

挥发性油藏注气提高采收率研究

陈 潇, 凌 霄, 肖岸锋, 秦子魁, 李超然, 李熙玄

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年7月25日; 录用日期: 2025年8月28日; 发布日期: 2025年9月25日

摘 要

挥发性油藏常具有深层、低渗、高温、高压等特性, 注水开发面临诸多挑战, 注气成为提高其采收率的关键手段。围绕挥发性油藏注气展开研究, 通过岩心驱替实验, 重点探究不同注入气类型、注气时期及注气方式对开发效果的影响。本文在注入气类型方面, 通过对比实验分析干气、CO₂及N₂等不同气体的驱油性能, 明确富气因与原油混相能力强可显著提升采收率, 并开展混相驱长岩心驱替实验, 评价混相条件下原油采收率。同时, 借助油藏工程方法, 结合现场实际注入情况, 优化注采参数。根据油藏天然能量评价结果, 综合考虑目标区块油藏天然能量条件、采收率条件、注入技术条件、开发效益条件, 进行高效开发对策研究, 有效提高了挥发性油藏采收率, 为该类油藏高效开发提供了有力技术支撑与理论依据。

关键词

挥发性油藏, 注气提高采收率, 注入气类型, 注气时期, 注气方式

Study on Enhanced Oil Recovery by Gas Injection in Volatile Oil Reservoirs

Xiao Chen, Xiao Ling, Anfeng Xiao, Zikui Qin, Chaoran Li, Xixuan Li

College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Jul. 25th, 2025; accepted: Aug. 28th, 2025; published: Sep. 25th, 2025

Abstract

Characterized by deep burial, low permeability, high temperature, and high pressure, volatile reservoirs present significant challenges for waterflood development, making gas injection a crucial method for enhanced oil recovery. This research focuses on gas injection in volatile reservoirs, employing core flooding experiments to investigate the impacts of injected gas types, injection timing,

文章引用: 陈潇, 凌霄, 肖岸锋, 秦子魁, 李超然, 李熙玄. 挥发性油藏注气提高采收率研究[J]. 矿山工程, 2025, 13(5): 1078-1090. DOI: 10.12677/me.2025.135122

and injection methods on development efficiency. Regarding gas types, comparative experimental analysis reveals the oil displacement performance of dry gas, CO₂, and N₂. Results demonstrate that rich gas significantly enhances recovery due to its strong miscibility with crude oil. Miscible flooding experiments using long cores further evaluate oil recovery under miscible conditions. Concurrently, reservoir engineering methods are applied alongside field injection data to optimize injection-production parameters. Building on reservoir natural energy assessment, we comprehensively consider four key factors—natural energy status, recovery potential, injection feasibility, and economic viability—to formulate efficient development strategies. This integrated approach effectively improves recovery in volatile reservoirs, providing robust technical support and theoretical foundations for the efficient development of such reservoirs.

Keywords

Volatile Oil Reservoir, Gas Injection for Enhanced Oil Recovery, Injected Gas Type, Gas Injection Period, Gas Injection Method

Copyright © 2025 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

挥发性油藏在全球油气资源版图中占据着重要地位，其蕴含的丰富油气储量具备可观的开发潜力。然而，其开发进程面临重重阻碍。这类油藏通常深埋地下，储层渗透率低，且处于高温、高压环境，原油中轻烃成分含量高，致使原油在开采过程中极易挥发，地层能量迅速损耗，原油黏度大幅攀升。

传统的注水开发策略在挥发性油藏中难以施展拳脚。高温高压下，注入水与原油难以兼容，会引发黏土矿物膨胀、结垢等状况，严重损害储层；低渗储层又导致水驱效率低下，无法有效补充地层能量，最终使得原油采收率长期维持在较低水平，一般仅为 20%~30%，造成了资源的极大浪费。

在此背景下，注气技术脱颖而出，成为提升挥发性油藏采收率的核心路径。注入的气体不仅能及时弥补地层能量的缺失，还能借助溶解、混相、降黏、膨胀等多种作用，改善原油的流动性能，显著提升驱替效率。不同类型的注入气，像干气、CO₂ 和 N₂ 等，与原油的相态作用差异显著，这直接关乎混相能力和驱替成效；而选择在油藏开发的早期、中期或晚期进行注气，对地层能量的维持以及残余油的动用影响各异；此外，连续注气、周期注气、水气交替注入(WAG)等不同注气方式，在控制气窜、实现均衡驱替方面的表现也大相径庭。

F. O. Reudelhuber 等人对预测挥发油的溶解气驱油藏采收率的物质平衡方法进行了研究。发现了运用实验方法，能通过计算得到挥发油的溶解气驱油藏的最终采收率数据，且该数据能与实验步骤较好地吻合。此方法可以发散到其他研究中去，且该研究可以在挥发油的生产中实时评估经济效益。

R. H. Jacoby 研究了一种挥发油生产过程中的压力保持的方法，认为常规的前端驱替不能正确反映挥发油藏注气开采采收率的情况，该方法会低估采油量，因为注气会增加产量，挥发油藏的产量会因为注气压力下降而迅速下降[1]。

A. Saeidi 等对多孔介质挥发油藏流动和相态进行研究。认为实验室的压力衰竭远大于油田，压力衰竭中蒸发和挥发油的混合物通过多孔介质时平衡会持续。但当衰竭速度很快时，会出现不平衡现象。

Xingru Wu 等人对油藏组分进行了模拟和分析，了解了注氮气对提高采收率的影响和在注入井及生产井之间氮气的突破。总结了氮气驱的经验，提供一种注氮气开采可行性方案。

刘念秋在论文徐闻挥发性油藏注气室内可行性评价研究里研究了挥发性油藏注气开发规律，注气过程中挥发油藏的相态变化，从而探索徐闻挥发性油藏的注气提高采收率机理与可行性。

陈林研究了柯克亚挥发油藏注气提高采收率的机理，通过相态，最小混相压力和长岩心驱替等方法阐述了挥发油藏注气开发的相态变化和机理。认为其机理主要为互相溶解抽提、扩容增溶、降黏、降密，多次接触近混相驱[1]-[4]。

2. 油藏特征与开发问题

2.1. 产能情况

注气过程中，多种因素会影响挥发性油藏的产能。注入气体的类型和性质对产能有显著影响。例如，二氧化碳具有较低的黏度和较高的溶解性，能够降低原油黏度、增加原油体积，从而提高产能；而烃类气与原油的混相能力较强，在实现混相驱的情况下，可大幅提高驱油效率和产能。注气速度也是关键因素之一，过高的注气速度可能导致气体过早突破，降低驱油效率，影响产能；而注气速度过低，则无法有效补充地层能量，同样不利于产能提升。此外，油藏的地质特征，如渗透率的非均质性、储层厚度等，也会对注气产能产生影响。渗透率高的区域气体容易突进，导致平面上驱替不均匀，影响整体产能；储层厚度较大时，注气的波及体积相对较大，有利于产能提高。

利用 Arps 产量递减规律进行分析，S8-1H 井符合衰减递减(递减指数 $n = 0.5$ ；初始递减率 $D_i = 0.07984$ /月)；S8-3 井符合衰减递减(递减指数 $n = 0.5$ ；初始递减率 $D_i = 0.6758$ /月)。

S8-1H 井的衰减递减和指数递减方程分别为：

$$q = 2144.27(1 + 0.03992t)^{-2}, R^2 = 0.9099 \quad (1)$$

$$q = 2037.28 \exp(-0.0590t), R^2 = 0.9073 \quad (2)$$

S8-3 井的衰减递减和指数递减方程分别为：

$$q = 1332.56(1 + 0.3379t)^{-2}, R^2 = 0.8303 \quad (3)$$

$$q = 1224.75 \exp(-0.3843t), R^2 = 0.8302 \quad (4)$$

2.2. 天然能量评价

根据无因次弹性产量比 N_{pr} 和采出 1%地质储量地层压力下降 D_{pr} 评价地层天然能量。

无因次弹性产量比 N_{pr} 定义为油藏的实际产量与封闭弹性驱油藏的理论产量的比值。即：

$$N_{pr} = \frac{N_p B_o}{NB_{oi} C_e \Delta p} \quad (5)$$

N_{pr} 值反映了油藏中弹性能量与总天然能量之间的相对大小关系。 $N_{pr} = 1$ ，说明开发初期油藏中只存在弹性能； $N_{pr} > 1$ 时，表明存在弹性能量之外的其它能量。 N_{pr} 值越大，说明其它能量越大。

随着采出量的增加，地层压力随之下降。采出量越大，地层压降越大。因此，可采用从油藏中采出 1%地质储量所引起的地层压降 D_{pr} 来评价油藏中天然能量的大小。即：

$$D_{pr} = \frac{N(p_i - p)}{100N_p} \quad (6)$$

D_{pr} 反映了油藏初期天然能量充足的程度。 D_{pr} 越小，油藏的天然能量越充足，如果油藏具有边、底水、则说明边、底水越活跃。

二八台区块无因次弹性产量比 N_{pr} 值为 0.67~1.10，计算采出 1%地质储量地层压力下降 D_{pr} 值为

2.861~4.968 MPa，根据天然能量评价标准，可知：油藏天然能量不足[5]。

2.3. 储量动用研究

在挥发性油藏注气初期，随着气体的注入，地层压力逐渐上升，原油的膨胀能和溶解气驱作用增强，动储量呈现增加的趋势。此时，气体主要起到补充地层能量、改善原油流动性的作用。随着注气的持续进行，当气体与原油达到一定的混相程度时，混相驱替开始发挥主导作用，原油的采收率大幅提高，动储量也随之快速增加。然而，如果注气过程中出现气体窜流等问题，导致驱替效率降低，动储量的增加幅度可能会受到限制。在开发后期，随着油藏压力的下降和可采储量的减少，动储量的增长逐渐趋于平缓，甚至可能出现下降的情况。

(1) S8-1H 井

使用物质平衡方法，计算得到 S8-1H 井驱动能量构成如图 1 所示。结果表明：该井动态储量为 $30.3171 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水体体积为 $51.6814 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水侵量为 $1.3056 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

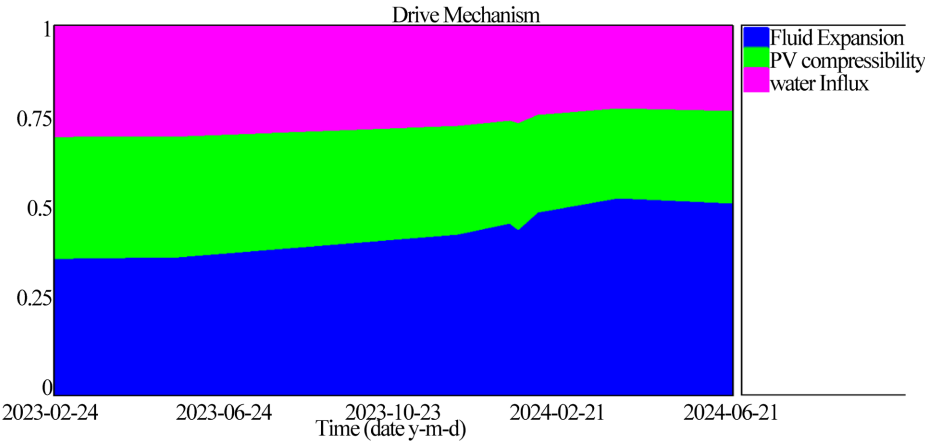


Figure 1. S8-1H well driving energy composition
图 1. S8-1H 井驱动能量构成

(2) S8-4H 井

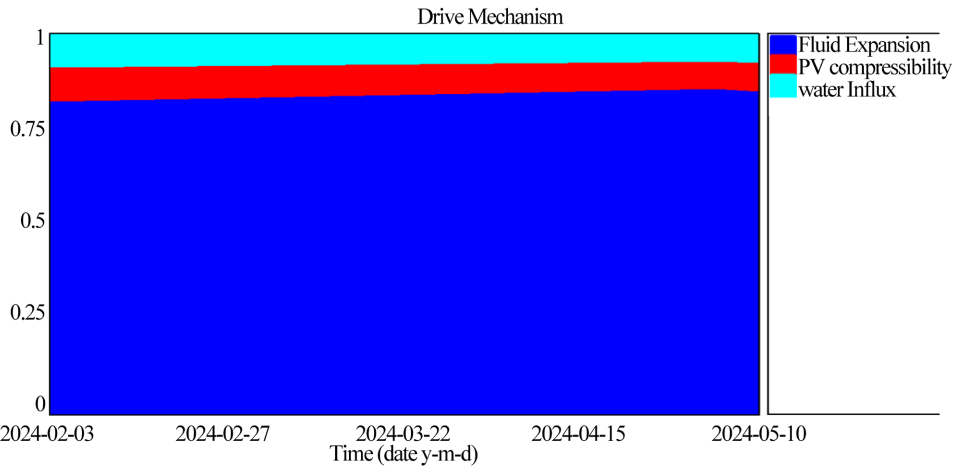


Figure 2. S8-4H well driving energy composition
图 2. S8-4H 井驱动能量构成

使用前述物质平衡方法，计算得到 S8-4H 井驱动能量构成关系如图 2 所示。结果表明：该井动态储量为 $2289.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水体体积为 $8.4166 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水侵量为 $0.1367 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

(3) S8-3 井

使用前述物质平衡方法，计算得到 S8-3 井驱动能量构成如图 3 所示。结果表明：该井动态储量为 $8.7409 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水体体积为 $8.4627 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水侵量为 $0.19895 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

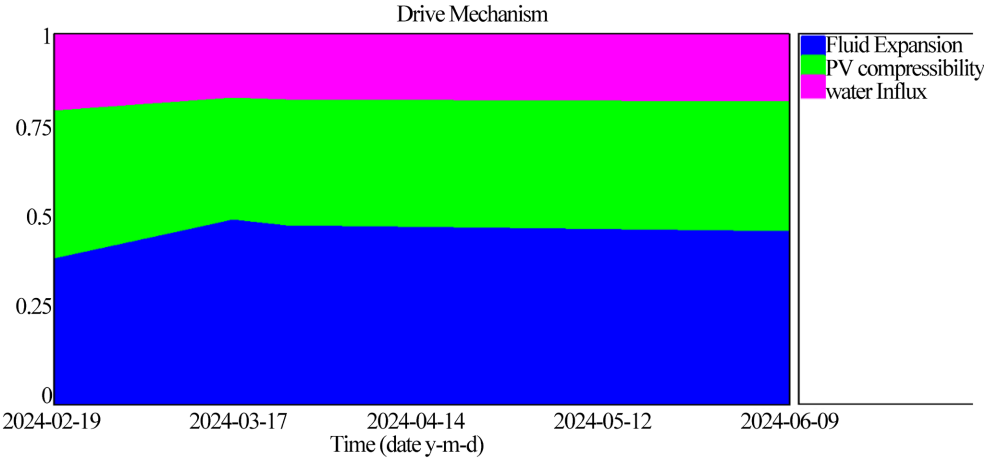


Figure 3. S8-3 well driving energy composition
图 3. S8-3 井驱动能量构成

(4) S8-6 井

使用前述物质平衡方法，计算得到 S8-6 井驱动能量构成如图 4 所示。结果表明：该井动态储量为 $7.6495 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水体体积为 $10.4303 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，水侵量为 $0.1264 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

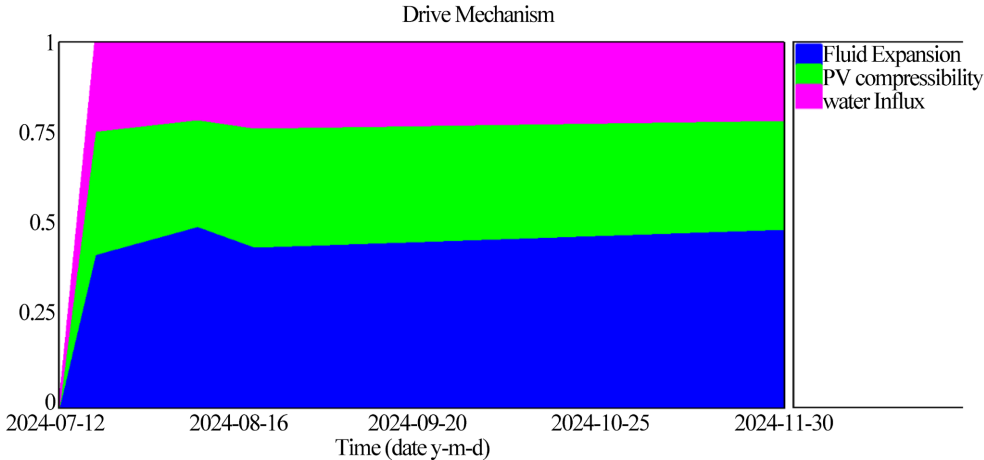


Figure 4. S8-6 well driving energy composition
图 4. S8-6 井驱动能量构成

根据以上二八台区块不同井驱动能量构成可以看出，1 号圈闭上 1 层、4 号及 5 号圈闭挥发性油藏动态储量合计 46.71 万方，采出程度分别为 11.72%、9.26%、3.63%。1 号圈闭上 2 凝析气藏动态储量 2289.3 万方，采出程度 20.02%。根据目前的油藏特征和遇到的开发问题，可以得出该目标油藏天然能量不足，亟需能量补充和提高采收率。

3. 混相压力测试实验

使用覆压孔渗测量仪测得 S8-1H 井亚格列木组(K1y)井段 5213.5~5241 m 的孔隙度范围 5.57%~12.11%，平均 9.57%；渗透率范围 0.271 mD~36.465 mD，平均 11.00 mD (表 1)。

Table 1. Core porosity test results

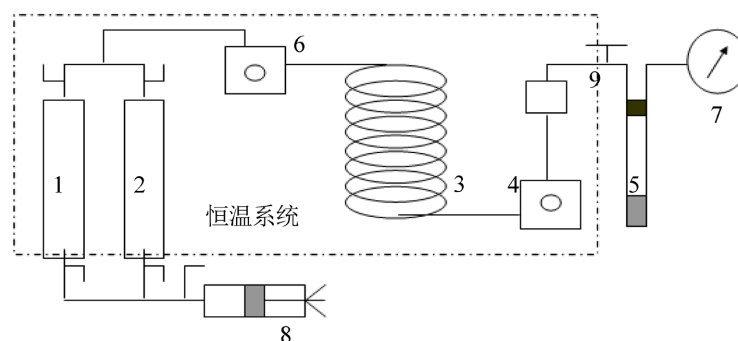
表 1. 岩心孔渗测试结果

岩心编号	长度, cm	直径, cm	孔隙度, %	渗透率, mD
1 9/101	6.79	2.5	5.571	0.346
2 42/59	7.52	2.5	11.775	18.012
1 100/101	7.52	2.5	7.526	0.833
1 6/101	7.73	2.5	6.812	0.271
1 4/101	7.70	2.5	12.029	13.413
1 16/101	7.59	2.5	11.173	36.465
1 1/101	7.34	2.5	12.11	7.703

混相压力是注气提高采收率技术中的关键参数，它是指在一定温度下，注入气体与油藏原油达到完全混相状态时的最低压力。当注气压力达到或超过混相压力时，注入气体与原油之间不存在界面张力，能够实现高效的驱替，大幅提高原油采收率。因此，准确测定混相压力对于确定注气开发方案、优化注气参数具有重要意义。不同类型的挥发性油藏以及不同的注入气体，其混相压力会有所差异，受到原油组成、气体组成、温度等多种因素的影响。

细管实验法是目前应用最为广泛的测定混相压力的方法之一。该方法通过在细管填砂模型中进行多次模拟油层排驱试验，得到采收率随压力的变化曲线，通过采收率曲线拐点来确定最小混相压力。具体实验过程中，将一定长度和直径的细管填充均匀的砂粒，模拟油藏的多孔介质环境。首先将细管饱和油样，然后以恒定的压力注入气体，监测不同压力下的原油采收率。当压力逐渐升高，采收率会出现一个明显的拐点，该拐点对应的压力即为最小混相压力。细管实验法能够较为真实地模拟油藏中的驱替过程，测试结果具有较高的可靠性[5] [6]。

1) 实验方法



1、注入气；2、地层油；3、Core Lab 细管；4、6、观察窗；5、液量计；7、气量计；8、RUSKA 自动泵；9、回压调节器。

Figure 5. Flow chart of the capillary tube experiment for gas injection MMP

图 5. 注气 MMP 的细管实验流程图

使用细管法测试最小混相压力(图 5)。在不同压力下,向细管中注入不同类型的气体。利用驱替压力与驱替效率的关系曲线,找到曲线上的拐点,此时拐点对应的压力就是最小混相压力 MMP。

2) 实验数据

所用细管直径 3.6 mm,长度 14.5 m,其孔渗基础参数如表 2 所示。

Table 2. Basic parameters of capillaries
表 2. 细管基础参数

细管号	直径(mm)	长度(m)	孔隙体积(cm ³)	孔隙度(%)	渗透率(μm ²)
1	3.6	14.5	46.87	31.76	5.63
2	3.6	14.5	45.25	30.66	4.87
3	3.6	14.5	47.62	32.26	6.35

Table 3. Multiple degassing data at reservoir temperature (140.8°C) for Well S8-1H
表 3. S8-1H 井油藏温度(140.8°C)下的多次脱气数据

压力(MPa)	溶解气油比(m ³ /m ³)	原油体积系数	原油粘度(mPa·s)	原油密度(g/cm ³)
**53.65	/	1.714	0.338	0.6170
*36.49	229	1.776	0.313	0.5846
28.80	160	1.573	0.396	0.6237
20.00	112	1.446	0.533	0.6511
12.00	65	1.321	0.616	0.6841
6.00	35	1.238	0.809	0.7093
0.10	0	1.115	1.513	0.7535

(**表示油藏压力; *表示饱和压力)。

所用油样来自 S8-1H 井,原始地层压力 53.65 MPa,饱和压力 36.49 MPa,地层温度 140.8°C,原始溶解气油比 229 m³/m³ (表 3)。基于当前地层压力情况,取 30 MPa 脱气压力下剩余油样作为来模拟地层油样品。注入气体选用 CO₂、干气、N₂,分别对应细管 1、2、3。

3) 实验步骤

(1) 地层原油样品的饱和

将细管模型清洗干净后,用甲苯充满整个细管模型,并恒定到实验温度和压力下。通过回压调节器将回压设置到实验所需压力值(须高于地层原油的饱和压力值);将地层原油样品恒温到实验温度 4 h 以上,用驱替泵将样品增压至实验压力以上,充分搅拌,使其成为单相;在保持实验压力和实验温度下,缓慢开启地层原油样品容器出口阀和细管模型入口阀,用地层原油样品顶替细管中的甲苯,直到产出样品的组分组成、气油比均与地层原油样品一致,停止驱替。

(2) 驱替实验

将注入气样品恒定在实验温度下,用注入气充满并冲洗至细管模型入口阀的管线。在实验温度、实验压力和恒定注入速度(0.2 mL/min)下,用注入气驱替细管模型中的地层原油样品。每注入 0.1 倍~0.2 倍孔隙体积,测量一次产出油、气体积,记录泵读数、注入压力和回压,测定产出油、气的组分组成及性质。当累积进泵超过 1.20 倍孔隙体积或不再产油后,停止驱替[7]。

(3) 确定混相压力

绘制各次细管实验注入 1.20 倍孔隙体积时驱油效率与驱替压力的关系曲线图,非混相段与混相段曲线的交点所对应的压力即定为最低混相压力(MMP)。

4) 实验结果及分析

注 CO₂ 细管实验结果表明：随着 CO₂ 驱替压力的增大，驱替效率也随之增加，但增加的幅度越来越小[8]。驱替压力与驱替效率关系曲线的拐点对应的 CO₂ 最小混相压力 MMP 为 38.7 MPa (图 6、图 7)。

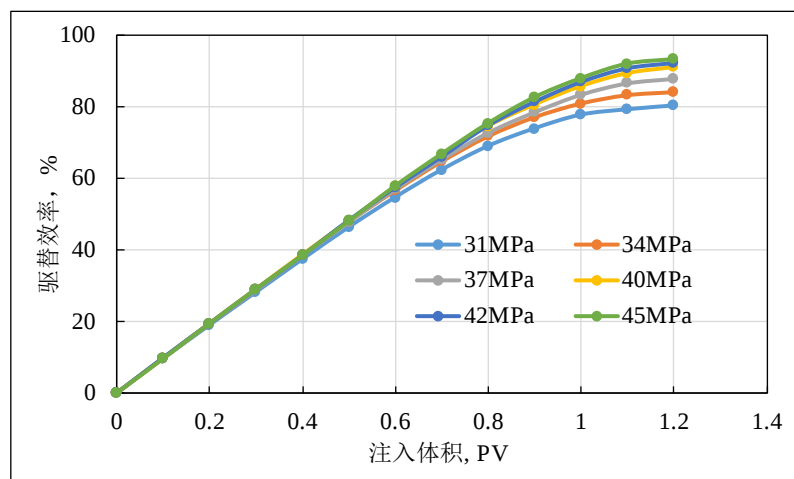


Figure 6. Relationship between CO₂ displacement efficiency and injection volume

图 6. CO₂ 驱替效率与注入体积的关系

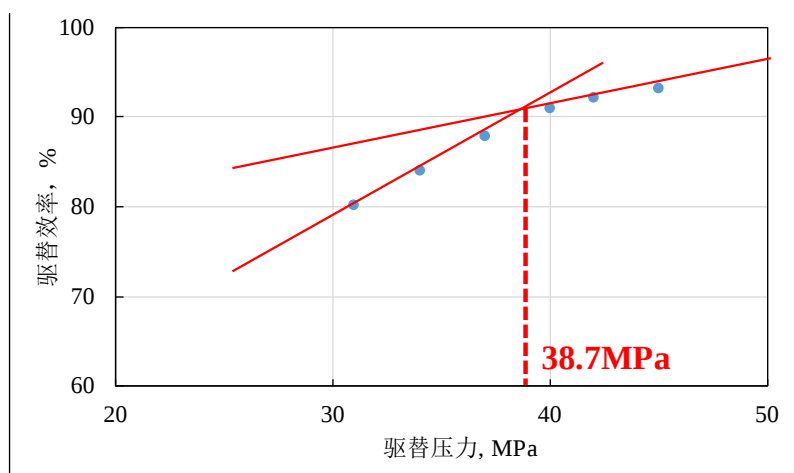


Figure 7. Relationship between CO₂ displacement efficiency and pressure

图 7. CO₂ 驱替效率与压力的关系

注干气细管实验结果表明：随着干气驱替压力的增大，驱替效率也随之增加，但增加的幅度越来越小。驱替压力与驱替效率关系曲线的拐点对应的注干气最小混相压力 MMP 为 57.6 MPa (图 8、图 9)。

注氮气细管实验结果表明：随着注氮气驱替压力的增大，驱替效率也随之增加，受实验压力限制，未发现驱替压力与驱替效率关系曲线的拐点，预计注氮气最小混相压力 MMP 达 75 MPa 以上(图 10、图 11)。

如果无法实现注干气完全混相驱，亦可实施近混相驱(条件简单，费用较低，还能增加一定的采收率)。注干气非混相驱提高采收率机理：

- (1) 有限的蒸发和抽提作用，改善驱替前缘的稳定性。
- (2) 使原油的体积膨胀，把小孔道中的原油驱替到大孔道中，从而提高原油的采收率。
- (3) 降低原油的粘度，提高地层原油的流动能力。

- (4) 降低界面张力, 降低了储层中残余油饱和度。
- (5) 溶解气驱作用, 增加了原油采收率[9]。

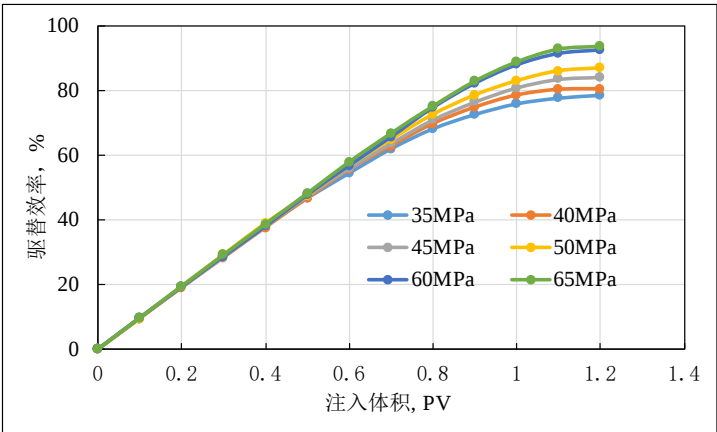


Figure 8. Dry gas displacement efficiency versus injection volume
图 8. 干气驱替效率与注入体积的关系

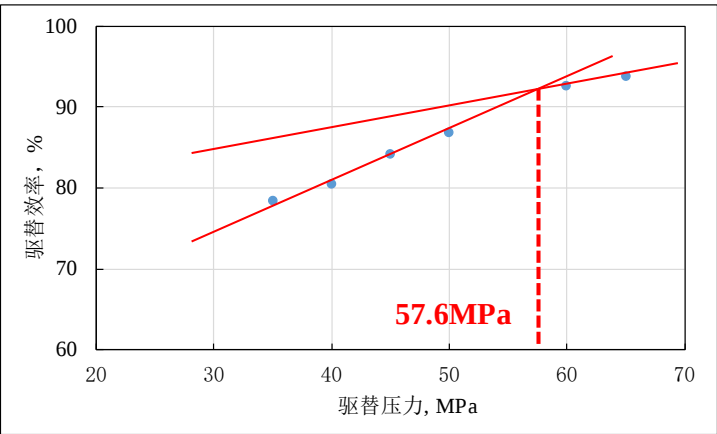


Figure 9. Dry gas displacement efficiency versus pressure
图 9. 干气驱替效率与压力的关系

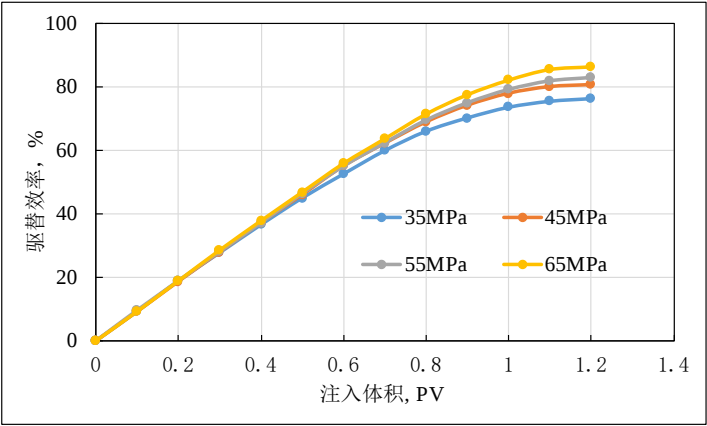


Figure 10. Nitrogen displacement efficiency vs. injection volume
图 10. 氮气驱替效率与注入体积的关系

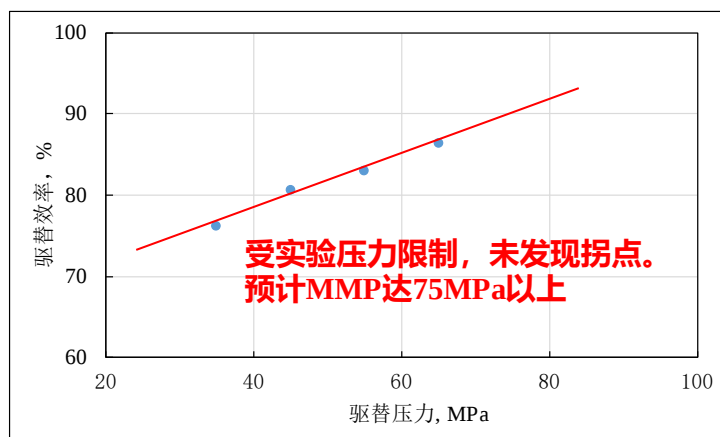


Figure 11. Nitrogen displacement efficiency vs. pressure

图 11. 氮气驱替效率与压力的关系

4. 长岩心驱替实验

岩心驱替实验是研究挥发性油藏注气提高采收率机理和效果的重要手段。通过在实验室条件下模拟油藏的注气驱替过程，能够直观地观察和分析注入气体与原油之间的相互作用、驱替特征以及采收率变化情况，为油藏现场开发提供重要的理论依据和技术支持。岩心驱替实验可以研究不同注入气体类型、注入方式(如连续注气、水气交替注气等)、注气压力等因素对驱油效率和采收率的影响，从而优化注气开发方案[10]。

1) 实验方法及步骤

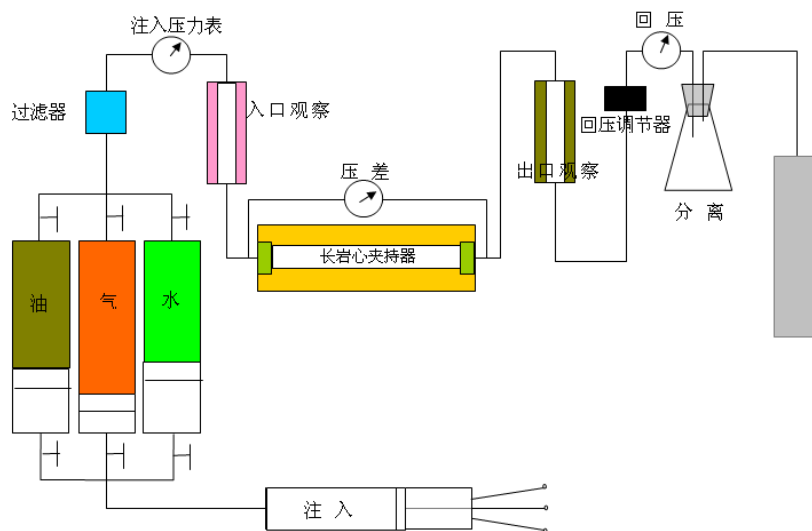


Figure 12. Long core flooding experiment process

图 12. 长岩心驱替实验流程

- (1) 准备岩心和流体样品，组装长岩心驱替实验流程(图 12)，实验温度 140.8℃；
- (2) 以 0.1 mL/min 的速度对模型饱和水，而后慢速饱和含气原油，直至出口端不再出水；
- (3) 如为衰竭式驱替，以 0.2 MPa/h 的降压速度进行降压，对油、气产量进行记录，驱替至回压为大气压；

(4) 如为注水/气开发, 当出口端压力衰竭至 30 MPa 时, 以地层条件下 0.1 mL/min 的注入速度进行水驱油或不同类型气体的气驱油, 对油、水或气产量进行记录;

(5) 连续注入 3 HCPV 流体进行驱替, 直至驱替结束;

(6) 整理实验设备, 分析处理数据并进行分析[11]。

2) 实验结果及分析

(1) 衰竭式开发

衰竭式驱替实验中采出程度及 GOR 随压力的变化的结果表明: 从起始压力(54.3 MPa)降低到饱和压力(36.5 MPa)附近, 该阶段属于弹性驱动, 气油比基本保持不变, 采出程度与压力之间呈线性关系。压力低于饱和压力以后, 该阶段属于溶解气驱[10]。由于原油的脱气, 生产气油比逐渐增大, 原油采出程度随压力的降低而较快的增加。当压力降低到 15 MPa 和 10 MPa 时, 采出程度分别 18.06%及 21.10%。

(2) 注水驱替

考虑到二八台区块目前为衰竭式开发, 实验中先将压力衰竭至 30 MPa 后再进行水驱。结果表明: 刚开始注水时, 因岩心已进行一定时间的衰竭式驱替, 其采出程度约为 8.64%左右。注入 0.28 HCPV 时, 出口端开始见水。随着注入烃孔隙体积 HCPV 的增加, 含水率迅速上升, 而后逐渐趋于平稳。当注入 3.0 HCPV 时, 含水率几乎接近 100%, 水驱采出程度达到 54.07%。

(3) 注氮气开发

实验过程中, 先将压力衰竭至 30 MPa 后再进行注氮气驱。结果表明: 刚开始注氮气时, 因岩心已进行一定时间的衰竭式驱替, 其采出程度约为 8.54%左右。注入 0.44 HCPV 时, 氮气发生突破。随着注入烃孔隙体积 HCPV 的增加, 发生气窜, 气油比迅速上升。当注入 3.0 HCPV 时, 气油比达到 15,783 mL/mL, 采出程度达到 56.72%。

(4) 注干气开发

实验过程中, 先将压力衰竭至 30 MPa 后再进行注氮气驱。结果表明: 刚开始注干气时, 因岩心已进行一定时间的衰竭式开发, 其采出程度约为 8.73%左右。注入 0.51 HCPV 时, 干气发生突破。随着注入烃孔隙体积 HCPV 的增加, 发生气窜, 气油比迅速上升。当注入 3.0 HCPV 时, 气油比达到 13,183 mL/mL, 采出程度达到 60.65%。

(5) 注二氧化碳开发

实验过程中, 先将压力衰竭至 30 MPa 后再进行注二氧化碳驱。结果表明: 刚开始注二氧化碳时, 因岩心已进行一定时间的衰竭式开发, 其采出程度约为 8.83%左右。注入 0.62 HCPV 时, 二氧化碳发生突破。随着注入烃孔隙体积 HCPV 的增加, 发生气窜, 气油比迅速上升。当注入 3.0 HCPV 时, 气油比达到 11,528 mL/mL, 采出程度达到 67.22%。

(6) 实验对比分析

不同驱替实验结果对比如图 13、图 14 所示。实验数据表明, 衰竭式开采、水驱、氮气驱、干气驱、二氧化碳驱的采出程度分别为 21.10%、54.07%、56.72%、60.65%、67.22%。其中, 二氧化碳驱替效果最为优异, 其后依次为干气驱、氮气驱和水驱。这一实验现象可结合原油 - 气体相图分析与组分模拟, 从分子作用层面进行深入阐释:

从相态演化机制来看, 依据原油 - 气体相图来分析, 二氧化碳与原油的临界混相压力(MMP)显著低于干气和氮气。二氧化碳的分子极性特性, 使其更易突破原油界面张力的阻碍。组分模拟结果显示, 二氧化碳分子(CO_2)可通过选择性抽提作用, 优先与原油中的轻质烃($\text{C}_2\text{-C}_6$)结合, 形成富含轻质组分的气相带。这一过程在相图中表现为两相区范围快速收缩, 推动原油向单相流态转变。即便当前油藏压力未达

到混相条件，二氧化碳仍能通过近混相效应实现高效驱替。

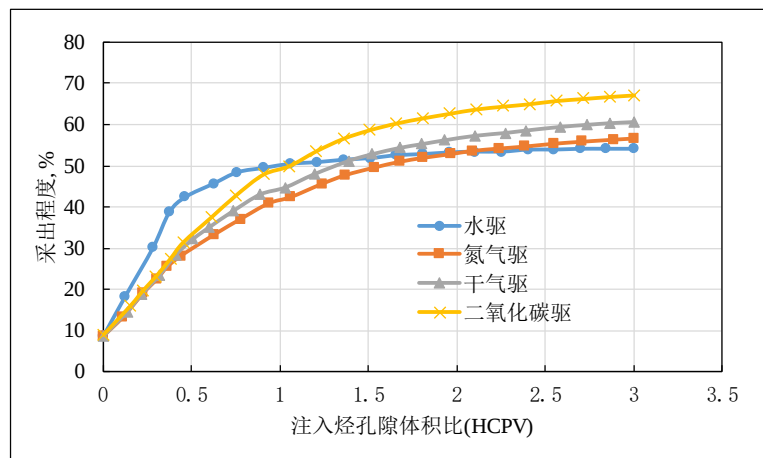


Figure 13. Comparison of recovery levels in different flooding experiments
图 13. 不同驱替实验采收程度对比

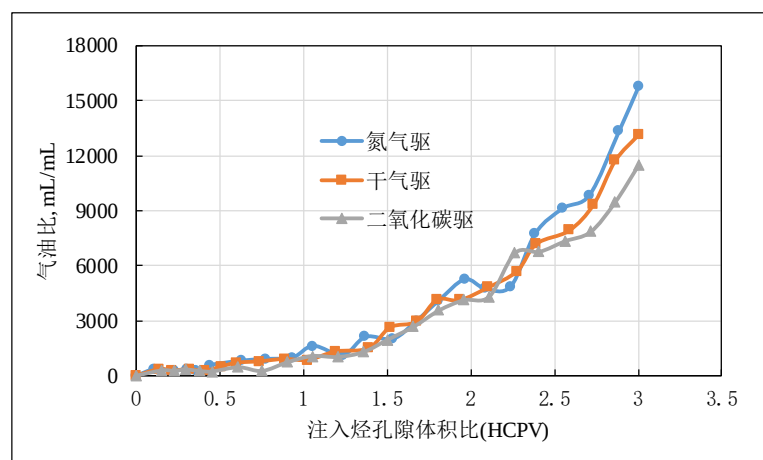


Figure 14. Comparison of gas-to-oil ratios in different flooding experiments
图 14. 不同驱替实验气油比对比

在分子间相互作用层面，二氧化碳的溶解能力优势明显。分子动力学模拟表明， CO_2 分子能够轻易穿透原油分子层，与重质组分形成氢键，从而使原油黏度降低 30%~40%。与此同时，溶解的 CO_2 会引发原油体积膨胀，实验测得其膨胀率可达 15%~20%，进一步提升原油流动性。相较之下，干气(主要成分为 CH_4)仅对轻质烃具有微弱的抽提作用；氮气(N_2)由于极性极低，与原油的互溶度较差，其溶解与膨胀效应仅为二氧化碳的 1/3~1/2，这导致三者驱替效率上存在显著差异。

对于水驱过程，通过归一化相渗曲线分析可知，等渗点对应的含水饱和度 $S_w > 50\%$ 。这表明岩石的亲水性使得水体更易占据孔隙喉道，但由于水分子与原油分子间存在较高的界面张力(约 30~50 mN/m)，无法实现有效混溶或溶解，仅能依靠物理驱替作用采出部分原油，其效率远低于气体驱替。

5. 结论

综上所述，气体与原油间在抽提选择性、溶解能力、膨胀效应等分子作用方面的差异，是造成驱替效率不同的核心机理。若受气源条件或开发成本限制，无法采用注气开发方式，该油藏的亲水性特征仍

可作为注水开发的依据, 但需着重优化注水强度, 以降低水窜风险[12]-[16]。

基金项目

重庆科技大学研究生创新计划项目(YKJCX2420150)。

参考文献

- [1] 刘玉奎. X 挥发性油藏改善开发效果数值模拟研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [2] Arslan, O., Wojtanowicz, A.K., Kumar, A. and White, C.D. (2004) Early Water Production and Bypassed Oil in Edge Water Drive Reservoirs. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, 8-10 June 2004, PETSOC-2004-269. <https://doi.org/10.2118/2004-269>
- [3] Hernandez, J.C., Wojtanowicz, A.K. and White, C.D. (2006) Effect of Anisotropy on Water Invasion in Edge-Water Drive Reservoirs. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, 13-15 June 2006, PETSOC-2006-199. <https://doi.org/10.2118/2006-199>
- [4] Feng, Q., Li, S., Su, Y., Liu, Y. and Han, X. (2014) Analyzing Edge Water Drive Laws of Offshore Heavy Oil Reservoir with Physical Experiment and Numerical Simulation. *SPE Energy Resources Conference*, 9-11 June 2014, Port of Spain, SPE-169988-MS. <https://doi.org/10.2118/SPE-169988-MS>
- [5] 韩詹, 余洋, 雷宇田, 等. 挥发性油藏 CO₂ 混相驱数值模拟研究[J]. 辽宁化工, 2019, 48(5): 454-456.
- [6] 张金晶. 低渗挥发性油藏注气驱油机理及开发对策研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- [7] 李良峰. 花 3 近临界态挥发性油藏衰竭开发动态特征及剩余开发潜力分析[J]. 石油化工应用, 2015, 34(10): 4-10, 33.
- [8] 徐瑞萍, 于大川, 赵永杰, 王政, 蒋红梅. 注气提高油藏采收率机理研究[J]. 内蒙古石油化工, 2015, 41(7): 153-154
- [9] 张金晶. 低渗挥发性油藏注气驱油机理及开发对策研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- [10] 路向伟, 路佩丽. 利用 CO₂ 非混相驱提高采收率的机理及应用现状[J]. 石油地质与工程, 2007(2): 58-61.
- [11] 胡昊澄. 花 3 断块挥发油藏注 CO₂ 提高采收率机理研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- [12] 黄时祯. 轮南油田超深挥发性油藏注烃气方案研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [13] 朱浩楠, 曹成, 张烈辉, 等. CO₂ 驱气提高采收率机理及发展方向[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(6): 975-980, 989.
- [14] 闫林, 陈福利, 王志平, 等. 我国页岩油有效开发面临的挑战及关键技术研究[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 63-69.
- [15] 赵凤兰, 宋黎光, 冯海如, 等. 长岩心 CO₂ 非混相驱中注气速率对重力超覆的影响[J]. 油田化学, 2021, 38(2): 273-278, 295.
- [16] 陈世杰, 潘毅, 孙雷, 等. 低渗高凝油藏 CO₂ 复合驱提高采收率机理实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 823-830.