段仍需由机理模型校核决策, 并将物质守恒、相态和压力安全边界嵌入优化过程。

EOR 向永久封存的转换应纳入项目全寿命设计。EOR 阶段的封存完整性与质量平衡可依据 GB/T 46871-2025 和 ISO 27916:2026 评价[41] [45]; 停止商业性油气生产后的封存管理应衔接专门地质封存规范, 关闭后责任及移交条件按项目所在地法规确定[23] [52]。CO₂-EGR、凝析气藏循环注气等外延技术可共享相态、井筒完整性和监测经验, 同时应分别建立产品气质量和混合带控制指标。

8. 结论

1) 注气提高采收率是微观传质与宏观波及共同控制的系统工程。CO₂、烃气、N₂ 和空气各有明确优势与边界, 不能仅按气体价格或单一驱油效率选型。

2) 混相可显著提高微观驱油效率, 但油田开发效果还受储层非均质性、流度比、井网配置及气窜程度制约。WAG、重力稳定驱及泡沫-凝胶控窜应根据储层结构组合应用。

3) 国内外案例证明, 工业化注气的核心条件是长期稳定气源、采出气闭环循环、可靠注采设施和持续动态监测。短期峰值增产不能替代全周期采收率和经济性评价。

4) CO₂-EOR 与地质封存协同是重要发展方向, 但封存量、净减排量和新增原油的生命周期排放属于不同核算层次。未来应以标准化 MRV、全生命周期碳核算和 EOR-封存转段设计保障其减排可信度。

参考文献

- [1] Lake, L.W., Johns, R.T., Rossen, W.R., *et al.* (2014) Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.
- [2] Green, D.W. and Willhite, G.P. (1998) Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.
- [3] Orr, F.M. (2007) Theory of Gas Injection Processes. Tie-Line Publications.
- [4] Holm, L.W. and Josendal, V.A. (1974) Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide. *Journal of Petroleum Technology*, **26**, 1427-1438. <https://doi.org/10.2118/4736-pa>
- [5] Hill, L.B., Li, X. and Wei, N. (2020) CO₂-EOR in China: A Comparative Review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **103**, Article 103173. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103173>
- [6] Li, Y., Wang, R., Zhao, Q., *et al.* (2024) CO₂-Enhanced Oil Recovery with CO₂ Utilization and Storage: Progress and Practical Applications in China. *Unconventional Resources*, **4**, Article 100096. <https://doi.org/10.1016/j.uncres.2024.100096>
- [7] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与封存技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727.
- [8] 李士伦, 汤勇, 侯承希. 注 CO₂ 提高采收率技术现状及发展趋势[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 1-8.
- [9] 王国锋. 吉林油田二氧化碳捕集、驱油与封存技术及工程实践[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 219-226.
- [10] 王峰, 黎政权, 张德平. 吉林油田 CCUS-EOR 技术攻关与实践新进展[J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 76-82.
- [11] Yellig, W.F. and Metcalfe, R.S. (1980) Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (Includes Associated Paper 8876). *Journal of Petroleum Technology*, **32**, 160-168. <https://doi.org/10.2118/7477-pa>
- [12] Larkin, R.J. (2003) Mitigate Gas Breakthrough with Injection Control—Case History from the SACROC Unit. *Proceedings of the 50th Annual Southwestern Petroleum Short Course*, Lubbock, 16-17 April 2003, 329-340.
- [13] McGuire, P.L., Spence, A.P. and Redman, R.S. (2001) Performance Evaluation of a Mature Miscible Gasflood at Prudhoe Bay. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **4**, 318-326. <https://doi.org/10.2118/72466-pa>

- [14] Ning, S.X., Jhaveri, B.S., Fueg, E.M., Stechauner, G., Jemison, J.L. and Hoang, T.A. (2016) Optimizing the Utilization of Miscible Injectant at the Greater Prudhoe Bay Fields. *SPE Western Regional Meeting*, Anchorage, 23-26 May 2016, SPE-180420-MS. <https://doi.org/10.2118/180420-ms>
- [15] Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D.A., Mehrad, M. and Rukavishnikov, V.S. (2024) Carbon Dioxide Sequestration through Enhanced Oil Recovery: A Review of Storage Mechanisms and Technological Applications. *Fuel*, **366**, Article 131313. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131313>
- [16] 李满亮, 周洪涛, 张莹. 塔河油田井组注氮气提高采收率技术[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(3): 392-394.
- [17] Sánchez, J.L., Astudillo, A., Rodríguez, F., Morales, J. and Rodríguez, A. (2005) Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results after Four Years of Operation. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Rio de Janeiro, 20-23 June 2005, SPE-97385-MS. <https://doi.org/10.2118/97385-ms>
- [18] 席长丰, 王伯军, 赵芳, 等. 轻质油藏高压注空气氧化特征与热混相驱技术[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 760-769.
- [19] He, W., He, H., Zheng, H. and Liu, P. (2024) Experimental Study on Low-Temperature-Oxidation Parameters and Simulations of Exothermic Process during Air Injection in Light Oil Reservoirs. *SPE Journal*, **29**, 4232-4247. <https://doi.org/10.2118/219766-pa>
- [20] Christensen, J.R., Stenby, E.H. and Skauge, A. (2001) Review of WAG Field Experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **4**, 97-106. <https://doi.org/10.2118/71203-pa>
- [21] Al-Mudhafar, W.J. (2018) From Coreflooding and Scaled Physical Model Experiments to Field-Scale Enhanced Oil Recovery Evaluations: Comprehensive Review of the Gas-Assisted Gravity Drainage Process. *Energy & Fuels*, **32**, 11067-11079. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01023>
- [22] Talebian, S.H., Masoudi, R., Tan, I.M. and Zitha, P.L.J. (2014) Foam Assisted CO₂-EOR: A Review of Concept, Challenges, and Future Prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **120**, 202-215. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.013>
- [23] International Energy Agency (2022) CO₂ Storage Resources and Their Development. International Energy Agency.
- [24] Sacuta, N., Young, A. and Worth, K. (2015) International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas (GHG) Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project. <https://doi.org/10.2172/1235550>
- [25] U.S. DOE National Energy Technology Laboratory (2026) Site: SACROC. <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/atlas/swp/phase-II/sacro>
- [26] Petróleos Mexicanos (2006) PEMEX Financial Results Report as of June 30, 2006. PEMEX, Investor Relations.
- [27] Lozada Aguilar, M.A., Torres Fuentes, M. and Luna Camarillo, G. (2014) Campo Akal, estrategias para maximizar el factor de recuperación aprovechando el efecto del drenaje gravitacional en la explotación del campo. *Ingeniería Petrolera*, **54**, 314-332.
- [28] Kuo, J.C., Luna-Melo, J., de León Pérez, J.B. and Elliot, D.G. (2001) World's Largest N₂-Generation Plant Starts Up for Cantarell Reservoir Pressure Maintenance. *Oil & Gas Journal*. <https://www.ogi.com/home/article/17220065/worlds-largest-n2-generation-plant-starts-up-for-cantarell-reservoir-pressure-maintenance>
- [29] Petróleos Mexicanos (2009) Informe anual 2008 artículo 70 ley de petróleo mexicanos.
- [30] McGuire, P.L. and Holt, B.M. (2003) Unconventional Miscible EOR Experience at Prudhoe Bay: A Project Summary. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **6**, 17-27. <https://doi.org/10.2118/82140-pa>
- [31] Vandeweyer, V., Van der Meer, L.G.H., Hofstee, C., D'Hoore, D. and Mulders, F. (2009) CO₂ Storage and Enhanced Gas Recovery at K12-B. *71st EAGE Conference and Exhibition Incorporating SPE EUROPEC 2009*, Amsterdam, 8-11 June 2009.
- [32] 我国首个百万吨级 CCUS 项目全面建成投产[EB/OL]. 2023-10-14. https://xbj.nea.gov.cn/dtyw/hyxx/202310/t20231014_160838.html, 2026-07-15.
- [33] EPRI (1999) Enhanced Oil Recovery Scoping Study. EPRI.
- [34] Carey, J.W., Wigand, M., Chipera, S.J., WoldeGabriel, G., Pawar, R., Lichtner, P.C., et al. (2007) Analysis and Performance of Oil Well Cement with 30 Years of CO₂ Exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **1**, 75-85. [https://doi.org/10.1016/s1750-5836\(06\)00004-1](https://doi.org/10.1016/s1750-5836(06)00004-1)
- [35] Gunter, W.D. and Longworth, H. (2013) Overcoming the Barriers to Commercial CO₂-EOR in Alberta, Canada. Alberta Innovates-Energy and Environment Solutions.
- [36] Michael Baker Jr., Inc. (2005) Transport of North Slope Natural Gas to Tidewater. Alaska Natural Gas Development Authority, 105044-MBJ-RPT-001.
- [37] van der Meer, L.G.H., Kreft, E., Geel, C.R., D'Hoore, D. and Hartman, J. (2006) Enhanced Gas Recovery Testing in the

- K12-B Reservoir by CO₂ Injection, a Reservoir Engineering Study. *8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Trondheim, 19-22 June 2006, 6 p.
- [38] Zhang, L., Ren, B., Huang, H., Li, Y., Ren, S., Chen, G., *et al.* (2015) CO₂ EOR and Storage in Jilin Oilfield China: Monitoring Program and Preliminary Results. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **125**, 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.11.005>
- [39] 杨勇, 张世明, 曹小鹏, 等. 胜利油田 CO₂高压混相驱油与封存理论技术及矿场实践[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 1080-1091.
- [40] 国土资源部关于《矿产资源节约与综合利用先进适用技术推广目录和汇编(第二批)》的公告[EB/OL]. 2013-07-02. <https://policy.mofcom.gov.cn/claw/clawContent.shtml?id=4827>, 2026-09-05.
- [41] International Organization for Standardization (2026) ISO 27916:2026 Carbon Dioxide Capture, Transportation and Storage—Carbon Dioxide Storage Using Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR).
- [42] International Energy Agency (2015) Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery. International Energy Agency.
- [43] 叶晓东, 等. “双碳”目标下的中国 CCUS 技术挑战及对策[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 1-9.
- [44] 对十四届全国人大二次会议第 5286 号建议的答复[EB/OL]. 2024-06-28. https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-06/28/c_1212405643.htm, 2026-07-15.
- [45] GB/T 46871-2025 二氧化碳捕集、运输和地质封存 提高原油采收率的二氧化碳封存[S]. <https://openstd.samr.gov.cn/bzgk/std/newGbInfo?hcno=8F411DA8C2B819DC716B9F3D8FDB18F0>, 2025-12-31.
- [46] International Energy Agency (2026) Financing CCUS at Scale. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/financing-ccus-at-scale>
- [47] Dong, C., Jiang, J., Ye, B., Xia, C. and Zhang, Y. (2025) LCA-Based Cost-Benefit Assessment and Carbon Footprint Accounting of CCUS Technologies in China. *Journal of Cleaner Production*, **486**, Article 144557. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.144557>
- [48] Miao, L., Feng, L. and Ma, Y. (2025) Comprehensive Evaluation of CCUS Technology: A Case Study of China's First Million-Tonne CCUS-EOR Project. *Environmental Impact Assessment Review*, **110**, Article 107684. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2024.107684>
- [49] Internal Revenue Service (2026) Instructions for Form 8933 (12/2025): Carbon Oxide Sequestration Credit. <https://www.irs.gov/instructions/i8933>
- [50] 关于政协十四届全国委员会第三次会议第 01861 号(资源环境类 113 号)提案答复的函[EB/OL]. 2025-07-23. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk13/202511/t20251113_1133451_wh.html, 2026-09-05.
- [51] GB/T 46879-2025 基于项目的温室气体减排量评估技术规范 二氧化碳捕集、利用与封存项目[S]. <https://std.samr.gov.cn/search/std?q=GB%2FT%2046879-2025>, 2025-12-31.
- [52] European Parliament and the Council of the European Union (2009) Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide.
- [53] Pang, J. and Mohanty, K. (2024) Surfactant-Nanoparticle Foam to Increase CO₂ Storage in High-Salinity Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, **38**, 9967-9979. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c01177>
- [54] Chen, X., Zhang, Q., Trivedi, J., Li, Y., Liu, J., Liu, Z., *et al.* (2024) Investigation on Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage Efficiency of Temperature-Resistant CO₂ Foam Flooding. *Fuel*, **364**, Article 130870. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.130870>
- [55] Song, Y., Zhang, Q., Zou, X., Fan, J., Wang, S. and Zhu, Y. (2025) Research Progress on and Outlook of Direct CO₂ Thickeners for Enhanced Oil Recovery. *RSC Advances*, **15**, 714-731. <https://doi.org/10.1039/d4ra07300b>
- [56] Sun, L., Liu, Q., Chen, H., Yu, H., Li, L., Li, L., *et al.* (2024) Source-Sink Matching and Cost Analysis of Offshore Carbon Capture, Utilization, and Storage in China. *Energy*, **291**, Article 130137. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130137>
- [57] Otchere, D.A., Latiff, A.H. and Tackie-Otoo, B.N. (2024) Distributed Acoustic Sensing in Subsurface Applications—Review and Potential Integration with Artificial Intelligence for an Intelligent CO₂ Storage Monitoring System. *Geoenvironment Science and Engineering*, **237**, Article 212818. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212818>
- [58] Mawalkar, S., Brock, D., Burchwell, A., Kelley, M., Mishra, S., Gupta, N., *et al.* (2019) Where Is That CO₂ Flowing? Using Distributed Temperature Sensing (DTS) Technology for Monitoring Injection of CO₂ into a Depleted Oil Reservoir. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **85**, 132-142. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.04.005>
- [59] Bocoum, A.O. and Rasaei, M.R. (2023) Multi-Objective Optimization of WAG Injection Using Machine Learning and Data-Driven Proxy Models. *Applied Energy*, **349**, Article 121593. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121593>