



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2024.06.23.01

文章编号: 1674-5086(2025)03-0088-13

中图分类号: TE357.7

文献标志码: A

高含水油藏 CO₂ 和伴生气混合驱可行性研究

张铃丰¹, 廖新维^{1*}, 张琦², 董鹏³, 杨泽鹏¹, 侯善泽¹

1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 昌平 102249; 2. 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009;

3. 中国海油集团能源经济研究院, 北京 东城 100013

摘要: 吐哈油田鄯善区块已进入高含水开发后期, 水驱进一步提高采收率潜力有限, 需探索新的提高采收率技术。CO₂ 驱油提高采收率的有效性已被国内外研究广泛证实, 但鄯善区块缺乏 CO₂ 气源, 外购和运输成本高昂。为降低 CO₂ 注气成本, 探索将丰富的烃类伴生气与 CO₂ 混合驱油的可行性。利用鄯善区块原油、岩芯和伴生气, 测定不同 CO₂ 含量混合气与原油的最小混相压力; 开展高温高压条件下岩芯驱油实验, 先水驱以模拟高含水开发后期状态, 随后注入不同 CO₂ 含量混合气进行气驱, 并结合核磁共振和 CT 扫描进行监测。结果表明, 混合气中 CO₂ 含量超过 43% 即可实现与原油的混相; 当 CO₂ 含量约 50% 时, 驱油效果接近纯 CO₂ 驱油, 显著优于纯伴生气驱油; CO₂ 和伴生气混合驱油能够在微观孔隙尺度上有效动用剩余油。由此可见, CO₂ 和伴生气混合驱油是一种经济可行的替代方案, 可为鄯善区块开发后期提供理论支持。

关键词: 高含水; 伴生气; CO₂ 驱油; 核磁共振; CT 扫描

A Feasibility Study of CO₂ and Associated Gas Mixture Flooding in High Water-cut Reservoirs

ZHANG Lingfeng¹, LIAO Xinwei^{1*}, ZHANG Qi², DONG Peng³, YANG Zepeng¹, HOU Shanzhe¹

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Changping, Beijing 102249, China

2. Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami, Xinjiang 839009, China

3. Energy Economics Institute, China National Offshore Oil Corporation, Dongcheng, Beijing 100013, China

Abstract: The Shanshan Block in the Tuha Oilfield has entered a high-water-cut development stage, limiting additional oil recovery by waterflooding, it is imperative to explore novel EOR technologies. Although CO₂ flooding is proven effective by reseaches home and abroad, but it is highly costly for Shanshan Block due to the lack of CO₂ resources. This study examines mixing hydrocarbon-associated gas with CO₂ to reduce injection expenses. Minimum miscibility pressures were tested using crude oil, cores, and associated gas in Shanshan Block. Under high temperature and pressure, cores were waterflooded and then displaced with gas mixtures at varying CO₂ concentrations, tracked by nuclear magnetic resonance and computed tomography. Results show that miscibility occurs above 43% CO₂ content. At approximately 50% CO₂, displacement performance is comparable to pure CO₂ flooding and surpasses pure associated gas. Microscopic analysis reveals that the hybrid CO₂-associated gas flooding effectively mobilizes remaining oil at the pore scale, demonstrating economic feasibility and technical efficacy. Hence, it offers a promising method for Shanshan Block.

Keywords: high water-cut; associated gas; CO₂ flooding; NMR; CT scanning

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20250610.1526.004.html>

张铃丰, 廖新维, 张琦, 等. 高含水油藏 CO₂ 和伴生气混合驱可行性研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 88-100.

ZHANG Lingfeng, LIAO Xinwei, ZHANG Qi, et al. A Feasibility Study of CO₂ and Associated Gas Mixture Flooding in High Water-cut Reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 88-100.

* 收稿日期: 2024-06-23 网络出版时间: 2025-06-11

通信作者: 廖新维, E-mail: xinwei@cup.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金(52341401); 北京市自然科学基金面上基金(3232027)

引言

目前,鄯善区块开发中后期含水率已达到 90% 以上。为进一步提高采收率,需要改变当前的生产方式,考虑采用注 CO₂ 驱提高采收率技术,该技术已在许多油田得到广泛应用^[1-3]。CO₂ 提高采收率的主要机理包括 CO₂ 溶解引起的原油体积膨胀、油相轻质组分抽提、原油密度降低和储层岩石酸化作用等^[4]。根据原油性质和储层温压条件的不同,CO₂ 驱替过程可分为混相驱和非混相驱两种。对于混相过程,油藏地层压力必须高于最小混相压力(Minimum Miscibility Pressure, MMP)。此时,大部分轻至中碳氢化合物被 CO₂ 萃取,导致油相与 CO₂ 之间的界面张力几乎消失,多孔介质中的流动更接近单相状态^[5]。非混相驱通常发生在地层压力低于原油 MMP 的油藏中,此时油气相间的组分交换作用弱于混相驱,因此驱油效率通常较低^[6]。

虽然 CO₂ 驱油的效果已被证实,但研究区在实际应用过程中面临 CO₂ 气源不足以及纯 CO₂ 注入成本高昂的问题。考虑到研究区块伴生气资源丰富,溶解气油比高达 130~230 m³/m³,将 CO₂ 与油藏伴生气混合后作为高含水后期转气驱的注入介质具有极大的应用潜力,是一种降低实施难度和成本的可行方案。对于纯伴生气的注入,已有许多学者开展研究并证实其能有效提高采收率^[7-10],其优势主要体现在以下 4 个方面:1) 伴生气难以与储层岩石发生复杂的化学反应,不会对储层造成污染,同时具有较好的注入性和流动性,与原油相容性好,能够改善储层流体性质,如降低界面张力、原油黏度和密度;2) 伴生气与 CO₂ 混合后,能减弱纯 CO₂ 强烈的萃取作用,一定程度上避免或减轻重质组分沉淀对储层造成的伤害;3) 伴生气不具有腐蚀性,可降低 CO₂ 对设备及管线的腐蚀程度,进而降低生产成本;4) 对于溶解气油比较高的油藏,伴生气资源充裕,具有收集便利且注入成本低的优势。

针对伴生气与 CO₂ 混合注入, Masalmeh 等^[11] 通过 50% 甲烷 +50% CO₂ 的连续注气与水气交替实验,发现混相驱采收率比非混相驱显著提高约 20%。Hao 等^[12] 在衰竭的稠油油藏开展了 N₂-CO₂ 混合气循环注入研究,证实了 CO₂ 降黏作用与 N₂ 保持储层压力作用的协同效应可有效提高采收率。Pourhadi 等^[13] 针对某油藏不同深度进行了 CO₂、

N₂、N₂-CO₂ 混合气、CO₂ 水气交替等多种气体注入实验,发现采收率与气体混相状态密切相关:当气体处于非混相状态时,气覆盖和窜流现象严重降低驱油效率;而混相注气则能显著提高宏观波及效率和采收率。目前,CO₂ 混合气研究多集中于单一组分与 CO₂ 以物质的量比 1:1 进行混合,鲜有研究探讨油田伴生气与 CO₂ 混合实现混相驱替的含量组合条件。此外,现有研究多关注纯伴生气驱,对伴生气与 CO₂ 混合驱的研究较少,尤其缺乏考虑高含水阶段孔隙中饱和水对驱替效果影响的实验研究。因此,亟需开展针对实际储层的室内实验,明确不同比例 CO₂ 和伴生气组合的混相条件,并评估其在高含水阶段的驱油效果。

实验方法方面,核磁共振在线驱替技术已广泛用于研究储层岩石的孔隙结构^[14]、流体流动特征^[15] 及微观驱油机制^[16-17]。CT 扫描技术则利用 X 射线穿透岩石样本获取高分辨率内部结构图像^[18-19],可直观观察流体与储层多孔介质之间的微观相互作用,进而揭示孔隙尺度流动机制和储层内部流体分布规律^[20-22]。现已有大量研究利用 CT 扫描技术开展驱替实验,通过图像处理精确量化孔隙尺度特征及流体分布,探讨不同驱油机制对采收率的影响^[23]。结合核磁共振与 CT 扫描技术,可实现对不同孔隙尺度及空间位置剩余油的精确表征。

研究以吐鲁番—哈密盆地鄯善区块 S14-7 井的油样、岩样和伴生气为研究对象,开展了不同含量比的 CO₂+ 伴生气混合气与原油的 MMP 测定实验。结合核磁共振在线驱替和 CT 扫描技术,进行了高温高压条件下的水驱转气驱在线驱替实验。基于岩样高含水后期注气驱替的微观特征,分析了水驱转注不同 CO₂ 含量伴生气混合气后的采收率变化规律及微观剩余油分布特征,为吐哈油田高含水开发后期采用 CO₂+ 伴生气混合驱提高采收率提供理论依据。

1 地质概况

吐鲁番—哈密盆地的油气勘探始于 20 世纪 50 年代,但在鄯善区块大规模推进则集中于 20 世纪 80 年代后期。通过地震资料精细解释和先导性钻探,确认了侏罗系煤系地层的生烃潜力,并在背斜圈闭中获得工业油流,随即鄯善油田进入开发阶

段。早期采用自然能量驱与常规注水维持地层压力,油井一度产量可观。随着开发井网逐步加密,水驱依赖度不断提升,虽然在中期通过调整注采比和强化注水取得一定稳产效果,但由于储层物性低、流动能力差,加之微观和宏观非均质性突出,水驱后期注入水沿高渗通道循环,造成有效波及体积有限,剩余油富集在低渗透带。

1.1 构造位置与演化特征

鄯善区块位于新疆维吾尔自治区鄯善县城北东约 27 km 处,区块处在吐鲁番—哈密盆地的吐鲁番拗陷台北凹陷鄯善弧形构造带西段中部,整体呈近东西向弧形带分布,东邻温吉桑构造,西与丘陵构造相接。吐哈盆地在大地构造上属于西伯利亚板块与哈萨克斯坦板块交汇区域,经历了多期构造演化:从古生代末期的克拉通背景逐渐过渡到中生代的构造反转与多期褶皱—断裂活动;晚燕山期及喜马拉雅期的挤压使台北凹陷内形成一系列断褶带与弧形构造。鄯善弧形构造带即是在此背景下形成的典型逆冲断层相关背斜带,具有较好的油气聚集条件。区内主要含油层系为中、下侏罗统,构造圈闭以背斜和断块形式为主,局部还存在岩性—构造复合圈闭。多期构造运动造成沉积厚度及岩性展布差异显著,对后续的油气成藏及开发具有决定性影响。

1.2 沉积相与储层岩性特征

从沉积学角度看,鄯善区块侏罗系主要发育三角洲—湖泊相沉积,早期为辫状河三角洲前缘砂体与泥质互层,整体具有薄互层发育、横向变化快的特点。由于物源多样、成岩演化作用复杂,导致储层成岩程度中等至偏强,孔隙类型以粒间孔和少量溶蚀孔为主。储层岩性为中细—中粗粒长石岩屑砂岩,胶结物以泥质为主,碳酸盐次之,平均含量中等,约为 15%,泥质和碳酸盐胶结物的存在削弱了储层物性,储层平均孔隙度 12.8%,平均渗透率 6.2 mD,属于中孔特低渗储层;同时,沉积微相差异也造成储层非均质性较强,这正是油田后期注水开发困难的重要地质因素。

2 实验部分

2.1 实验材料

实验岩样取自吐哈油田 S14-7 井砂岩储层,该样品气测渗透率 17.04~23.79 mD,孔隙度

11.93~12.12%(表 1)。实验前,需对砂岩岩芯进行洗油洗盐处理,以去除岩芯中的油盐杂质,实验过程按照国家标准 GB/T 29172—2012《岩芯分析方法》执行^[24]。采用体积比为 1:1 的甲醇与石油醚混合溶液,在洗油装置中对砂岩岩芯循环清洗 24 h 以上,随后将岩芯置于 105 °C 烘箱中烘干 24 h,以去除残余水分,最后冷却至室温。

表 1 实验岩芯基本物性

岩芯编号	孔喉直径/cm	岩芯长度/cm	渗透率/mD	孔隙度/%
SBS13	2.466	7.588	17.04	11.93
SBS23	2.467	8.055	23.79	12.12
SBS24	2.467	8.366	17.70	11.58

实验所用原油采样于吐哈油田 S14-7 井流物,经测定,其脱气原油在常温常压下密度为 0.799 g/cm³,C₇₊ 含量(物质的量含量,下同)为 79.4%。实验所用伴生气同样来自 S14-7 井流物,经色谱分析,伴生气的组分(表 2)以 CH₄ 为主,C₂H₆ 次之,含少量 N₂ 和 CO₂。

表 2 S14-7 井的伴生气组分组成

组分	含量/%	组分	含量/%
CO ₂	0.08	nC ₄	3.44
N ₂	2.10	iC ₅	1.35
C ₁	65.72	nC ₅	0.88
C ₂	11.80	C ₆	0.47
C ₃	9.81	C ₇₊	0.21
iC ₄	4.14		

实验所用地层水为矿化度 55 000 mg/L 的氯化锰溶液,该溶液能有效屏蔽水相的核磁信号^[25-26]。因此核磁共振测试获取的 T₂ 谱信号仅代表岩样中的油相,可用于分析油相在孔隙内的分布特征。

2.2 实验方法

2.2.1 细管实验

采用吐哈油田 S14-7 井的原油,注入 CO₂ 和伴生气混合气,开展细管混相驱油实验。实验用原油由脱气原油与伴生气根据地层气油比 197.9 m³/m³ 复配而成。通过测定不同 CO₂ 含量下原油的采出程度与注入压力关系,确定了不同 CO₂ 含量对应的 MMP。细管实验装置如图 1 所示。实验中所用 Ruska PVT-3000 高压物性实验装置用于地层原油配制, SYS-III 多级超高温两相驱替系统用于细管混相驱替实验,两套装置的最高承压均为 70 MPa,最高工作温度为 120 °C。

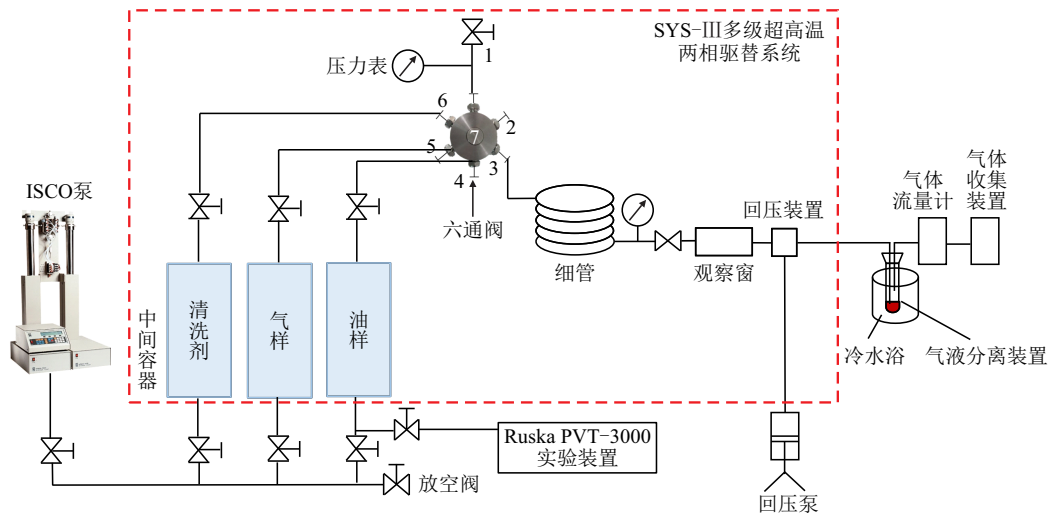


图 1 细管实验装置示意图

Fig. 1 The slim tube experiment device

实验过程严格按照中国石油和天然气行业标准 SY/T 6573—2016《最低混相压力实验测定方法——细管法》执行^[27]。具体执行办法: 首先, 根据油藏的原始地层压力, 确定 CO₂ 驱替实验的压力

测试点; 然后, 开展长细管驱替实验, 并测定各压力点对应的驱油效率; 最后, 绘制驱替压力与驱油效率关系曲线, 确定 MMP。细管实验的具体参数如表 3 所示。

表 3 细管实验参数

Tab. 3 Parameters of the slim tube experiment

长度/dm	直径/cm	内截面积/cm ²	细管体积/cm ³	渗透率/D	孔隙体积/cm ³	入口段死体积/cm ³	出口段死体积/cm ³
125.1	0.46	0.16	206.10	5.3	76.00	3.67	2.24

2.2.2 在线驱替实验

为探究吐哈油田高含水开发阶段实施 CO₂ 与伴生气混合驱提高采收率的可行性, 开展了高温高压条件下的水驱转气驱在线实验。

在线驱替实验装置如图 2 所示, 主要包括核磁共振在线扫描装置、中间容器、围压液体加热装置、岩芯夹持器、围压泵、气液分离装置及数据采集系统等。

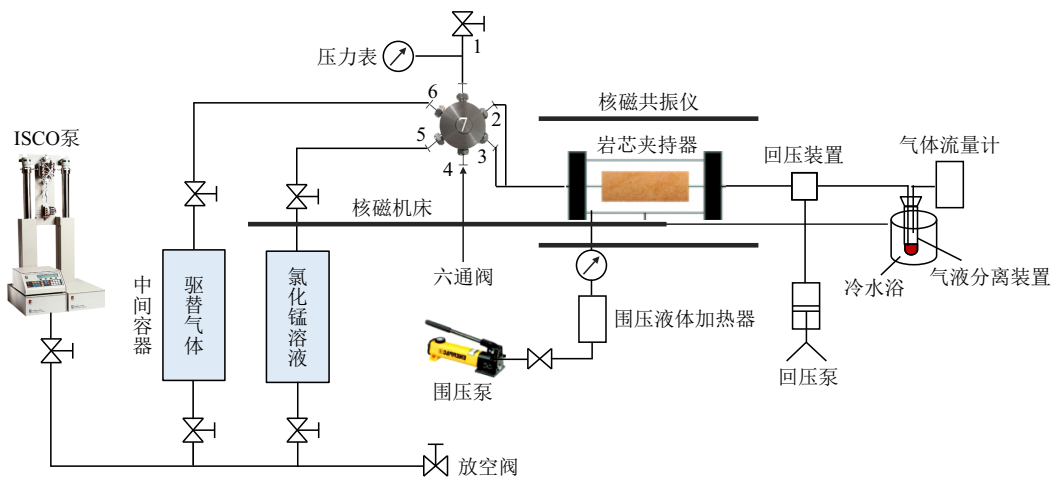


图 2 在线驱替实验装置

Fig. 2 The device for the online displacement experiment

此外, 还使用 CT 扫描设备对岩芯进行离线扫描, 以进一步揭示岩芯内部流体的分布特征。CT 扫

描技术可获得岩芯内部的高分辨率 CT 值图像, 通过分析不同状态下 CT 值图像的差异, 可直观地观

察并定量计算内部流体的空间分布。根据前期开展的 MMP 实验结果,当 CO₂ 含量达到 43% 时即可实现与原油的混相。因此,设计了 3 组水驱转气驱岩芯在线实验,分别选取 100% CO₂、50% CO₂(50% 伴生气)和无 CO₂(100% 伴生气)作为气驱介质。

具体实验步骤:1) 对处理后的干岩芯进行 T₂ 谱和 CT 扫描;2) 在 20 MPa 条件下使用原油对岩芯进行饱和处理 24 h,之后再次进行 T₂ 谱和 CT 扫描;3) 以恒定速率 0.1 mL/min 注入 1.2 HCPV 的氯化锰溶液,测定注水后的采出程度,并进行 T₂ 谱扫

描;4) 分别以 100% CO₂、50% CO₂(50% 伴生气)、无 CO₂(100% 伴生气)3 种组合气体进行在线气驱油实验,待含气率达到 99% 时停止驱替,并进行气驱后岩样的 T₂ 谱曲线和 CT 扫描。核磁共振扫描参数为等待时间 3 000 ms、回波间隔 0.1 ms、回波个数 8 000 个和扫描次数 16 次;CT 扫描时参数为扫描厚度 1.25 mm,能级为 140 kV 和 150 mA。具体方案见表 4。

实验过程中,温度与压力分别设定为储层实际温度和压力条件。

表 4 在线驱替实验方案

Tab. 4 Parameters of the online displacement experiment

岩芯编号	水驱介质	气驱介质	实验温度/°C	实验围压/MPa	混相状态
SBS13		50%CO ₂ (50% 伴生气)			混相
SBS23	20% MnCl ₂ 溶液	100% CO ₂	82.6	28.8	混相
SBS24		无 CO ₂ (100% 伴生气)			非混相

此外,根据干岩芯、饱和油和驱替结束状态下的 CT 扫描结果,可计算岩样内的含油饱和度,以定量对比不同组分气体的驱油效果^[28],需要注意的是,实验过程中应确保岩芯样品在每次 CT 扫描时位置保持一致。岩样内含油饱和度的具体计算公式为

$$S_o = 1 - \frac{n_{tpv} - n_{ov}}{\phi_v(n_{wb} - n_{ob})} \quad (1)$$

$$\phi_v = \frac{n_{dv} - n_{ov}}{n_{ab} - n_{ob}} \quad (2)$$

式中:

S_o — 岩样内的含油饱和度,无因次;

n_{tpv} — 气驱结束后的 CT 值;

n_{ov} — 饱和油相后的 CT 值;

ϕ_v — 计算获得的每个体素的孔隙度,无因次;

n_{wb} — 单一水相的 CT 值,需在玻璃容器中提前测量;

n_{ob} — 单一油相的 CT 值;

n_{dv} — 干岩芯的 CT 值;

n_{ab} — 单一空气的 CT 值。

3 实验结果与讨论

3.1 MMP 测试结果

分别进行了 100% CO₂、80% CO₂(20% 伴生气)、50% CO₂(50% 伴生气)、30% CO₂(70% 伴生气)及无 CO₂(100% 伴生气)的 MMP 测试。针对不同气体组分设计了不同的驱替压力点,测定不同注

入体积倍数下的驱油效率,并绘制了注入气体孔隙体积倍数与驱油效率的关系曲线。实验过程中,以注入泵出口的平均压力作为驱替压力,并将回压的波动控制在 ± 0.05 MPa 以内。

实验结果如图 3 所示,获取了不同混合气体配比在多种注入压力下,驱油效率随注入量的变化曲线,图 3a~ 图 3e 分别展示了 100% CO₂、80% CO₂(20% 伴生气)、50% CO₂(50% 伴生气)、30% CO₂(70% 伴生气)及无 CO₂(100% 伴生气)5 种配比下,在不同驱替压力条件中驱油效率随注入气体体积倍数变化的曲线。各子图中,在混合气突破前,驱油效率在低注入倍数区间呈近似线性上升,当注入倍数超过约 0.8 HCPV 后,曲线逐渐趋于平缓。比较 5 种配比条件可见:在任意给定注入倍数下,驱替压力越高,其效率曲线整体上移且拐点位置右移,表明更高压力有利于延迟气体突破并提高最终采收率;而 CO₂ 含量越高的气体体系,其曲线在相同步调压力下表现出更陡的上升斜率及更高的极限效率,说明高 CO₂ 含量有助于在较低压力实现更充分的混相驱替。

图 4 给出了对应每种气体配比的 MMP 测定结果,据此可判断图 3 中各压力曲线是否属于混相驱替条件。比较图 3 中曲线的注入压力与图 4 所确定的各自气体配比 MMP 可以发现:当注入压力达到混相驱替条件时,驱油效率曲线随注入量增加而快速上升,在注入约 1 倍孔隙体积后曲线趋于平坦,

最终采收率显著提高, 接近原油完全采出; 相反, 当注入压力低于 MMP 时, 驱油效率曲线的上升趋势明显变缓, 即使注入多倍孔隙体积, 最终采收率仍

远低于混相驱替情况下的水平。由于未达到混相, 驱替过程中油气界面仍然存在, 残余油饱和度较高, 因而驱油效果受到明显限制。

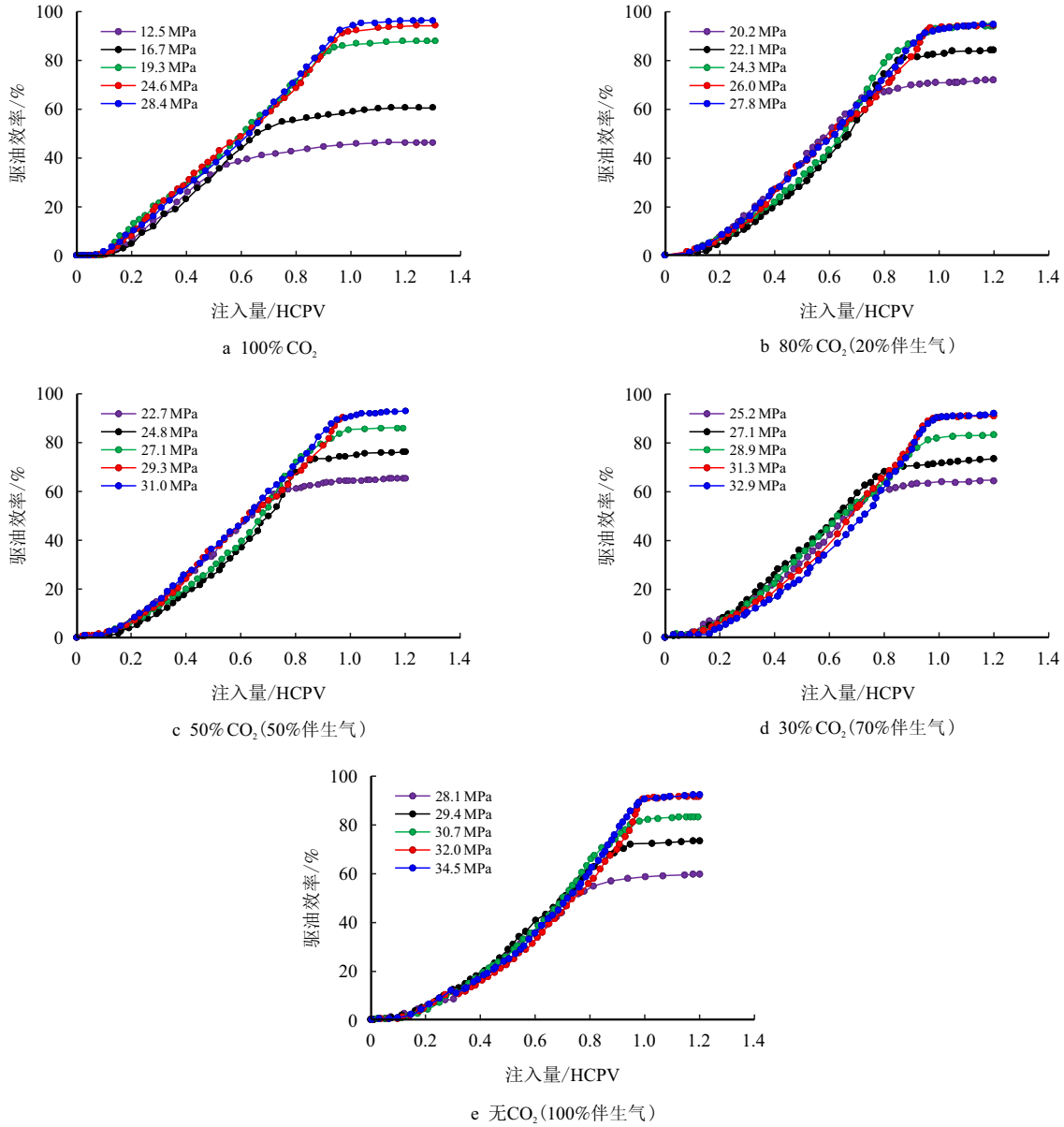
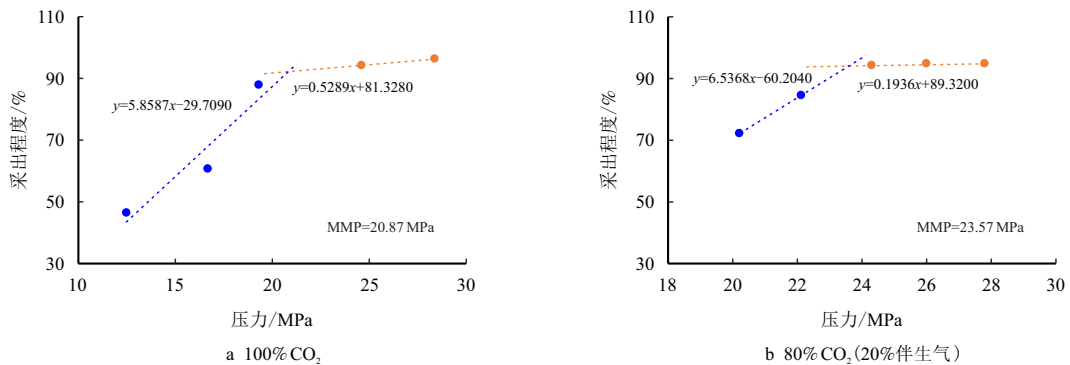


图 3 CO₂ 和伴生气混合气在不同含量下的细管实验结果

Fig. 3 The experimental results of the slim tube of the mixture of CO₂ and associated gas at different content



a 100% CO₂

b 80% CO₂ (20%伴生气)

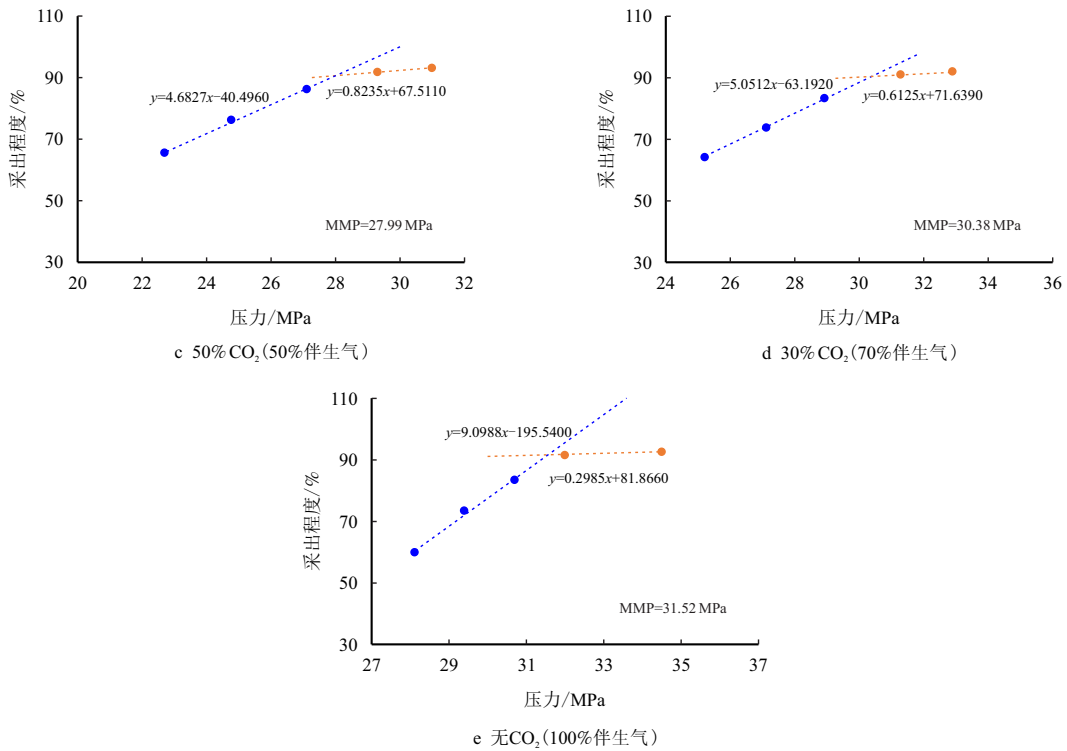


图 4 CO₂ 和伴生气混合气在不同含量下的 MMP

Fig. 4 The minimum miscible pressure under different content of CO₂ and associated gas mixture

基于图 4 中获得的 5 组不同 CO₂ 含量对于的 MMP 数据,可以得到 MMP 与混合气中 CO₂ 含量的关系曲线,如图 5 所示。

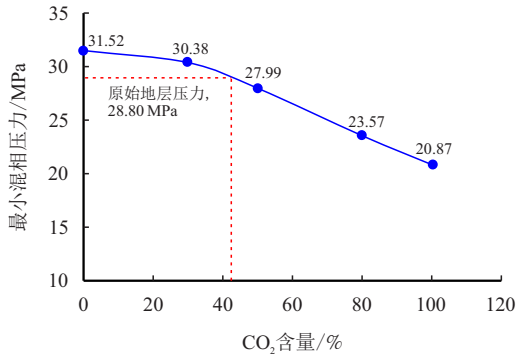


图 5 MMP 与混合气中 CO₂ 含量的关系

Fig. 5 The relationship between the MMP and content of CO₂ in the mixed gas

由图 5 可见,随着 CO₂ 含量的增加,MMP 呈明显的单调递减趋势:当混合的 CO₂ 含量由 0 增至 100% 时,MMP 由 31.52 MPa 下降至 20.87 MPa。结合油藏原始地层压力 28.80 MPa,可确定当注入气体中 CO₂ 含量达到约 43.00% 时,MMP 等于地层静态压力,从而标志着在该含量以上即可在原始地层压力条件下实现混相驱替。该结果为混合气配比优化提供了定量依据。

3.2 在线驱替实验结果

3.2.1 核磁共振结果

岩芯驱替实验在注水至 1.2 HCPV 后转为注气驱替,注气速率恒定为 0.1 mL/min。不同 CO₂ 含量混合气(CO₂+ 伴生气)驱替条件下核磁共振 T₂ 谱曲线测试结果见图 6。由于实验岩样中的水相信号已被屏蔽,T₂ 谱信号幅度越高,说明岩样中油相含量越高;T₂ 谱曲线靠右端的信号幅度越大,反映大孔隙内油相含量更丰富。由图 6a~ 图 6c 可知,初始干岩芯状态下 T₂ 谱曲线均呈单峰特征,信号幅度约为 400;岩芯饱和油相后,T₂ 谱曲线呈现双峰特征,且右峰的信号幅度大于左峰,说明较大孔隙中含油量更丰富;经水驱后,T₂ 谱曲线呈现三峰特征,信号幅度较饱和油状态明显降低,表明部分原油已被水驱替出来;最终气驱结束后,信号幅度进一步减小,表明混合气驱有效提高了原油采出程度(图 6d),100% CO₂ 及 50% CO₂ (50% 伴生气)的混合气由于达到混相状态,驱替效果更好,因此驱替结束后的信号幅度明显低于 100% 伴生气。

为量化核磁共振结果,根据实验岩样的 T₂ 谱特征,按弛豫时间的大小将孔隙划分为 4 个区间:[0, 1) ms 为微孔,[1, 10) ms 为小孔,[10, 100] ms 为中

孔, 超过 100 ms 为大孔, 这与前人研究的孔隙尺度划分较为一致^[29-30]。

图 7 为 100% CO₂ 条件下不同状态时各类孔隙的含油量占比。由图 7 可知, 饱和油状态下小孔内含油量占比最低, 约为 15%; 微孔、中孔和大孔内的含油占比分别约为 35%、21% 和 29%。经水驱后, 微孔内的剩余油占比最高, 而小孔、中孔及大孔的

含油占比分别降低了 10.32%、10.76% 和 15.67%, 表明较大孔隙内的油相更易于被水驱替。气驱后与水驱后相比, 大孔中的含油量占比降低最多, 约为 8.69%。这是由于 100% CO₂ 不仅溶解于剩余油中引起原油体积膨胀、轻质组分抽提等作用提高了油相流动性, 且其混相效应进一步显著提高了气驱的采收效果。

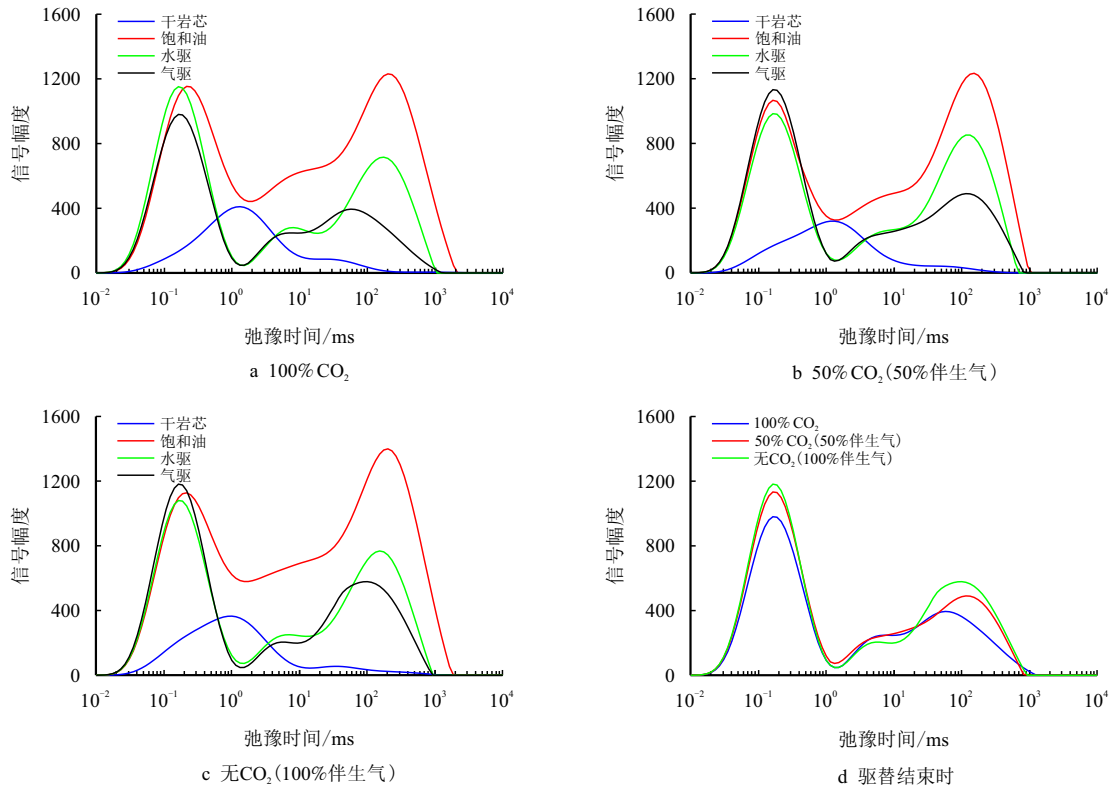


图 6 CO₂ 和伴生气混合气在不同含量下的在线驱替 T₂ 谱

Fig. 6 The online displacement T₂ spectral of the mixture of CO₂ and associated gas at different content

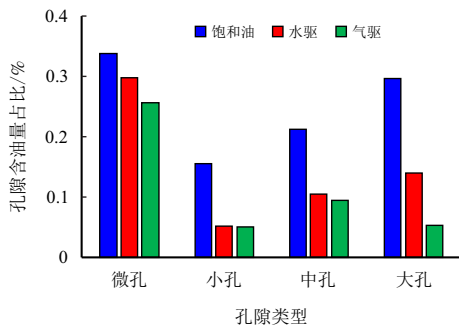


图 7 100% CO₂ 时各驱替阶段后不同孔隙的含油量占比

Fig. 7 The proportion of oil content in different pores after each displacement stage with 100% CO₂

图 8 为不同组分气体驱替条件下气驱相比于水驱在不同孔隙中的增产效果。数值为正表示气驱在该孔隙尺度内的采出程度较水驱有所增加, 反之则

减少。结果显示, 100% CO₂ 驱替相比于水驱主要增加了微孔和大孔尺度内的采出程度, 总孔隙的采出程度提高了 14.06%, 进一步验证了图 7 的结论; 50% CO₂ (50% 伴生气) 驱替相比于水驱主要增加了中孔和大孔中的采出程度, 总孔隙的采出程度提高了 11.91%; 而无 CO₂ (100% 伴生气) 驱替相比于水驱主要增加了小孔和大孔中的采出程度, 总孔隙的采出程度仅提高了 5.90%。一方面, 由于 100% CO₂ 和 50% CO₂ (50% 伴生气) 均可与原油形成混相, 因此在水驱后的采收率提高幅度明显高于无 CO₂ (100% 伴生气) 驱替。另一方面, 水驱后岩样中的束缚水主要分布于中孔和大孔中, 这会导致伴生气驱替时出现珠泡效应, 从而增加流体在岩样中的流动阻力, 降低伴生气在中孔和大孔中的驱替能力,

最终造成无 CO₂(100% 伴生气)驱替条件下采出程度最低。此外,图 8 中 50% CO₂(50% 伴生气)和无 CO₂(100% 伴生气)驱替时,微孔尺度内的相对采出程度出现负值,表现为微孔内的原油含量反而“增加”。其原因是驱油过程中岩样内的部分残余油以油膜或孤立油滴形式存在于小孔或中孔中,这部分残余油在核磁共振测试中表现出更短的弛豫时间,导致微孔尺度的核磁共振信号增加,从而呈现出微孔中原油含量增加的假象。

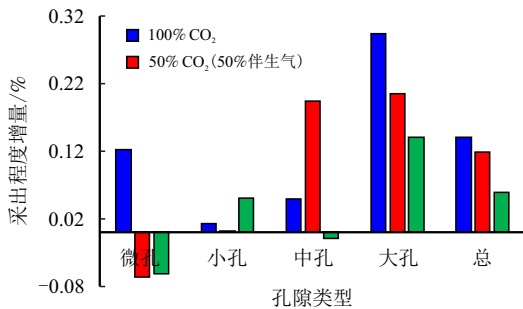


图 8 不同含量混合气在水驱转气驱后的采出程度增量
Fig. 8 The increased recovery degree of mixed gases of different content after gas flooding compared with water flooding

3.2.2 驱油效果与 CT 扫描结果

通过记录不同 CO₂ 含量注入气体在线驱替时的原油出液量,绘制了岩芯水驱转气驱的总体采出程度曲线如图 9 所示。由图 9 可知,100% CO₂、50% CO₂(50% 伴生气)和无 CO₂(100% 伴生气)的最终采出程度分别为 76.54%、70.77% 和 64.34%,相较于水驱提高的采出程度分别为 16.56%、14.11% 和 7.23%。

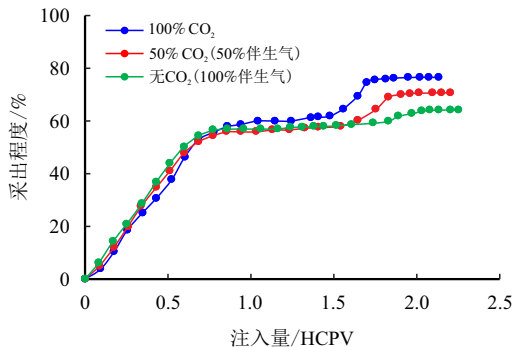


图 9 岩芯水驱转气驱总体采出程度
Fig. 9 The overall recovery degree of core water flooding to gas flooding

由于伴生气与活油组分相似,纯伴生气仍可获得较高的采出程度,但由于其无法与原油形成混相,提采幅度明显低于另外两种混相驱替方案,这与图 8 中核磁共振的扫描结果一致。相对于纯伴生

气驱 64.34% 的采出程度,100% CO₂ 驱时的采出程度提高了 12.20%。然而,提采幅度受到岩芯中存在明显裂缝的影响,裂缝形成的高渗流带导致气体快速突破,降低了 CO₂ 驱替的波及效率,从而限制了 CO₂ 混相驱替提高采收率的幅度。因此,采用 CO₂ 与伴生气组合进行混相驱替在实际应用中具有可行性和必要性。

图 10 为气驱阶段的采出程度曲线。由图 10 可以看出,无 CO₂(100% 伴生气)、50% CO₂(50% 伴生气)和 100% CO₂ 的气体突破时机分别为 0.46、0.60 和 0.87 HCPV。这是因为伴生气与原油组分相似,无法形成混相,流动阻力相对较大,因此气体突破最早;而随着注入气体中 CO₂ 比例增加,混相程度提高,气体与原油混合更充分,驱替过程更加接近活塞式状态,因此气体突破时间推迟,采收效果更好。

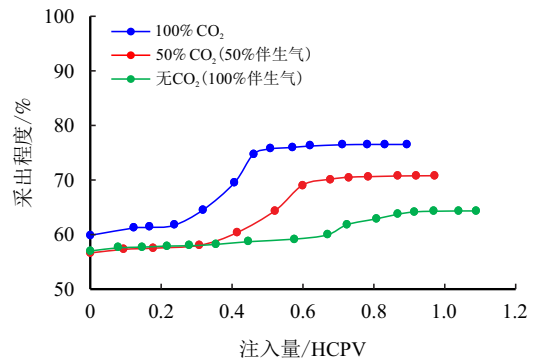


图 10 气驱采出程度
Fig. 10 The recovery degree of gas flooding

最后,借助 CT 扫描技术对驱油过程进行了阶段性成像,获取了油相空间分布及流动路径等可视化信息。通过 CT 扫描在微观尺度上的观察,进一步明确驱油过程中孔隙尺度内油相的变化及剩余油的空间分布情况,直观印证了 CO₂ 和伴生气对孔隙网络中剩余油的动用效果。图 11 展示了不同组分气体驱替条件下岩芯在不同阶段的 CT 扫描结果,CT 值为 0~3 000。CT 扫描所得最终采收率与岩芯驱替实验结果具有高度的一致性:纯 CO₂ 驱效果最优,50% CO₂ 混合气驱次之,而纯伴生气驱效果相对较差。从干岩芯、饱和油到驱替结束阶段,CT 扫描切片的灰度值呈现出先升高再降低的趋势,即颜色由初始较浅逐渐加深,最后又逐渐变浅。这是因为除岩石骨架外,空气的 CT 值远低于油相和水相。饱和油后,CT 图的颜色越深(灰度值越高),表

示岩石孔隙内饱和的油相越多; 而气驱结束后, CT 图颜色越浅(灰度值越低), 表明孔隙中气相饱和度越高, 意味着油相被气相置换的程度越大, 驱油效果越好。图 11 表明, 在饱和油状态下, 3 种气体驱

替条件的岩芯 CT 图表现近似, 均达到较高的饱和程度; 驱替结束后, 100% CO₂ 条件下 CT 图的颜色最浅, 50% CO₂ 次之, 无 CO₂ (100% 伴生气) 条件下颜色最深。因此, 100% CO₂ 的驱替效果最优。

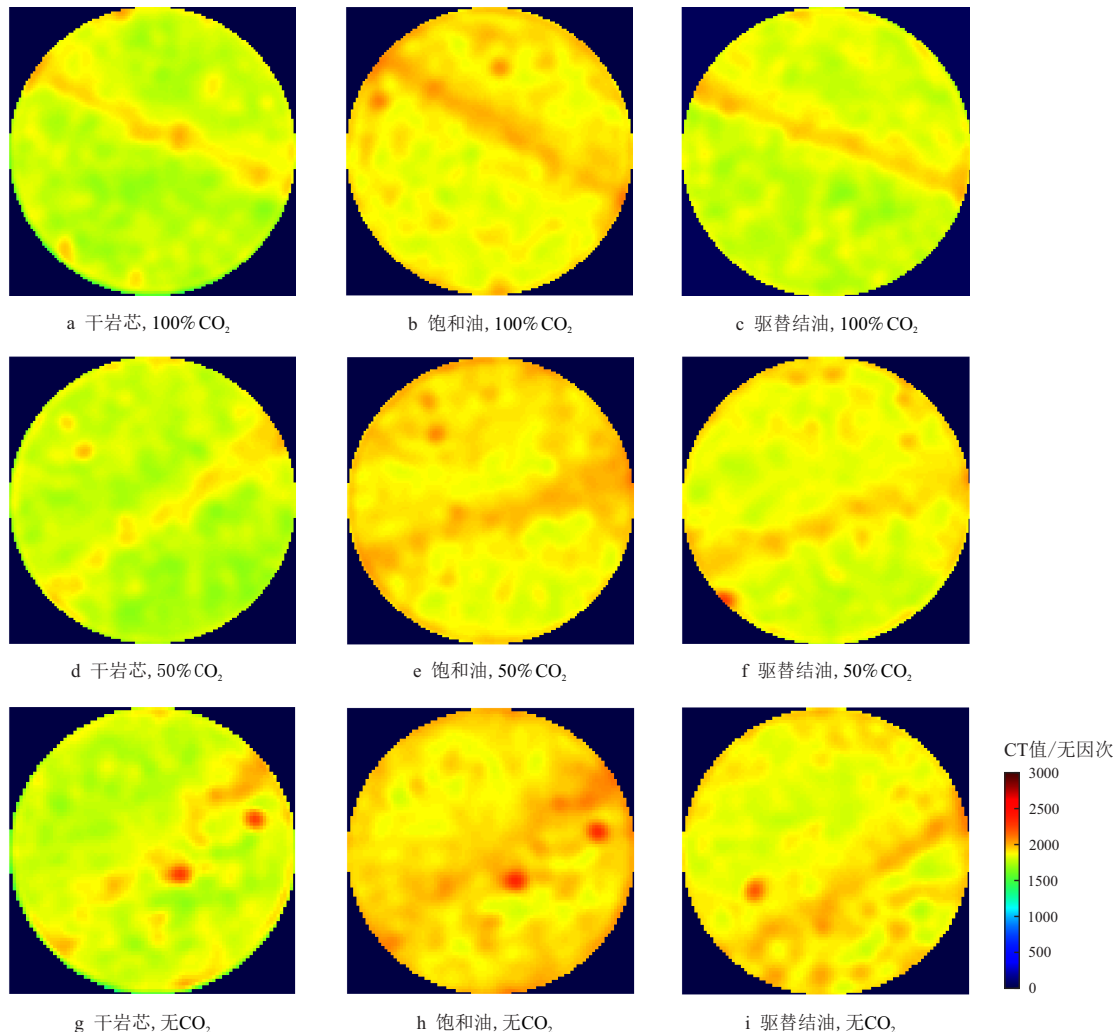


图 11 不同含量混合气在不同状态下的 CT 扫描结果

Fig. 11 CT scan results of mixed gases of different content under different states

为量化 CT 扫描结果, 计算了驱替结束时各个岩样内(岩芯切片)的含油饱和度, 见图 12。

含油饱和度越大说明残余油越多, 气驱效果越差。不同切片之间含油饱和度的差异反映了岩芯样品的非均质性。由图 12 可见, 无 CO₂ (100% 伴生气)、50% CO₂ (50% 伴生气) 和 100% CO₂ 条件下的平均含油饱和度分别为 34%、26% 和 23%, 其中, 100%CO₂ 和 50% CO₂ (50% 伴生气) 驱岩样的含油饱和度相近, 且均明显低于无 CO₂ (100% 伴生气) 的含油饱和度。根据初始饱和油阶段和气驱结束阶段的含油饱和度变化, 计算得到 3 组驱替实验在水驱转气驱最终采收率分别为 66.18%、73.62%

和 76.44%。

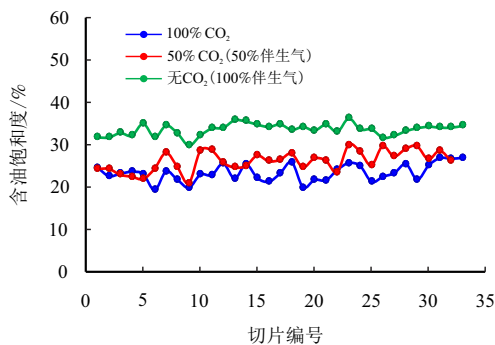


图 12 岩芯水驱转气驱后不同切片的含油饱和度分布
Fig. 12 The distribution of oil saturation in different sections of the core after water flooding to gas flooding

3.3 实验结果对比

首先,通过岩芯驱替实验结果(表 5 中 2~4 列)直观评价了不同 CO₂ 含量的伴生气混合气驱对采收率的影响。3 组实验岩芯水驱后的采收率均在相同区间内,以此模拟油藏高含水后期状态。而随后注入 CO₂ 或混合气进一步提高了原油的采收率。其中,100% CO₂ 驱的采收率提高幅度最高,为 16.56 个百分点;50% CO₂(50% 伴生气)驱次之,为 14.11 个百分点;无 CO₂(100% 伴生气)相对较低,为 7.23 个百分点。实验结果表明,随着混合气中 CO₂ 含量的升高,驱替效率显著提升。

其次,为了从微观尺度进一步佐证驱油效果,利用核磁共振对岩芯进行了在线扫描监测。核磁共振信号值在一定程度上能够反映孔隙结构内剩余流体的含量及分布情况。根据核磁信号计算(表 5 中第 5 列),相比于水驱,100% CO₂ 驱额外提高的采收

率为 14.06%,50% CO₂(50% 伴生气)驱为 11.91%,而无 CO₂(100% 伴生气)驱仅为 5.90%。这一信号变化趋势与岩芯驱替实验的采收率增量趋势高度一致;CO₂ 含量越高,核磁信号下降幅度越明显,反映出更多剩余油被有效驱替出来。因此,核磁共振检测到的含油量降低与岩芯驱替实验观察到的采收率提高之间具有良好的对应关系。

最后,借助 CT 扫描技术对驱油过程进行了阶段性成像,获取了油相空间分布及流动路径的可视化信息。CT 扫描结果显示的最终采收率与岩芯驱替实验结果具有高度一致的趋势:100% CO₂ 驱最优(76.44%),无 CO₂(100% 伴生气)驱效果相对较差(66.18%)。CT 扫描在微观尺度上的分析,明确了驱油过程中孔隙内剩余油的空间分布特征,直观验证了 CO₂ 和伴生气混合对孔隙网络中剩余油的有效动用。

表 5 CO₂+ 伴生气在线驱替实验结果
Tab. 5 CO₂+ associated gas online displacement experiment results

混合气组成	水驱后采收率/%	气驱后采收率/%	气驱提高采收率/%	核磁共振总孔隙采收率/%	CT 扫描气驱后采收率/%
无 CO ₂ (100% 伴生气)	57.11	64.34	7.23	5.90	66.18
50%(50% 伴生气) CO ₂	56.66	70.77	14.11	11.91	73.62
100% CO ₂	59.98	76.54	16.56	14.06	76.44

4 结 论

1) 实验测得鄯善区块油样与 5 种不同 CO₂ 含量(100%、80%、50%、30% 和 0)混合气的 MMP 分别为: 20.87、23.75、27.99、30.38 和 31.52 MPa。与区块地层压力(28.8 MPa)对比可知,当注气体系中 CO₂ 含量达到或超过 43% 时,驱替过程即可实现与原油的混相状态。

2) 核磁共振 T₂ 谱和 CT 扫描结果均在不同驱替阶段表现出明显的特征变化:在初始干岩芯状态下,核磁信号幅度较低且呈单峰分布;饱和油后,信号幅度显著增加,且主要来源于大孔隙中的油相;经水驱和气驱后,整体信号幅度随原油被逐步驱替而显著降低,驱替过程对大孔隙中剩余油的动用尤为明显。CT 扫描切片的灰度值从饱和油阶段的较高值逐渐降低至驱替后的较低值,反映出孔隙中油相含量的降低,与核磁 T₂ 谱反映的剩余油变化具有良好的 consistency。

3) 宏观岩芯驱替实验结果以及微观核磁共振和 CT 扫描结果均表明,随着注入气体中 CO₂ 含量

的升高,原油采收率显著提高;CO₂ 和伴生气混合驱的驱油效率虽略低于纯 CO₂ 驱,但明显优于纯伴生气驱。因此,在 CO₂ 气源不足时,通过合理配比伴生气并确保混合气中 CO₂ 含量达到混相要求,仍可有效提高原油采收率,且在经济和技术上具有良好的实施可行性与潜力。

参考文献

- [1] OROZCO D, FRAGOSO A, SELVAN K, et al. Eagle ford huff 'n' puff gas-injection pilot: Comparison of reservoir-simulation, material balance, and real performance of the pilot well[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2020, 23(1): 247–260. doi: 10.2118/191575-PA
- [2] 鞠斌山, 杨怡, 杨勇, 等. 高含水油藏 CO₂ 驱油与地质封存机理研究现状及待解决的关键问题[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 53–67. doi: 10.13673/j.cnki-cn37-1359/te.202208001
- [3] JU Binshan, YANG Yi, YANG Yong, et al. Present research situation and key pending issues of CO₂ flooding and geological storage mechanism in high water-cut reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 53–67. doi: 10.13673/j.cnki-cn37-1359/te.-202208001
- [4] 张明龙, 王磊, 崔强, 等. 二氧化碳驱油储层物性变化实验研究[J]. 世界石油工业, 2023, 30(3): 90–96. doi:

- 10.20114/j.issn.1006-0030.20230316003
ZHANG Minglong, WANG Lei, CUI Qiang, et al. Experimental study on reservoir physical property change of carbon dioxide flooding[J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(3): 90–96. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.2023-0316003
- [4] ZHANG Xue, SU Yuliang, LI Lei, et al. Microscopic remaining oil initiation mechanism and formation damage of CO₂ injection after waterflooding in deep reservoirs[J]. Energy, 2022, 248: 123649. doi: 10.1016/j.energy.2022.-123649
- [5] ZHOU Xiang, JIANG Qi, YUAN Qingwang, et al. Determining CO₂ diffusion coefficient in heavy oil in bulk phase and in porous media using experimental and mathematical modeling methods[J]. Fuel, 2020, 263: 116205. doi: 10.1016/j.fuel.2019.116205
- [6] KUMAR N, SAMPAIO M A, OJHA K, et al. Fundamental aspects, mechanisms and emerging possibilities of CO₂ miscible flooding in enhanced oil recovery: A review[J]. Fuel, 2022, 330: 125633. doi: 10.1016/j.fuel.2022.125633
- [7] 肖文联, 任吉田, 王磊飞, 等. 鄂尔多斯盆地西 233 区长 7 页岩油伴生气原油动用特征实验[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(5): 91–101. doi: 10.13673/j.cnki.-cn37-1359/te.202108044
XIAO Wenlian, REN Jitian, WANG Leifei, et al. Experimental study on oil production characteristics in shale oil from Xi233 Area Chang7 reservoir during injecting associated gas[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(5): 91–101. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202108044
- [8] 余传谋, 陈奕阳. 文留异常高压油藏注天然气驱室内实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(2): 135–140. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.-2013.02.020
YU Chuanmou, CHEN Yiyang. Experimental research on natural gas flooding in abnormal high pressure reservoir in Wenliu Block[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(2): 135–140. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2013.02.020
- [9] SZLENDAK S M, NGUYEN N, NGUYEN Q P. Laboratory investigation of low-tension-gas flooding for improved oil recovery in tight formations[J]. SPE Journal, 2013, 18(5): 851–866. doi: 10.2118/159841-PA
- [10] 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[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(1): 147–155. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2018.07.18.01
FENG Gaocheng, HU Yunpeng, YAO Weiyang, et al. Development and application of gas injection for oil recovery from offshore oilfields[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(1): 147–155. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2018.07.18.01
- [11] MASALMEH S, FARZANEH S A, SOHRABI M, et al. A systematic experimental study to understand the performance and efficiency of gas injection in carbonate reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2023, 26(4): 1159–1174. doi: 10.2118/200057-PA
- [12] HAO Hongda, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Laboratory investigation of cyclic gas injection using CO₂/N₂ mixture to enhance heavy oil recovery in a pressure-depleted reservoir[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2020, 13: 1–12. doi: 10.1007/s12517-020-5131-4
- [13] POURHADI S, FATH A H. Performance of the injection of different gases for enhanced oil recovery in a compositionally grading oil reservoir[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020, 10(2): 641–661. doi: 10.1007/s13202-019-0723-9
- [14] RYLANDER E, PHILIP M S, JIANG Tianmin, et al. NMR T₂ distributions in the Eagle Ford shale: reflections on pore size[C]. SPE 164554-MS, 2013. doi: 10.2118/164554-MS
- [15] ZHANG Tong, TANG Ming, MA Yankun, et al. Experimental study on CO₂/water flooding mechanism and oil recovery in ultralow-permeability sandstone with online LF-NMR[J]. Energy, 2022, 252: 123948. doi: 10.1016/j.energy.2022.123948
- [16] 张辉, 李忠诚, 祝孝华, 等. 吉林特低渗油藏长岩芯 CO₂ 驱替微观动用规律研究[J]. 中国科技论文, 2024, 19(1): 50–56. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2024.01.-007
ZHANG Hui, LI Zhongcheng, ZHU Xiaohua, et al. Study on micro-utilization of CO₂ drive in long core of Jilin ultralow permeability reservoir[J]. China Sciencepaper, 2024, 19(1): 50–56. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2024.01.007
- [17] 袁伟峰, 侯吉瑞, 刘洋, 等. 海上油田水驱后剩余油分布规律及二元驱动用潜力[J]. 石油科学通报, 2025, 10(1): 133–143. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.-2025.03.003
YUAN Weifeng, HOU Jirui, LIU Yang, et al. Residual oil distribution pattern and binary flooding utilization potential of offshore oilfields after waterflooding[J]. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(1): 133–143. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.003
- [18] 宋睿, 刘建军, 李光. 基于 CT 图像及孔隙网格的岩芯孔渗参数研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(3): 138–145. doi: 10.11885/j.issn.16745086.-2015.04.03.03
SONG Rui, LIU Jianjun, LI Guang. Researches on the pore permeability of core sample based on 3D micro-ctmages and pore-scale structured element models[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(3): 138–145. doi: 10.11885/j.issn.-16745086.2015.04.03.03
- [19] 董怀民, 孙建孟, 林振洲, 等. 基于 CT 扫描的天然气水合物储层微观孔隙结构定量表征及特征分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(6): 40–49. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2018.06.005
DONG Huaimin, SUN Jianmeng, LIN Zhenzhou, et al. Quantitative characterization and characteristics analysis of microscopic pore structure in natural gas hydrate based on CT scanning[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(6): 40–49. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2018.06.005
- [20] ARMSTRONG R T, WILDENSCHILD D, BAY B K. The effect of pore morphology on microbial enhanced oil recovery[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 130: 16–25. doi: 10.1016/j.petrol.2015.03.010
- [21] JING Wenlong, ZHANG Lei, LI Aifei, et al. Investigation of pore-scale remaining oil dynamic evolution in he-

- terogeneous marine carbonate using real-time computed tomography scanning[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(15): 8180–8188. doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c01497
- [22] ZHANG Tao, SUN Shuyu. A coupled Lattice Boltzmann approach to simulate gas flow and transport in shale reservoirs with dynamic sorption[J]. *Fuel*, 2019, 246: 196–203. doi: 10.1016/j.fuel.2019.02.117
- [23] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱油藏注 CO₂ 非混相驱油机理及剩余油分布特征[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(5): 99–105. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2017.05.015
HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Mechanism of CO₂, immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5): 99–105. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2017.05.015
- [24] 中国国家标准化管理委员会. 岩心分析法: GB/T 29172—2012[S]. 北京: 中国标准出版社, 2012. Standardization Administration of the People's Republic of China. Practices for core analysis: GB/T 29172—2012[S]. Beijing: Standards Press of China, 2012.
- [25] 彭石林, 尉中良, 管志宁. 顺磁物质对岩石核磁弛豫特性影响的实验研究[J]. *石油物探*, 2002, 41(3): 372–376. doi: 10.3969/j.issn.1000-1441.2002.03.026
PENG Shilin, WEI Zhongliang, GUAN Zhining. Experimental study of impact of paramagnetic materials to the nuclear magnetic relaxation characteristics of rocks[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2002, 41(3): 372–376. doi: 10.3969/j.issn.1000-1441.2002.03.026
- [26] 张旭东, 康楠, 何伟, 等. 砂岩样泡气水法确定含油饱和度核磁共振实验研究[J]. *石油化工应用*, 2017, 36(11): 32–37. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2017.11.008
ZHANG Xudong, KANG Nan, HE Wei, et al. Experimental study on nuclear magnetic resonance of sandstone samples by the methods ofsoaking deuterium water[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2017, 36(11): 32–37. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2017.11.008
- [27] 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: 中国标准出版社, 2016. National Energy Administration. Measurement method for minimum miscibility pressure by slim tube test: SY/T 6573—2016[S]. Beijing: Standards Press of China, 2016.
- [28] ZHAO Xurong, ZHOU Fujian, CHEN Zhiming, et al. Dynamic monitoring and enhanced oil recovery evaluation of the water flooding process of liquid nanofluids in tight reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(6): 4256–4266. doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c03936
- [29] 戴仪心, 郭和坤, 李海波, 等. 致密油储层气驱油核磁共振实验研究[J]. *中国科技论文*, 2020, 15(1): 105–111. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2020.01.016
DAL Yixin, GUO Hekun, LI Haibo, et al. NMR experimental study of gas flooding of tight oil reservoir[J]. *China Sciencepaper*, 2020, 15(1): 105–111. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2020.01.016
- [30] 高辉, 程媛, 王小军, 等. 基于核磁共振驱替技术的超低渗透砂岩水驱油微观机理实验[J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(5): 2157–2163. doi: 10.6038/pg20150521
GAO Hui, CHENG Yuan, WANG Xiaojun, et al. Experi-

ment of microscopic water displacement mechanism based on NMR displacement technology in ultra low permeability sandstone[J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(5): 2157–2163. doi: 10.6038/pg20150521

作者简介



张铃丰, 1996 年生, 男, 汉族, 四川成都人, 博士研究生, 主要从事 CO₂ 提高采收率研究。E-mail: 2021310134@student.cup.edu.cn



廖新维, 1967 年生, 男, 汉族, 福建大田人, 教授, 博士研究生导师, 主要从事油气渗流理论及油气田开发研究。E-mail: xinwei@cup.edu.cn



张琦, 1994 年生, 男, 汉族, 吉林松原人, 工程师, 主要从事油气田开发技术方向研究。E-mail: 49618173@qq.com



董鹏, 1994 年生, 男, 汉族, 青海海西州人, 工程师, 博士, 主要从事油气田开发与投资估算研究。E-mail: dongpeng4@cnooc.com.cn



杨泽鹏, 1999 年生, 男, 汉族, 山西大同人, 博士研究生, 主要从事 CO₂ 提高采收率与地质埋存研究。E-mail: yzp6085060@163.com



侯善泽, 1999 年生, 男, 汉族, 河北廊坊人, 硕士, 主要从事油气田开发等方面研究。E-mail: 15076658917@163.com

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>