

南海西部高温高压低渗油藏注气驱油效率实验研究

王誉钧¹, 崔书姮^{1,2}, 郭敏灵^{1,2}, 牟智鹏¹

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司中海油实验中心湛江实验中心, 广东 湛江 524057; 2. 广东省南海复杂油气藏勘探开发重点实验室, 广东 湛江 524057)

摘要: 鉴于南海西部高温高压低渗油藏注气开发的潜在可行性及提升油田开发效果的需求, 本研究立足于室内实验, 针对二氧化碳与烃类伴生气两种气体, 在高温高压环境下进行了细管实验和长岩心驱替实验。通过对比分析两种气体的驱油效率, 对其开发效果进行了系统评价。研究表明: 在高温高压条件下注入CO₂驱油效率最高达88.8%, 不同注入方式中气水交替驱油效率最高达87.4%, 注气倾角对驱油效率的影响不大, 为3.2%。烃类伴生气驱、CO₂驱可作为南海西部高温高压低渗油藏优选能量补充方式。

关键词: 高温高压; 低渗油藏; 注气驱油; 长岩心驱替; 驱油效率

中图分类号: TE34;P634 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2025)S1-0124-06

Experimental study on the efficiency of gas injection for oil displacement in high-temperature, high-pressure, and low-permeability reservoirs of the Western South China Sea

WANG Yujun¹, CUI Shuheng^{1,2}, GUO Minling^{1,2}, MOU Zhipeng¹

(1. Zhanjiang Experimental Center of CNOOC Experimental Center, Engineering Technology Branch, CNOOC Energy Technology & Services Corporation, Zhanjiang Guangdong 524057, China; 2. South China Sea Complex Oil and Gas Reservoirs Exploration and Development Key Laboratory of Guangdong Province, Zhanjiang Guangdong 524057, China)

Abstract: In light of the potential feasibility of gas injection for the development of high-temperature, high-pressure, low-permeability oil reservoirs in the western South China Sea and the imperative to enhance oilfield recovery efficiency, this study embarked on a series of laboratory experiments. These experiments were conducted with a focus on two gas types: carbon dioxide (CO₂) and hydrocarbon-associated gas. Under high-temperature and high-pressure conditions, fine-tube experiments and long-core displacement tests were meticulously carried out. A comparative analysis of the oil displacement efficiency of the two gases was undertaken, leading to a comprehensive evaluation of their development performance. The research findings indicate that under high-temperature and high-pressure conditions, CO₂ injection achieved a maximum oil displacement efficiency of 88.8%. Among various injection strategies, the alternating gas-water injection method yielded the highest displacement efficiency of 87.4%. The injection angle was found to have a maximum impact of 3.2% on the displacement efficiency. Hydrocarbon gas flooding and CO₂ injection technologies are deemed applicable to the high-temperature, high-pressure, low-permeability oil reservoirs in the western South China Sea.

Key words: high-temperature and high-pressure; low-permeability oil reservoir; gas injection for oil displacement; long-core displacement; efficiency of oil displacement

收稿日期: 2025-01-21; 修回日期: 2025-03-11 DOI: 10.12143/j.ztgc.2025.S1.019

第一作者: 王誉钧, 男, 汉族, 1988年生, 工程师, 化学工程与工艺专业, 从事油气田勘探开发实验工作, 广东省湛江市坡头区南调路南油2区, wangyj12@cnooc.com.cn。

引用格式: 王誉钧, 崔书姮, 郭敏灵, 等. 南海西部高温高压低渗油藏注气驱油效率实验研究[J]. 钻探工程, 2025, 52(S1): 124-129.

WANG Yujun, CUI Shuheng, GUO Minling, et al. Experimental study on the efficiency of gas injection for oil displacement in high-temperature, high-pressure, and low-permeability reservoirs of the Western South China Sea[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(S1): 124-129.

0 引言

随着南海西部低渗油藏的勘探开发取得不断的突破,南海西部低渗油藏的注气驱油效率研究需求日益增加,南海西部某区块已注气开采多年,目前取得良好的注气效果和经济价值,现计划在其余高温高压低渗区块推广注气开发方案,未来在南海西部可能形成千亿油田大注气的开发情况,所以针对高温高压低渗油藏的注气驱油实验分析技术也成为了急需突破的关键技术^[1-6]。

注气开发作为低渗油藏重要的开发技术手段之一,可以有效提高油田产量,越来越受到国内外研究学者重视^[7-9]。室内评价实验作为油田开发方案设计基础,是注气开发关键一环,在此过程中注气开发方式的选择尤为关键,前人评价实验往往仅注重于单一方式和单一气体,比如注入不同气体的评价、注入空气、注入CO₂等^[10-11],而对于高温高压低渗油藏进行不同注气方式之间开发效果评价及对比分析较少。为了进一步探索高温高压低渗油藏合理的能量补充方式,确定科学有效的注气形式,从室内实验角度出发,自主建立了一套即可实现高温高压条件下(温度最高达240℃、压力最大达110 MPa)长岩心注气驱油效率评价实验方法,分别进行不同注气时机、不同注气倾角、不同类型注入气等长岩心驱替实验研究及效果评价。阐述了不同注气方式下其注气驱油规律,并对不同注气方式的开发效果进行对比分析,为南海西部高温高压低渗油田开发方式的选择提供依据,对注气方案设计具有重大意义,也为类似高温高压低渗油藏的开发提供指导及借鉴意义。

1 实验方法

1.1 最小混相压力实验方法

最小混相压力是研究注气开发能否混相的重要参数,对后续驱油效率的影响很大,因此开展注气驱油效率以前有必要对实验流体进行最小混相压力检测^[12-13]。最小混相压力一般通过理论计算、实验研究、数值模拟等多种手段获得,行业内普遍认为理论计算及数值模拟精准度不高,实验研究仍是主要技术手段。实验测定方法包括细管实验、升泡仪法、界面张力消失法等^[14-19]。结合国内外研究现状,本次在南海西部首次开展高温高压条件下不同注入气体介质最小混相压力测试,采用行业标准

《最低混相压力实验测定方法—细管法》(SY/T 6573—2016)进行长细管混相压力检测^[20]。

1.2 长岩心驱替实验方法

1.2.1 实验装置

本实验装置集成了注入泵系统、三轴长岩心夹持器、围压泵、回压控制系统、精密压力表、恒温控制系统、液体馏分收集器、气量计以及气相色谱仪等关键设备(见图1、图2)。其中,1 m长的三轴长岩心夹持器作为核心组件,主要由长岩心外筒、轴向连接器(材料采用哈氏合金,能耐高温高压和腐蚀)和胶套(材料为聚四氟乙烯,能耐高温高压和腐蚀)组成。温度压力能达到240℃、110 MPa,能满足目标油藏的需求。



图1 高温压长岩心驱替实验装置

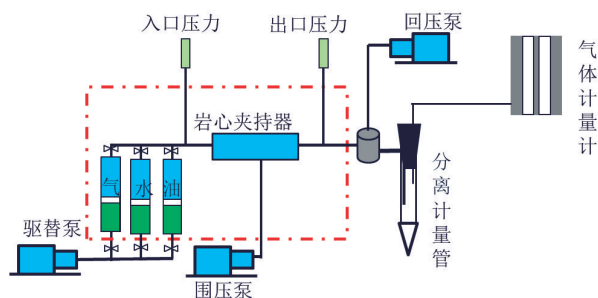


图2 实验流程

1.2.2 长岩心的准备和排序

本次实验的岩心取自目标区块,选择无破损且较长的岩心,经打磨、清洗、烘干后对岩心的基本物性参数进行了测试^[21],建立三组长岩心分为A、B、C三组,按照调和平均法进行排序^[22],测试结果为:长岩心的平均渗透率A组为 $11.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、B组为 $11.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、C组为 $9.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度A组为14.497%、B组为14.090%、C组为13.334%,岩心总长度A组为60.696 cm、B组为60.677 cm、C组为60.235 cm,岩心总孔隙体分别为A组

42.486 cm³、B组 41.176 cm³、C组 38.984 cm³。

1.2.3 实验准备

(1)地层原油复配采用国标《油气藏流体物性分析方法》(GB/T 26981—2011)进行配制地层原油,取 600 g 地面油量,再按原始生产气油比计算所需的分离器气量,进行样品配制计算,然后在配样器中按原始地层压力和原始生产气油比进行样品配制,油、气样品转入配样器后升温至地层温度和配样压力,进行搅拌,形成原始地层原油样品^[23]。其物性参数见表 1。

表 1 目标区块油组物性数据					
井区	地层温度/℃	原始地层压力/MPa	实验气油比/(m ³ ·m ⁻³)	地层油密度/(g·cm ⁻³)	地层油黏度/(mPa·s)
目标区块	140.0	33	136	6.722	0.271

(2)模拟水样配制:根据资料室内配实验用水,配制完成后静止 24 h 后,再用 0.45 μm 微孔滤膜过滤^[24]。地层水资料见表 2

(3)气体增压:根据实际气体组分进行配制,并使用增压泵增压注入气至中间容器内,详细气体组分见表 3。

表 2 目标区块地层水资料数据			
阴离子名称	质量浓度/(mg·L ⁻¹)	阳离子名称	质量浓度/(mg·L ⁻¹)
CO ₃ ²⁻	0	Ca ²⁺	56
HCO ₃ ⁻	1624	Mg ²⁺	5
OH ⁻	0	K ⁺	829
Cl ⁻	12294	Na ⁺	7611
SO ₄ ²⁻	230	阳离子总量	8501
阴离子总量	14148	总矿化度	22649

表 3 实验气体组分										%
气源	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	备注
目标区块	41.81	12.16	16.72	2.94	6.32	1.62	1.46	1.98	14.6	配样气
A井气	41.58	8.2	3.55	0.64	0.7	0.23	0.16	0.46	42.69	注入气 1
B井气	57.92	11.57	4.31	0.95	1.19	0.54	0.35	0.88	22.16	注入气 2
纯 CO ₂									99.99	注入气 3

1.2.4 实验过程

(1)不同注入方式长岩心驱油效率实验采用 A 组岩心,在地层温度下建立束缚水饱和度,用配置好的活油驱替岩心,每隔一定时间记录油量和气量,计算生产气油比,驱替气油比稳定,测试束缚水条件下的油相有效渗透率,此时原油饱和完毕;在岩心入口端恒压注入不同气体进行驱替,同时控制采出端压力,每注入 0.1 倍烃类孔隙体积记录注入压力和流速,并在出口处记录时间、入口端压力、出口端压力、油产量、气产量、采出程度等,直至不再产油,停止驱替,记算累积采出程度。完成一次实验后,使用酒精、石油醚驱替至出口流体清澈、透明,在常压下用氮气吹干,设置恒温箱 116 ℃烘干 8 h,再重新饱和水,建立束缚水,进行下一组实验。依次开展注水驱油、气水交替驱油、水气交替驱油、间歇注气驱油等不同注入方式下的驱油效率实验研究。

(2)不同注气时机长岩心驱油效率实验采用 B 组岩心,主要以结合混相压力分别开展衰竭至 32、

30、28 MPa 时再注 B 井气驱油的实验研究,分析不同注气时机下的驱油效率差异,实验过程与不同注入方式驱油效率实验一致。

(3)不同注气倾角长岩心驱油实验采用 C 组岩心,根据靶区地层倾角主要在 4~12°之间,通过注 B 井气在倾角 5°、12°、20°下的注气驱油效率差异,实验分析注气驱油过程中重力分异对驱油效率的影响程度,实验过程与不同注入方式驱油效率实验一致。

(4)不同类型注入气长岩心驱油实验采用 C 组岩心,从岩心入口端采用恒压的方式注入相应气体进行驱替,每注入 0.1 PV 记录驱替时间、驱替速度、压力、产油/气量,计算气油比、采收率,直至气油比 >10000(体积比),驱替倍数达 1.2 PV 及以上,结束实验。使用酒精、石油醚驱替至出口流体清澈、透明,在常压下用氮气吹干,设置恒温箱 116 ℃烘干 8 h,再重新饱和水,建立束缚水,进行下一组实验。

2 实验结果与分析

2.1 最小混相压力实验结果

通过长细管驱替实验对CO₂和两种天然气在目标区块地层条件下的最小混相压力进行了测试,三种注入介质均在目标油藏压力温度(140℃、33 MPa)条件下均可以达到混相状态。经实验测定,CO₂的最小混相压力最低,为25.94 MPa,而A井气和B井气的最小混相压力分别为30.07 MPa和30.96 MPa,均高于CO₂。

2.2 不同类型注入气驱油效率对比

以目标区块复配地层原油作为模拟地层油,通过对比注CO₂、A井、B井三组不同注入气在相同注入倍数下的驱油效率可知,对比结果见图3。

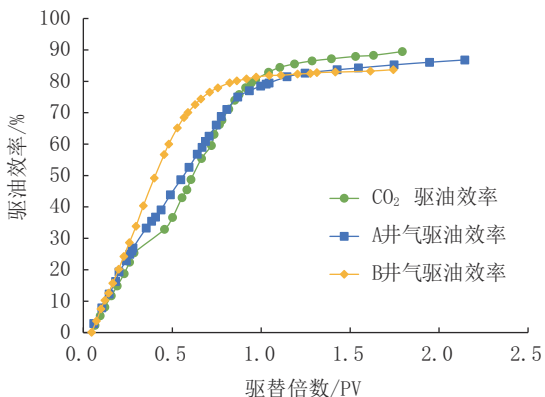


图3 不同类型注入气驱油效率与驱替倍数关系

在注入气体量较少在0.6 PV时CO₂驱油效率最低,驱油效率为48.7%;注A井气驱油其次,驱油效率为53.0%;注B井气驱油效率最高,驱油效率70.7%,此时三种气体均还没有突破岩心末端,主要由于CO₂在地层原油中的溶解度最高,注入量大量溶解于地层原油中,注入B井的溶解度最低;

在注入气体量较多在1.7 PV时,CO₂驱油效率最高,驱油效率为88.8%;注A井气驱油其次,驱油效率为84.9%;注B井气驱油效率最低,驱油效率83.6%;

2.3 不同注气倾角气驱油效率对比

在地层条件140℃、33 MPa下,分别模拟倾角5°、12°、20°三种不同倾角,采用高注低采,实验研究注B井气过程中重力作用对驱油效率的影响程度,实验结果见图4。

由图4可知,随着模拟倾角的增加,驱油效率增加,但驱油效率差异较小,在1.2 PV时,5°倾角驱油

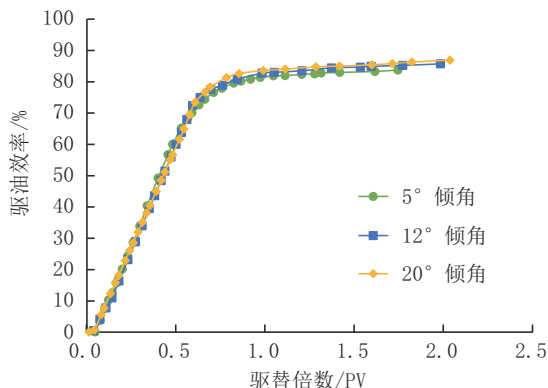


图4 不同倾角下驱油效率与驱替倍数关系

效率为82.3%,12°倾角驱油效率为83.5%,20°倾角驱油效率为84.4%,由于B井气驱替地层油为混相驱替,驱替效率高,都在80%以上,岩心内的连通孔隙、吼道及颗粒表面的地层油被少量注入气充分驱替干净,残余在孔喉中的油较少;同时直径25.4 mm的组合长岩心横截面积较小,注入气与地层油形成混相驱替,波及效率高;由此残余油与注入气形成的重力差异贡献的驱油效率小,对最终的驱油效率影响不大。

2.4 不同注入方式下驱油效率对比

地层条件140℃、33 MPa下,分别对比注水、注气(B井)、水气交替、气水交替四种注入方式下的驱油效率差异,实验研究不同注入方式下的驱油效率及差异,实验结果见图5。

由图5可知,对比四种不同注入方式,驱油效率从高至低依次为水气交替、气水交替、注气、注水,其中注水驱油效率明显低于其余三种注入方式。

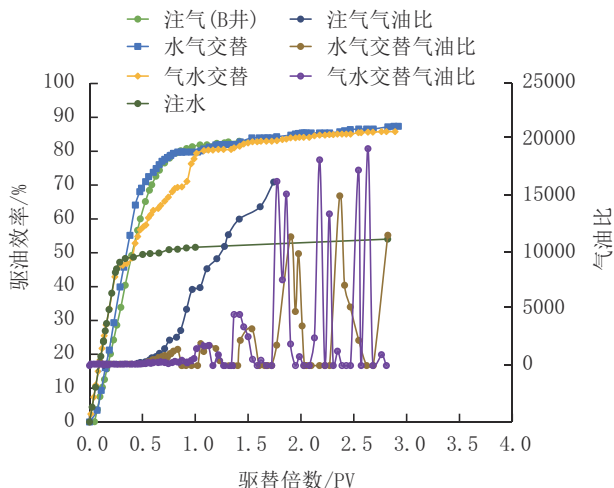


图5 不同注入方式下的驱油效率与驱替倍数关系

在累计注入倍数较小时,水气交替驱油效率低于注气驱油效率,主要由于水气交替实际注入气量少,气驱油不够充分。在累计驱替倍数较大时,水气交替驱油效率逐渐高于注气驱油。

水气交替驱油效率高于注气驱油效率。由于注入水进入了被气体充满的吼道,对气体流动通道起封堵作用,当注水后再注气时,可以提高注气的波及效率,使气体进入较小吼道或未波及到的边缘,从而提高水气交替驱油效率。

水气交替驱油效率略高于气水交替驱油效率。在气水交替驱油过程中,先注入的水会优先进入连通性好、孔喉较大的吼道;随后注气再注水时,往往出现产水而不产油的现象,这表明注气对吼道中原油的驱替比注水更为充分。因此,先注水后,被水充填的孔喉中残余油量更多。部分残余油附着于颗粒表面、孔隙边缘或凹陷处,并被注入水封堵,导致后续注入的气体难以与这部分油接触。这也是气水交替驱油效率略低于水气交替驱油效率的主要原因。

2.5 不同注入时机下驱油效率对比

对比 33 MPa 下注气驱油和衰竭至 32、30、28 MPa 压力下注气驱油至 1.2 PV 时,驱油效率依次为 82.3%、82.2%、79.3%、70.3%(包括衰竭和注气驱油),注入气 1.5 PV 时的驱油效率依次为 83.2%、83.2%、81.5%、72.8%,实验结果表明当注气压力低于 30 MPa 后,驱油效率呈现快速降低,对比结果见图 6。

由以上数据可知,随着注入压力的越低,突破时间越早,突破时的驱油效率越低。

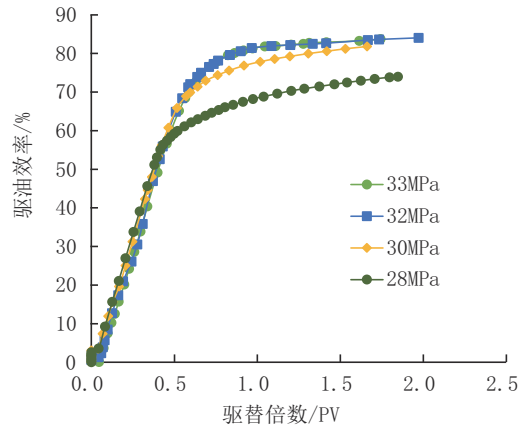


图6 不同注入时机下驱油效率与驱替倍数关系

2.6 总结

组合长岩心开展注气类型、注气倾角、注入方式、注气时机等驱油效率实验研究,实验分析了不同影响因素下的驱油效率变化规律及产液规律之间的差异,最终形成不同影响因素下的驱油效率差异与对比结果见表 4。

表 4 组合长岩心不同影响因素下的驱油效率实验数据

影响因素	驱替倍数/PV	驱油效率/%
注气类型	A 井气	84.9
	CO ₂	88.8
	B 井气	83.6
注入方式	注水	56.9
	气水交替	85.8
	水气交替	87.4
	间歇注气	71.3
注气时机	33 MPa	83.2
	32 MPa	83.2
	30 MPa	81.5
	28 MPa	72.8
注气倾角	5°	83.6
	12°	85.7
	20°	86.8

由表 4 可知,注水驱油效率最低为 56.9%,注 CO₂和水气交替驱油效率最高,驱油效率可达 88% 左右,间歇注气消耗气量最少,在不同压力下累计共注气 1 PV,最终驱油效率为 71.3%。

3 结论

(1)南海西部低渗油藏储层在高温高压条件下注入 CO₂、A 井伴生气、B 井伴生气都易形成混相驱,驱油效率分别为 88.8%、84.9%、83.6%,开发效果好,比较具有推广意义。

(2)不同注入方式和时机对驱油效率的影响:水气交替、气水交替和注气压力 33、32、30 MPa 时的驱油效率为 87.4%、85.8%、83.2%、83.2%、81.5%,其中水气交替效果最好为 87.4%;同时注气压力低于 30 MPa 后驱油效率明显降低,同时注气压力越低,驱油效率越低,28 MPa 时驱油效率只有 72.8%。

(3)室内实验研究证实,烃类气驱与 CO₂驱技术适用于南海西部高温高压低渗油田,能有效补充地

层能量,具有广泛应用前景。

参考文献:

- [1] 谢玉洪.南海西部低渗油气藏勘探开发探索与实践[J].中国海上油气,2018,30(6):80-85.
- [2] 徐长贵.中国近海油气勘探新进展与勘探突破方向[J].中国海上油气,2022,34(1):9-16.
- [3] 范廷恩.中国海上低渗油气田开发历程、关键技术及攻关方向[J].中国海上油气,2024,36(3):95-109,240.
- [4] 冯高城,胡云鹏,姚为英,等.注气驱油技术发展应用及海上油田启示.西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(1):147-155.
- [5] 刘浩洋,赵军,郑继龙,等.海上低渗油藏CO₂混相驱可行性实验研究[J].非常规油气,2024,11(2):74-79.
- [6] 雷霄,邓传忠,米洪刚,等.涠洲12-1油田注伴生气近混相驱替机理实验及模拟研究[J].石油钻采工艺,2007,29(6):32-34.
- [7] Shaw J, Bachu S. Screening, evaluation, ranking of oil reservoirs suitable for CO₂-flood EOR and carbon dioxide sequestration[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(9):51-61.
- [8] 李士伦,周守信,杜建芬,等.国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J].油气地质与采收率,2002,9(2):1-5.
- [9] 高振环,刘中春,杜兴家.油田注气开采技术[M].北京:石油工业出版社,1994:89-115.
- [10] 赵楠,王磊,孙雷,等.不同注入气体下低渗油藏注气开发室内评价[J].科学技术与工程,2020,20(4):1379-1385.
- [11] 章杨,程海鹰,柳敏.断块型深层低渗油藏天然气驱最小混相压力及相态特[J].科学技术与工程,2019,19(11):96-102.
- [12] 赵军.低渗油藏天然气驱可行性试验研究.第33届全国天然气学术年会论文集[C].南宁:中国石油学会天然气专业委员会,2023
- [13] 苏畅,孙雷,李士伦.CO₂混相驱多级接触过程机理研究[J].西南石油学院学报,2001,23(2):33-36.
- [14] 郭平,霍丽君,姜彬,等.芳48CO₂驱油先导试验区水气交替参数优化[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,36(6):89-93.
- [15] Novosad Z, Sibbald L R, Costain T G. Design of miscible solvents for a rich gas drive-comparison of slim tube tests with rising bubble tests[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1990, 29(1):37-42.
- [16] Thomas F B, Zhou X L, Bennion D B, et al. A comparative study of RBA, P-x, multicontact and slim tube results[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, 33(2):17-25.
- [17] Dong M, Huang S, Dyer S B, et al. A comparison of CO₂ minimum miscibility pressure determinations for Weyburn crude oil[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, 31(1):13-22.
- [18] Rao D N, Lee J I. Determination of gas-oil miscibility conditions by interfacial tension measurements[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2003, 262(2):474-482.
- [19] 彭宝仔,罗虎,陈光进,等.用界面张力法测定CO₂与原油的最小混相压力[J].石油学报,2007,28(3):93-95.
- [20] 国家能源局.最低混相压力实验测定方法—细管法:SY/T 6573—2016[S].北京:石油工业出版社.2016.
- [21] 中国国家标准化管理委员会.岩心分析方法:GB/T 29172—2012[S].北京:中国标准出版社,2012.
- [22] 孙玥.考虑隔夹层分布的低渗油藏参数粗化方法优化[D].成都:西南石油大学,2018.
- [23] 唐洪俊,戚志林.油层物理[M].北京:石油工业出版社.2014.
- [24] 中国国家标准化管理委员会.岩石中两相流体相对渗透率测定方法:GB/T 28912—2012[S].北京:中国标准出版社,2012.

(编辑 王文)