

致密油藏大注入量 CO₂ 驱油机理研究

徐 锐^{1,2,3} 沈 瑞^{1,2,3} 周体尧^{2,3} 李海波^{1,2,3} 孙盈盈^{2,3} 邹新源^{2,3} 罗 燕⁴

1. 中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049;
2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北 廊坊 065007;
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
4. 大庆油田有限责任公司第一采油厂工艺研究所, 黑龙江 大庆 163000

摘 要: 基于松辽盆地砂岩油藏岩样, 进行 CO₂ 驱替饱和原油岩心实验, 结合核磁共振和油组分分析, 研究 CO₂ 驱油机理。选取松辽盆地中渗、低渗、特低渗和致密岩样, 分析渗透率对 CO₂ 驱替的影响效果; 分成三个阶段进行驱替实验, 分析注入量对 CO₂ 驱替的影响效果。以特低渗岩样和致密岩样的大注入量 CO₂ 驱替作为研究重点, 通过控制变量的方法, 研究松辽盆地特低渗致密油藏大注入量 CO₂ 驱油机理。实验表明, 对于特低渗致密油藏, 大注入量 CO₂ 驱替可以获得很好的驱油效果。小注入量驱替后, 低渗和中渗样的平均采出程度为 30.56%, 特低渗岩样和致密岩样的平均采出程度为 26.21%; 在大注入量驱替后, 低渗和中渗样的平均采出程度为 55.92%, 特低渗岩样和致密岩样的平均采出程度为 67.00%。说明大注入量 CO₂ 驱替可以有效提高油藏采出程度, 且提高幅度对于特低渗致密油藏更为明显。大注入量完全混相的 CO₂ 驱替可以获得很好的最终采出程度, 最高可达到 67.49%; 完全混相驱替可以很好驱替出原油中包含重质组分在内的各种组分, 不同驱替阶段的油样族组区别很小, 但仍存在明显的抽提轻质组分的效果, 油样组分峰值从前期 C₁₂ 附近逐步偏移到后期 C₁₇ 附近。CO₂ 的抽提作用会使得原油中重质组分滞留于孔喉表面, 在小注入量时滞留现象在特低渗致密油藏中更为明显, 低渗与中渗油藏滞留现象较弱; 在大注入量 CO₂ 驱替后, 特低渗致密油藏中的重质组分被很好采出, 其重质组分最终采出程度和低渗及中渗油藏相当, 说明大注入量 CO₂ 驱替更适用于特低渗致密油藏。研究结果很好地补充了特低渗致密油藏 CO₂ 驱油理论, 可为松辽盆地后续的 CO₂ 驱油工程建设提供理论参考。

关键词: 砂岩油藏; CO₂; 特低渗致密; 核磁共振; 组分分析

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2023.04.009

Research on CO₂ flooding mechanism in tight oil reservoirs

XU Rui^{1,2,3}, SHEN Rui^{1,2,3}, ZHOU Tiyaoyao^{2,3}, LI Haibo^{1,2,3}, SUN Yingying^{2,3}, ZOU Xinyuan^{2,3}, LUO Yan⁴

1. College of Engineering Sciences, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing, 100049, China;
2. Institute of Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei, 065007, China;
3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing, 100083, China;
4. Process Research Institute of No. 1 Oil Production Plant of Daqing Oilfield, Daqing, Heilongjiang, 163000, China

Abstract: Based on sandstone reservoir samples from Songliao Basin, we conducted carbon dioxide displacement experiments on saturated crude oil cores. These experiments were combined with nuclear

收稿日期: 2023-01-06

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司前瞻性基础性科技专项“页岩油气开发机理与体积开发技术”(2023ZZ08)

作者简介: 徐 锐(1997-), 男, 安徽合肥人, 硕士研究生, 研究方向为渗流基础理论。E-mail: xurui202@mails.ucas.ac.cn

magnetic resonance and oil component analysis to study the mechanism of carbon dioxide oil recovery. We selected rock samples with varying permeability, including medium, low, ultra-low, and tight permeability in Songliao Basin, to analyze the effect of permeability on carbon dioxide displacement. The displacement experiment was divided into three stages to analyze the effect of injected volume on CO₂ displacement. Our research focused on high CO₂ injection carbon dioxide flooding of ultra-low and tight permeability rock samples. The mechanism of high CO₂ injection flooding of ultra-low permeability and dense reservoirs in Songliao Basin is studied using the method of controlling variables. Experiments show that high CO₂ injection flooding can result in good recovery for ultra-low permeability and dense reservoirs. After low injection volume displacement, the average harvesting degree of low-permeability and medium-permeability samples was 30.56%, and that of ultra-low-permeability and dense samples was 26.21%. After high injection displacement, the average recovery degree of low-permeability and medium-permeability samples was 55.92%, while the average recovery degree of ultra-low-permeability and dense samples increased to 67.00%. This indicates that high CO₂ injection flooding can effectively improve reservoir recovery, particularly for ultra-low permeability and dense reservoirs. In fact, high injection complete miscible CO₂ displacement can achieve a final recovery degree up to 67.49%. Complete miscible displacement can well displace various components of crude oil including heavy components. While there is little difference in the oil family components in different displacement stages, there is still an obvious effect on extracting light components. The peak value of oil components gradually shifts from near C₁₂ in the early stage to near C₁₇ in the late stage. The carbon dioxide extraction leads to the deposition of heavy components on the pore throat surface. The deposition phenomenon is more pronounced in ultra-low permeability and dense reservoirs when injected with low injection volume, but it is weaker in medium and low permeability oil reservoirs. After high CO₂ injection flooding, heavy components in ultra-low permeability and dense reservoirs are well recovered, and the final recovery degree of heavy components is similar to that of medium and low permeability oil reservoirs. This indicates that high CO₂ injection flooding is more suitable for ultra-low permeability and dense reservoirs. The research results complement the theory of CO₂ flooding in ultra-low permeability and dense reservoirs and provide theoretical reference for the subsequent construction of CO₂ flooding projects in Songliao Basin.

Keywords: Sandstone reservoir; CO₂; Ultra-low permeability and dense; Nuclear magnetic resonance (NMR); Component analysis

0 前言

世界范围内特低渗致密油藏开发增长迅速^[1-2], 中国特低渗致密油藏储量丰富, 开发前景广阔, 产量日益增长^[3-4]。特低渗致密油藏的 CO₂ 驱油相较普遍的水平井压裂和注水增能, CO₂ 驱油采收率提高明显^[5-8]。针对特低渗致密油藏, 大量学者开展了孔隙结构、赋存状态和驱替效率的研究^[9-17]。CO₂ 驱是很多专家看重的提高特低渗致密油藏采收率的手段^[18-19], 但目前对于特低渗致密油藏的大孔隙体积倍数 (Pore Volume, 以下用注入量表示) 的 CO₂ 驱油相关机理认识仍待进一步研究。

一些学者利用现场资料, 针对 CO₂ 采收特低渗致密油藏的动态特征和发展方向进行分析; 廖广志等人^[20]利用现场资料研究对 CO₂ 驱油极限采收率深入探讨; 李兰兰等人^[21]分析 CO₂ 注入对油样和地层的改造效果。一

些专家利用多种实验手段对 CO₂ 驱油的驱替效果进行研究; 冯嘉^[22]通过微纳流控技术探究 CO₂ 驱替过程中的相行为和传质特性; 王磊^[23]针对驱油影响因素问题提出稠油油藏注超临界 CO₂ 驱油改善措施; 王明^[24]通过实验探究渗透率对超临界 CO₂ 驱油效果的影响; 王雅春等人^[25]利用细管法研究 CO₂ 注入压力对驱油效果的影响规律; 张丽雅等人^[26]基于室内驱替实验结合正交设计试验开展了稠油油藏 CO₂ 驱影响因素研究并分析不同变量对注驱油效率的影响权重。还有学者依据现有数据针对 CO₂ 驱油建立数学物理模型; 钟永林等人^[27]用分子动力学模拟方法研究超临界 CO₂ 剥离 SiO₂ 表面原油微观过程机制; 孟凡嵩^[28]据储层特征以及 CO₂ 物理性质、渗流机理, 建立低渗透油藏 CO₂ 驱三区复合压力动态数学模型, 形成压力动态分析方法; 檀洪坤^[29]基于三维数字岩心和格子玻尔兹曼方法建立流体微观渗流模拟。还未见到对特低渗致密油藏驱替机理的详细认

识分析。

松辽盆地吉林油田基本形成 CO₂ 驱油技术,矿场实验结果较好,CO₂ 驱油效果明显优于水驱。该油田 CO₂ 驱油先期数值模拟预测采收率提高 10% 以上,如今矿场实际采收率提高和预测值有一定差异^[30]。目前随着 CO₂ 注入量的增加,松辽盆地吉林油田注 CO₂ 驱提高采收率的效果更加明显。在此基础上,松辽盆地的大注入量 CO₂ 驱油机理研究需要进一步的实验论证分析;同时,更多的实验数据可以有效验证和完善已有的 CO₂ 驱油模型。本研究针对松辽盆地特低渗致密油藏对于大

注入量 CO₂ 驱油实验数据和机理分析的需求,基于核磁共振技术,进行大注入量 CO₂ 驱油的相关机理研究。

1 实验岩心资料及流体资料

本研究选取松辽盆地某区块砂岩储层岩心,开展 CO₂ 驱油核磁共振分析实验。选取具有代表性的 5 块岩心,包含致密岩心、特低渗岩心、低渗岩心和中渗岩心^[31-33]。气测渗透率实验用气体介质为高纯 N₂。实验用原油为油田现场原油,地层条件下原油密度为 0.776 g/cm³,黏度 2.08 mPa·s。5 块岩心的相关资料见表 1。

表 1 储层 CO₂ 驱油岩心资料表

Tab.1 Reservoir carbon dioxide flooding cores data

岩心编号	岩性	长度 /cm	直径 /cm	气测孔隙度	气测渗透率 /mD
167-1	低渗砂岩	7.091	2.503	19.23%	28.30
167-3	低渗砂岩	6.782	2.498	19.57%	14.55
50-8	中渗砂岩	8.433	2.574	18.59%	88.77
102-2	致密砂岩	6.006	2.528	12.77%	0.95
102-6	特低渗砂岩	6.084	2.523	15.95%	4.70

2 实验原理

2.1 核磁共振实验原理

一维核磁共振分析方法基于横向弛豫时间 T_2 的成谱特征分析。岩心孔隙内流体的横向弛豫时间,反映为 T_2 谱图,主要取决于流体分子受到孔隙固体表面作用力的大小^[34]。若流体分子受到孔隙固体表面作用力较强,即可能情形为小孔隙内的流体或较大孔隙内与固体表面紧密接触的流体,其在核磁共振上表现为对应的 T_2 较小。反之,若流体分子受到孔隙固体表面作用力较弱,即较大孔隙内与固体表面不是紧密相接触的流体,则流体对应的 T_2 则较大。

二维核磁共振分析方法基于 T_2 及其与其他参数的联系,如扩散系数 D 、纵向弛豫时间 T_1 和磁场梯度 G 等,以分离每个具有不同核磁共振特性的含氢组分,实现二维谱特征分析。不同性质和赋存状态流体的 T_2 谱会互相重叠,而采用二维核磁则可以更好地区分不同的含氢相。依据二维核磁共振不同流体组分标准谱图则可以进一步对不同流体组分进行定量分析。

2.2 油样组分分析原理

油样的族组分分析常采用柱色层法^[35]。油样中不同组分的化合物(饱和烃、芳烃、非烃和沥青质)流经分离柱内的吸附剂时同吸附剂间的吸附性能差异以及各有机冲洗剂的极性差异,使得油样不同族组分脱附快慢也不同。据此选择适当的吸附剂配比及冲洗剂用量,可

以把原油中各族组分分离。

气相色谱法可进一步观测油样中饱和烃类的构成。气相色谱法原理为利用物质的沸点、极性及吸附性质的差异来实现混合物的分离,检测记录后最终形成可分析碳数分布的气相色谱图^[36]。

3 实验方法和步骤

核磁共振实验利用 Reccore-04 型岩心核磁共振分析仪完成,核磁共振岩心测量参照 SY/T 6490—2014《岩样核磁共振参数实验室测量规范》进行,CO₂ 驱替实验利用 SL-2018 型 CO₂ 岩心实验系统完成。

砂岩油藏岩心 CO₂ 驱替实验步骤如下。

1)将实验岩心进行抽真空,用煤油饱和岩心,之后进行加压饱和 12 h 以上。

2)将岩心放入 CO₂ 岩心实验系统,将系统实验温度设定为 96 ℃,用原油驱替岩心 5 PV 以上,直至岩心完全饱和和原油。

3)取出对岩心进行称重,并进行核磁共振 T_2 谱和 T_1-T_2 二维谱检测。

4)将岩心装入 CO₂ 岩心实验系统,利用高压高精度柱塞泵和回压阀分别控制岩心的进、出口压力,通过手动泵控制围压,在保持净围压不变条件下进行 CO₂ 驱油实验,开展 3 个不同注入量的驱油阶段实验,分别注入 0.2 PV、0.4 PV、2.0 PV CO₂ (三次累计注入 2.6 PV)。

5)各驱替阶段后均取出岩心进行称重,并进行一维

核磁共振 T_2 谱测量和二维核磁 $T_1 - T_2$ 谱测量。

6) 绘制岩心饱和原油和不同驱替压力后的核磁共振 T_2 谱和 $T_1 - T_2$ 谱, 进行分析。

7) 选取驱替后部分驱替出的原油进行核磁共振和组分分析, 研究 CO_2 采油机理。

4 实验结果及分析

4.1 一维核磁大注入量 CO_2 驱机理研究

将岩心烘干饱和原油后开展 CO_2 驱油实验, 驱替压力设定为岩心所处地层压力 23 MPa (实验方法和步骤如前文 3 中所述), 回压设定为 22 MPa, 实验流程见图 1。对 5 块岩心的 3 个 CO_2 驱状态即注入 0.2 PV (累计 0.2 PV)、0.4 PV (累计 0.6 PV)、2.0 PV (累计 2.6 PV) CO_2 后使用核磁分析 3 种状态下的含油饱和度, 并进一步得到该状态的 CO_2 驱替效果, 5 块岩心注 CO_2 后的采出程度详见表 2。对 5 块岩心各状态的 T_2 谱进行记录和分析, 发现低渗 167-1 号岩心和低渗 167-3 号岩心的 T_2 谱变化趋势近似, 故仅展示代表性更好的 167-1 号岩心 T_2 谱图。4 块岩心 (低渗 167-1 号、中渗 50-8 号、致密 102-2 号、特低渗 102-6 号) 各状态的 T_2 谱对比见图 2。

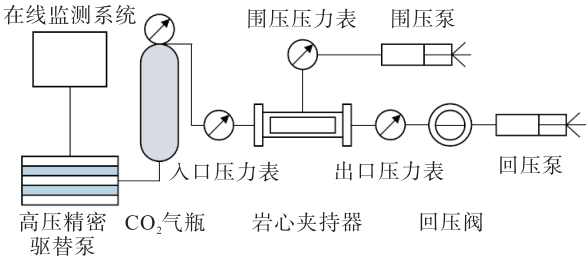


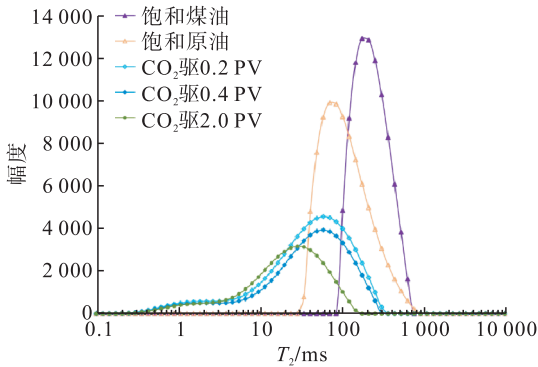
图 1 驱替饱和原油岩心实验流程图

Fig. 1 Flow chart of saturated crude core displacement experiment

表 2 5 块岩心 CO_2 驱油采出程度表

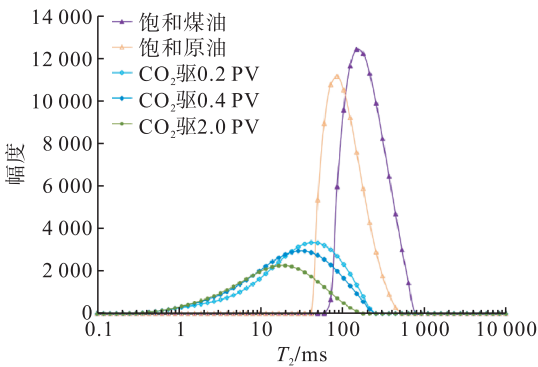
Tab. 2 Carbon dioxide flooding recovery degrees of 5 cores

岩心 编号	气测 孔隙度	气测渗透 率 /mD	采出程度		
			0.2 PV	0.4 PV	2.0 PV
167-1	19.23%	28.30	24.43%	37.96%	51.69%
167-3	19.57%	14.55	42.00%	53.47%	62.19%
50-8	18.59%	88.77	25.25%	37.17%	53.88%
102-2	12.77%	0.95	21.64%	49.80%	67.49%
102-6	15.95%	4.70	30.78%	54.86%	66.50%



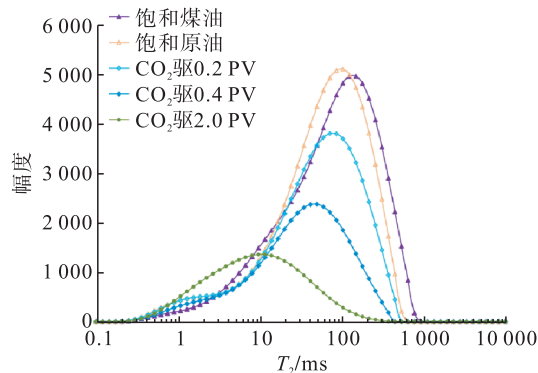
a) 低渗 167-1 号岩心

a) Low permeability core sample 167-1



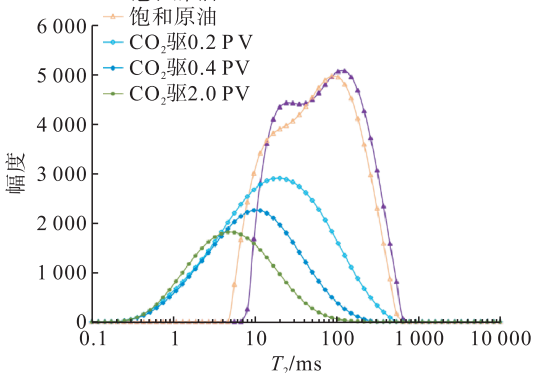
b) 中渗 50-8 号岩心

b) Medium permeability core sample 50-8



c) 致密 102-2 号岩心

c) Dense core sample 102-2



d) 特低渗 102-6 号岩心

d) Ultra-low permeability core sample 102-6

图 2 4 块岩心各状态 T_2 谱图对比图

Fig. 2 Comparison of T_2 spectra for each states of 4 cores

从表 2 可看出,CO₂ 驱对于特低渗岩心有着良好的驱替效果。理论上而言,当注入 0.2 PV 的 CO₂ 驱替之后,采出程度不高于 20% 为正常现象,而 CO₂ 驱替实验在注入 0.2 PV 的采出程度普遍高于 20%,这说明 CO₂ 驱的驱替机理并不仅仅由于驱替作用置换了岩心原油,而且具有更为复杂的复合采油机理。CO₂ 驱替过程中,CO₂ 对于原油轻质组分的抽提作用以及 CO₂ 自身的膨胀作用,使得气体占据了岩心更多的孔隙空间,从而使得 CO₂ 驱的采出程度在小注入量时出现采出程度高于注入量的现象。这其中,CO₂ 部分溶解于原油并在较低压力下产生类似于溶解气驱的效果也是采出程度提高的因素之一。

再次注入 0.4 PV(累计 0.6 PV)CO₂ 进行驱替的采出程度仍有明显提升。针对特低渗岩心和致密岩心,采出程度的提高幅度超过 30%;针对低渗岩心和中渗岩心,采出程度的提高幅度超过 10%。这一方面说明小注入量 CO₂ 驱对于低渗岩心驱替效果良好,由于渗透率相对更大,在更小的注入量时已经达到了很好的采油效果;另一方面说明,增大注入量对于特低渗油藏的采油效果有着更加明显的提升,大注入量的 CO₂ 驱能够更好地获得高采出程度。

在注入足量的 CO₂ 驱替后(此处认为再注入 2.0 PV 即累计注入 2.6 PV 后达到采收完全状态),所有的岩心均可以达到良好的最终采出程度,说明了大注入量 CO₂ 驱的合理性和必要性。中渗岩心的采出程度略低于特低渗岩心的采出程度,是由于气窜等原因使得中渗岩心过早见气导致后续注入 CO₂ 驱替时效果减弱。

从图 2 可以看出,随着大注入量 CO₂ 驱的进行,T₂ 谱图的信号量总值逐渐减少,说明原油被驱替出岩心。T₂ 和岩心内部孔隙尺寸具有正相关性,T₂ 越大则对应孔隙尺寸越大,反之亦然;信号量反映该对应尺寸孔隙内原油量多少,信号量越大则原油量越多,反之亦然。随着驱替过程的进行,岩心中各尺寸孔隙内的原油量会减少,因此,饱和原油的 T₂ 谱曲线会容纳包含后续驱替各状态的 T₂ 谱曲线。图 2 中 T₂ 谱图各曲线整体符合驱替预期状态,后续 T₂ 谱曲线存在略微左移的趋势,可说明重质组分滞留。研究这种现象需要引入原油组分自身对于 T₂ 谱图的影响来精细描述实验结果,原油自身组分构成同样会影响 T₂ 的大小。原油重质组分对应的 T₂ 值更小,而原油轻质组分则对应的 T₂ 值更大^[37-39]。在特低渗岩心大注入量 CO₂ 驱替实验中,原油的组分轻重对 T₂ 谱图产生了明显影响。为定量分析该状态,计算对应驱替状态的 T₂ 加权均值 T_{2g} 并得到表 3,加权均值 T_{2g} 反映 T₂ 谱曲线的加权平均弛豫时间,并进一步反映残余原油的平均分子量大小,T_{2g} 越小则说明组分越重,反之亦然^[40-42]。

表 3 5 块岩心 CO₂ 驱油各状态 T_{2g} 表

Tab. 3 Carbon dioxide displacement T_{2g} for each state of 5 cores

岩心 编号	气测渗透 率 /mD	T _{2g} /ms			
		饱和原油	0.2 PV	0.4 PV	2.0 PV
167-1	28.30	110.06	34.30	33.41	18.42
167-3	14.55	106.84	17.40	13.99	6.89
50-8	88.77	106.68	25.65	20.13	13.11
102-2	0.95	51.30	41.38	27.91	8.81
102-6	4.70	52.37	15.90	9.08	5.15

从表 3 可以看出,随着大注入量 CO₂ 驱的进行,5 块岩心的 T₂ 谱加权均值 T_{2g} 均逐渐减小,从原油组分轻重的角度分析,这说明残余油的组分是重质组分所占比例逐渐增大。CO₂ 驱过程中的抽提作用将率先驱替出岩心原油的轻质组分。表 3 同样反映岩心渗透率等岩心自身物性对于 T₂ 谱信号有着相当大的影响,饱和同种原油后 T₂ 谱加权均值 T_{2g} 有着较大差异^[43-44]。

因此,T₂ 谱反映的流体分子受到孔隙固体表面作用力从岩心孔隙尺寸和原油组分两方面进行综合性分析是合理且恰当的,图 2 中 T₂ 谱的曲线形态则很好地反映二者共同作用下的谱图状态。

4.2 二维核磁大注入量 CO₂ 驱机理研究

核磁共振(Nuclear Magnetic Resonance,NMR) T₁ - T₂ 图谱可以作为一种无损检测技术来区分砂岩中的含氢成分。有机孔隙中沥青、束缚油、可动油与无机孔隙中束缚水的 T₂ 谱基本重叠,难以利用一维 T₂ 谱有效区分这些信息。通过流体组分核磁特性分析,发现不同流体 T₁ 差异较大,特别是通过 T₁ /T₂ 能够有效确定砂岩油流体的弛豫特征区域。实践结果表明,各种流体组分在 T₁ - T₂ 谱二维谱图上具有不同的分布组分范围,通过对 T₁ - T₂ 谱图进行数据分割,得到各种流体组分信息。在此基础上前人提出核磁共振不同流体组分标准谱图,存在公认的二维核磁共振含油性检测方法^[45-46]。图 3 通过示例

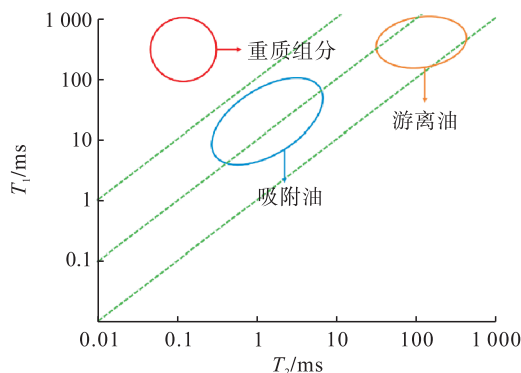


图 3 二维 T₁ - T₂ 谱中 3 种流体组分位置图

Fig. 3 Positions of 3 fluid components in T₁ - T₂ spectra

形式描述砂岩岩心中吸附油、游离油以及重质组分 3 种流体组分在二维 $T_1 - T_2$ 谱图上所对应的位置。

在对 4.1 中各驱替状态进行一维核磁扫描的同时, 同样对每个状态进行了二维核磁的测定。由此得出 5 块岩心的饱和原油状态和 3 个 CO_2 驱后状态, 即注入

0.2 PV (累计 0.2 PV)、0.4 PV (累计 0.6 PV)、2.0 PV (累计 2.6 PV) CO_2 的 $T_1 - T_2$ 二维核磁共振谱图数据。图 4~6 展示了具有代表性的 3 块岩心 (低渗 167-1 号、特低渗 102-6 号、中渗 50-8 号) 随着驱替进程变化的二维核磁 $T_1 - T_2$ 谱图。

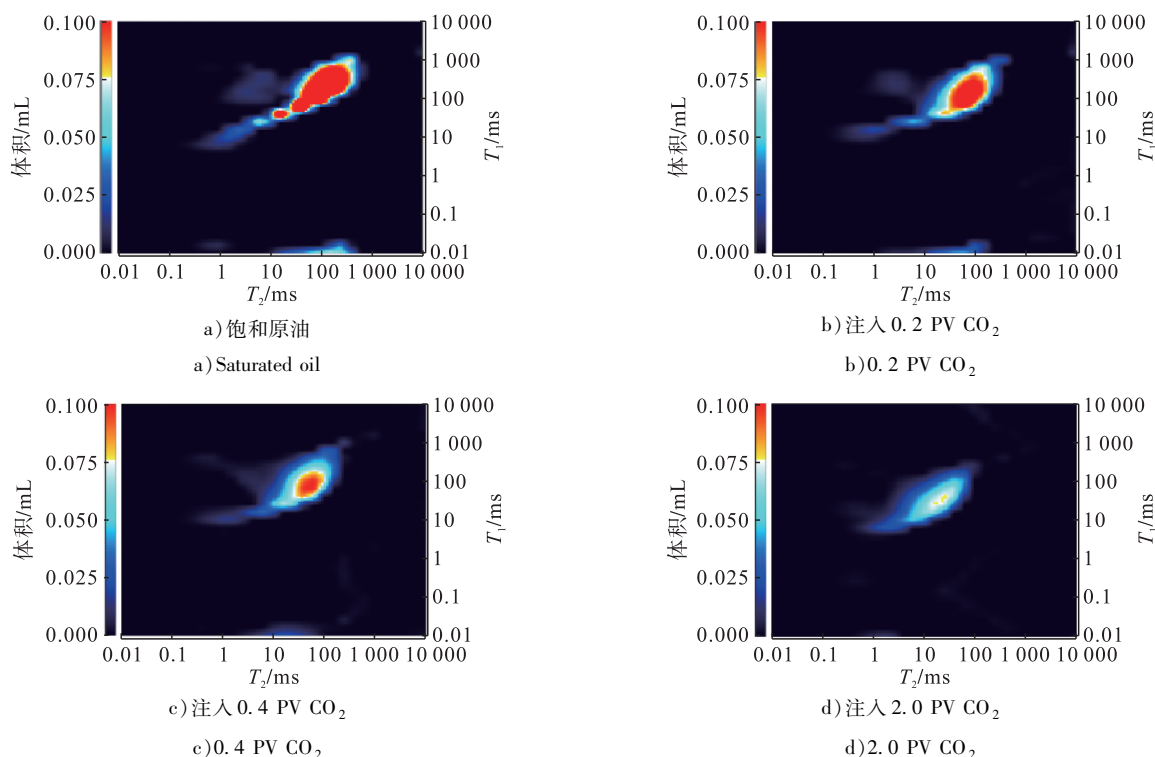


图 4 低渗 167-1 号岩心各状态 $T_1 - T_2$ 谱图对比图

Fig. 4 Comparison of $T_1 - T_2$ spectra for each states of low permeability core sample 167-1

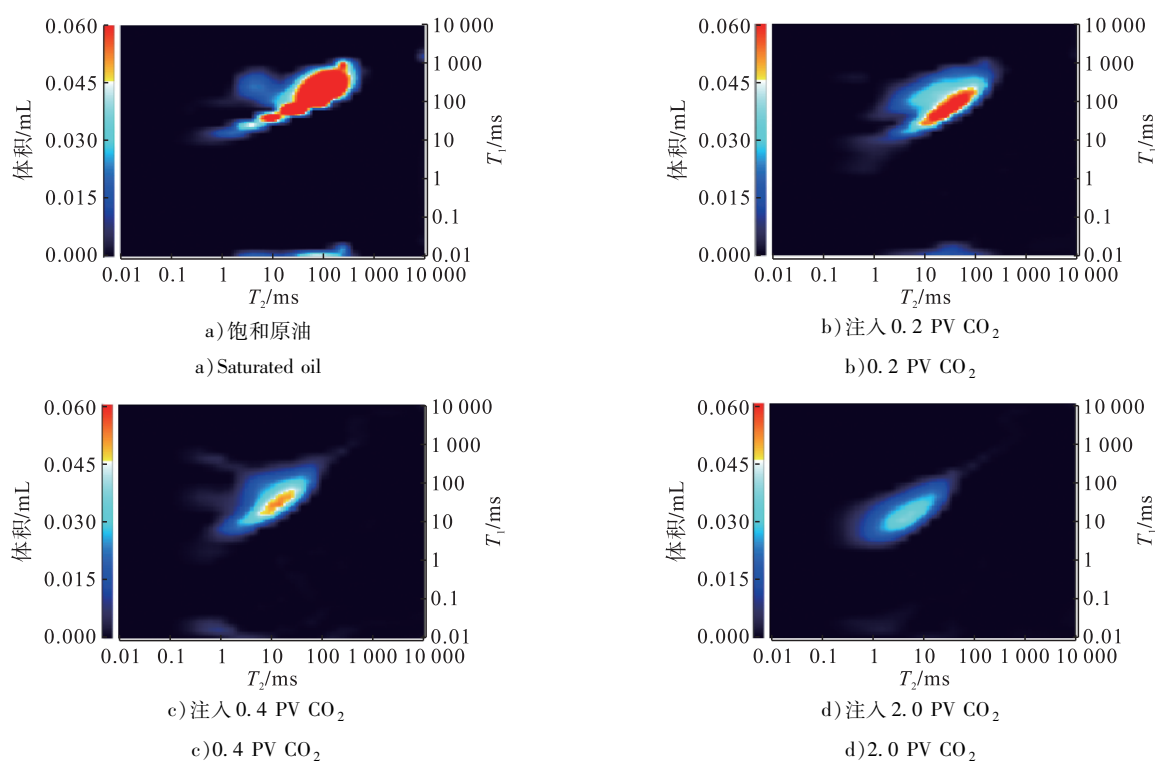


图 5 特低渗 102-6 号岩心各状态 $T_1 - T_2$ 谱图对比图

Fig. 5 Comparison of $T_1 - T_2$ spectra for each states of ultra-low permeability core sample 102-6

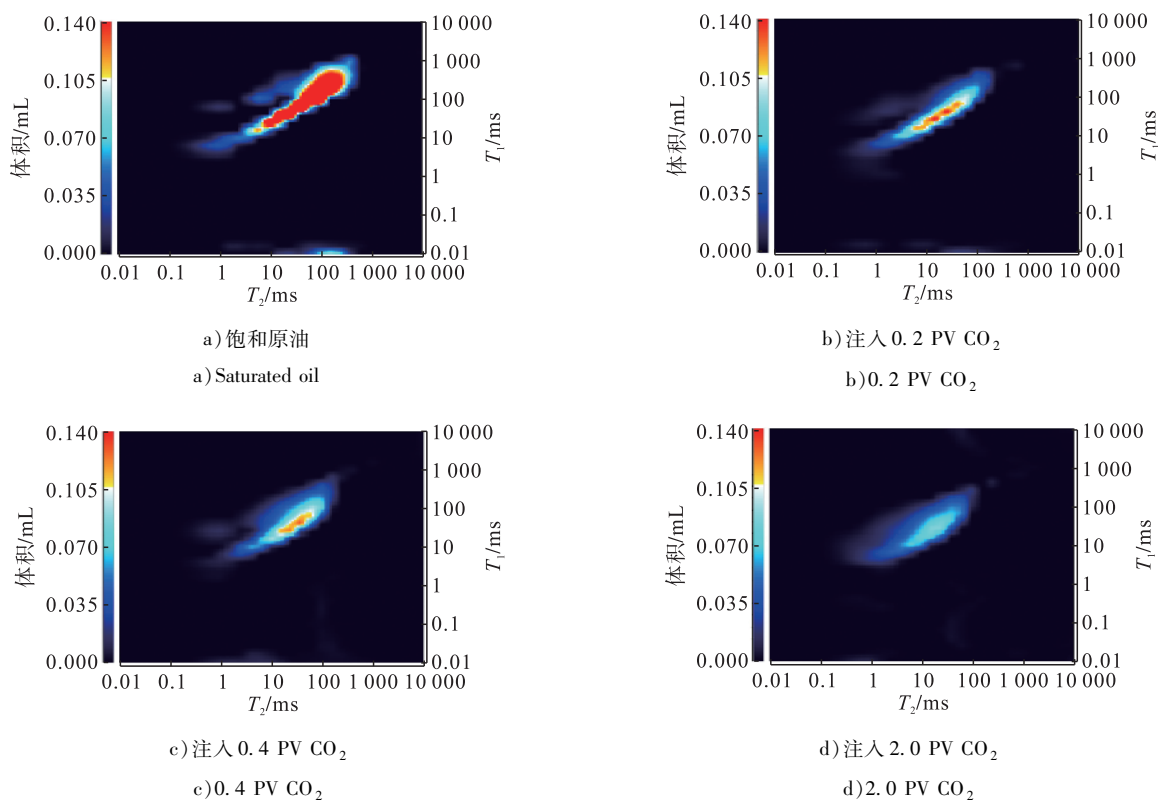


图 6 中渗 50-8 号岩心各状态 $T_1 - T_2$ 谱图对比图

Fig. 6 Comparison of $T_1 - T_2$ spectra for each states of medium permeability core sample 50-8

从图 4~6 可以看出,驱替初始时即各组图的 a) 图谱显示,游离油占比最大;随着 CO_2 驱替的进行,二维图谱经历 b) 图(0.2 PV)、c) 图(0.4 PV)、d) 图(2.0 PV) 的变化, T_2 谱左移现象明显, T_1 谱下移现象明显。 $T_1 - T_2$ 二维核磁共振谱图表明,随着驱替的进行,游离油绝对含量逐渐减小,吸附油相对含量逐渐增加,重质组分出现堆积现象。这种现象和一维核磁 T_2 谱变化趋势相吻合。

为进一步阐明 $T_1 - T_2$ 二维核磁共振谱图所展现的岩心中吸附油、游离油以及重质组分 3 种流体组分变化情况,对各组分进行定性定量分析。依据原油不同赋存状态核磁共振 $T_1 - T_2$ 谱信号划分标准,确定 3 种流体组分二维谱信号^[47-49]。其中,吸附油信号范围为 $T_2 < 33 \text{ ms}$ 且 $T_1 < 100 \text{ ms}$,游离油信号范围为 $T_2 > 33 \text{ ms}$,重质组分信号范围为 $T_2 < 33 \text{ ms}$ 且 $T_1 > 100 \text{ ms}$ 。对大注入量 CO_2 驱过程中岩心原油组分变化情况进行定量分析,见表 4~7。

从表 4 可以看出:总体趋势而言,岩心残余油重质组分绝对体积占比在大注入量 CO_2 驱替时减小,特低渗 102-6 号岩心在大注入量 CO_2 驱替时表现良好,特低渗 102-6 号岩心在恰当驱替条件下岩心残余油重的组分绝对含量低于 1%,岩心获得很好的重质组分采油效果,重质组分采出程度超过 90%;在小注入量 CO_2 驱替过程中,原油轻质组分和重质组分分离,会使得重质组分阶

段性绝对含量增加,这是驱替过程中的普遍现象^[50-51]。

表 4 5 块岩心残余重质组分绝对含量占比表

Tab. 4 Absolute content of residual recombination for each states of 5 cores

岩心 编号	气测渗透 率 /mD	岩心残余重质组分绝对含量			
		饱和原油	0.2 PV	0.4 PV	2.0 PV
167-1	28.30	4.41%	5.93%	6.01%	2.26%
167-3	14.55	6.12%	5.49%	4.16%	1.66%
50-8	88.77	4.62%	2.18%	3.26%	1.52%
102-2	0.95	7.54%	7.86%	6.72%	2.44%
102-6	4.70	13.15%	14.30%	6.47%	0.81%

表 5 5 块岩心残余重质组分相对含量占比表

Tab. 5 Relative content of residual recombination for each states of 5 cores

岩心 编号	气测渗透 率 /mD	岩心残余重质组分相对含量			
		饱和原油	0.2 PV	0.4 PV	2.0 PV
167-1	28.30	4.41%	9.20%	12.10%	6.23%
167-3	14.55	6.12%	10.39%	9.62%	4.64%
50-8	88.77	4.62%	4.83%	7.17%	4.07%
102-2	0.95	7.54%	9.25%	12.28%	6.65%
102-6	4.70	13.15%	23.11%	15.12%	2.75%

表 6 5 块岩心残余非游离油相对含量表

Tab. 6 Relative content of residual non-free oil for each states of 5 cores

岩心 编号	气测渗透 率 /mD	岩心残余非游离油相对含量			
		饱和原油	0. 2 PV	0. 4 PV	2. 0 PV
167-1	28. 30	19. 06%	28. 99%	43. 76%	76. 24%
167-3	14. 55	20. 95%	50. 30%	69. 61%	90. 08%
50-8	88. 77	32. 99%	64. 68%	59. 37%	77. 37%
102-2	0. 95	28. 72%	33. 55%	45. 87%	76. 41%
102-6	4. 70	33. 71%	60. 13%	84. 13%	95. 81%

表 7 5 块岩心残余重质组分在非游离油中相对含量表

Tab. 7 Relative content of residual recombination fraction in non-free oil for each states of 5 cores

岩心 编号	气测渗透 率 /mD	岩心残余重质组分在非游离油中相对含量			
		饱和原油	0. 2 PV	0. 4 PV	2. 0 PV
167-1	28. 30	23. 15%	31. 73%	27. 64%	8. 18%
167-3	14. 55	29. 20%	20. 65%	13. 81%	5. 15%
50-8	88. 77	13. 99%	7. 46%	12. 08%	5. 27%
102-2	0. 95	26. 27%	27. 58%	26. 76%	8. 70%
102-6	4. 70	39. 02%	38. 42%	17. 97%	2. 87%

从表 5 可以看出:随着驱替的进行,岩心残余重质组分所占残余油的相对含量先增大后减小,说明 CO₂ 的抽提作用优先驱替出原油中的轻质组分,重质组分和轻质组分分离,符合表 4 中得出的结论;大注入量 CO₂ 驱替时特低渗岩心残余重质组分所占残余油的相对含量减少,同样说明大注入量 CO₂ 驱能充分驱替重组分获得良好的驱替效果。

中渗 50-8 号岩心的岩心残余重质组分相对含量变化在驱替不同阶段始终在 5% 附近波动,相对含量变化相对较小,说明原油被整体驱替出,混相驱替状态较好,也间接说明渗透率越高越利于混相驱替。

特低渗和致密岩心残余重质组分的绝对含量在驱替初始阶段几乎不变,相对含量增大明显,说明 CO₂ 的抽提作用明显,轻质组分被优先驱替出;特低渗和致密岩心在大注入量 CO₂ 驱替时采出程度不低于低渗和中渗岩心采出程度,大注入量 CO₂ 驱替后岩心残余重质组分绝对含量均在 2% 附近,说明大注入量完全混相的 CO₂ 驱替对于特低渗致密油藏具有必要性,可以很好地驱出重质组分。

从表 6 可以看出,总体趋势而言,残余油中非游离油(吸附油和重质组分)相对占比增加,游离油相对占比减

小,这符合驱替的一般规律,可动油被优先驱替出,在此基础上可以进一步分析非游离油变化。

从表 7 可以看出,大注入量驱替时,岩心残余重质组分在非游离油(吸附油和重质组分)中相对含量明显减少,说明大注入量 CO₂ 驱能充分驱替重质组分。

中渗 50-8 号岩心的岩心残余重质组分在非游离油中相对含量相对驱替初始阶段明显减小,说明岩心中轻质组分和重质组分均被驱替出,即中渗岩心的混相驱替效果更好;低渗和特低渗致密岩心残余重质组分在非游离油中相对占比在大注入量 CO₂ 驱替后出现明显减小,岩心残余重质组分在非游离油中相对含量普遍低于 10%,说明大注入量 CO₂ 驱对于驱替出重质组分有着良好的驱替效果。

为进一步定量研究驱替过程中原油组分变化,本文还对 5 块岩心的 3 个 CO₂ 驱状态即注入 0. 2 PV(累计 0. 2 PV)、0. 4 PV(累计 0. 6 PV)、2. 0 PV(累计 2. 6 PV) CO₂ 后得到的采出油样进行了相关分析,见表 8。

表 8 5 块岩心采出油样族组分含量表

Tab. 8 Produced oil family components content from 5 cores

岩心 编号	CO ₂ 注入 量 /PV	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质
167-1	0. 4	60. 58%	12. 98%	22. 11%	4. 33%
167-1	2. 0	59. 69%	11. 62%	24. 03%	4. 65%
167-3	0. 2	60. 84%	11. 11%	23. 28%	4. 76%
167-3	0. 4	60. 89%	10. 89%	23. 26%	4. 95%
167-3	2. 0	60. 09%	12. 72%	23. 24%	3. 95%
50-8	0. 4	60. 63%	11. 76%	24. 44%	3. 17%
50-8	2. 0	62. 70%	11. 11%	23. 02%	3. 17%
102-2	0. 4	63. 10%	14. 97%	18. 18%	3. 75%
102-2	2. 0	62. 04%	13. 87%	19. 70%	4. 38%
102-6	0. 4	61. 13%	12. 29%	22. 60%	3. 98%

原油的族组分测定结果为饱和烃占比 63. 61%,芳烃占比 14. 51%,非烃占比 18. 32%,沥青质占比 3. 57%,结合表 8 可以看出,各油样的族组分变化程度均较小,并未表现出明显的变化。低渗油藏岩心 CO₂ 驱不同阶段驱出油的组分与原油组分接近,轻质组分略多。这说明岩心大注入量 CO₂ 驱替实验过程中混相驱替效果良好,驱替过程中混相效果良好。

在采出油样的族组分分析基础上对于油样的饱和烃一族进行更详细的油样组成成分分析。4 块岩心(按渗透率大小排序为中渗 50-8 号、低渗 167-3 号、特低渗 102-6 号、致密 102-2 号)各采出油样的组成成分见图 7。

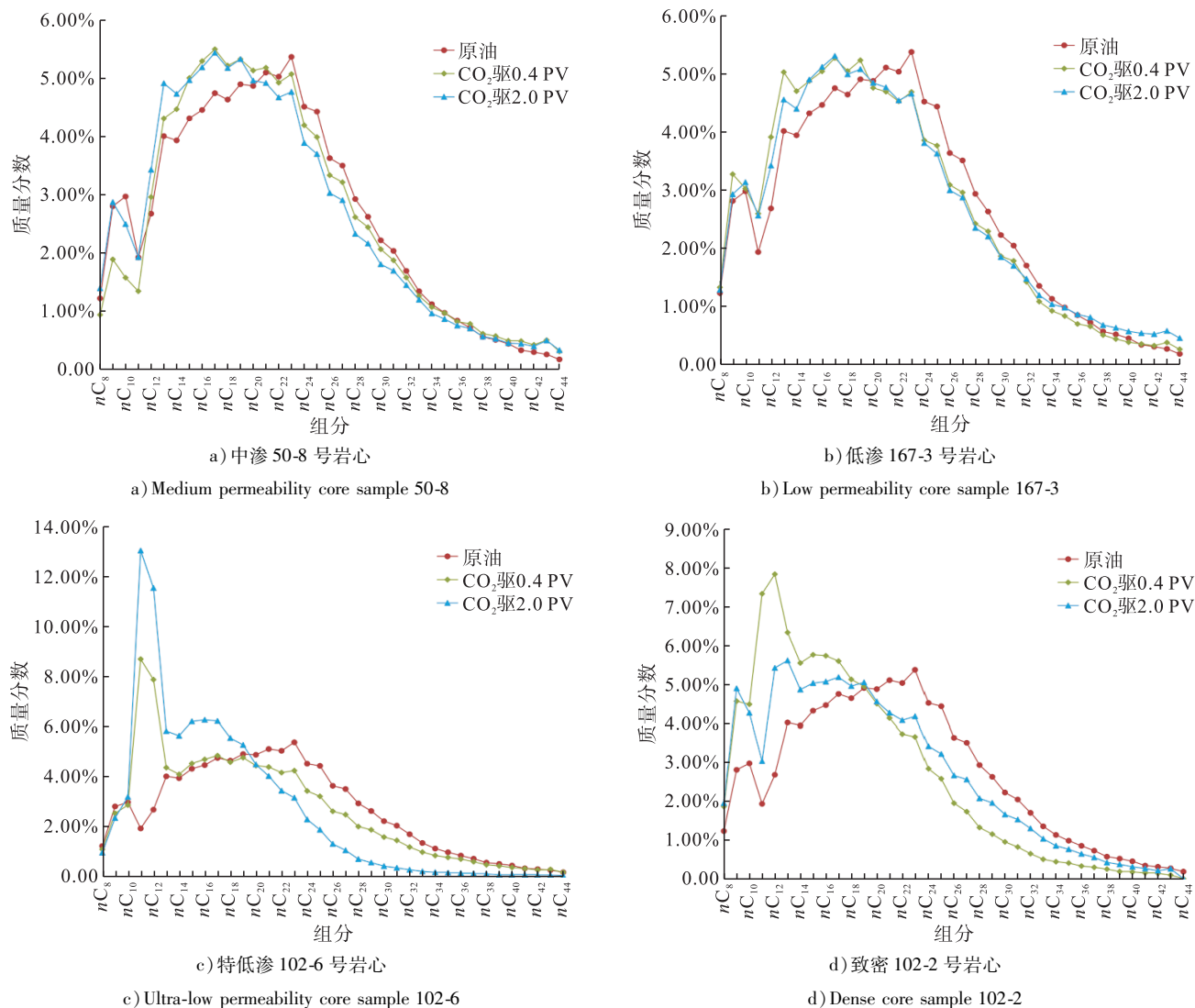


图 7 4 块岩心采出油样组分分析图

Fig. 7 Analysis of oil samples from 4 cores

从图 7 可以看出,在 CO_2 驱替实验前期,驱替出的油样轻质组分占比显著大于原油中轻质组分占比,说明 CO_2 驱替前期对于原油有着明显的抽提作用。特低渗 102-6 号岩心与致密 102-2 号岩心驱出油的组分构成有着相似性,两块岩心在 CO_2 驱不同阶段驱出油的组分与原油组分差异大,轻质组分占比明显高于原油中轻质组分占比,组分峰值在 C_{12} 附近, C_{20} 以上的重质组分明显减少,表明部分该类组分滞留在岩心中;大注入量 CO_2 驱替时,采出油重质组分明显增加,说明大注入量 CO_2 驱替对于驱替出重质组分有较好效果。低渗 167-3 号岩心同样表现出了明显的 CO_2 驱替抽提作用,驱替前期采出的油样组分峰值也在 C_{12} 附近;随着驱替的进行,大注入量 CO_2 驱替时采出油样组分峰值逐渐偏移到 C_{17} 附近,重质组分含量增加明显,说明大注入量 CO_2 驱替对于低渗岩心中的重质组分也有着良好的驱替效果。

中渗 50-8 号岩心在 CO_2 驱替前期的抽提作用同样存在,相较于低渗和致密岩心而言抽提作用较弱,同时

各阶段的采出油样组分峰值均在 C_{17} 附近,采获得油样的重质组分占比仅比原油中重质组分占比略少,说明中渗岩心 CO_2 驱替过程中混相效果一直保持良好的;同时在大注入量 CO_2 驱替时中渗岩心也获得了良好的采油效果,说明大注入量 CO_2 驱替针对中渗岩心也具有提高采收率的效果。

5 结论

在 CO_2 驱替饱和原油岩心实验中,小注入量驱替后,低渗和中渗样的平均采出程度为 30.56%,特低渗致密样的平均采出程度为 26.21%;在大注入量驱替后,低渗和中渗样的平均采出程度为 55.92%,特低渗致密样的平均采出程度为 67.00%。说明大注入量 CO_2 驱替可以有效提高油藏采出程度,且提高幅度对于特低渗致密油藏更为明显。

CO_2 驱替的采出油样中,饱和烃的组分峰值从前期

C_{12} 附近逐步偏移到后期 C_{17} 附近,说明 CO_2 驱存在明显的抽提轻质组分效果。 CO_2 驱的抽提作用会使得原油中重质组分滞留于孔喉表面,在小注入量 CO_2 时滞留现象在特低渗致密油藏中更为明显,中低渗油藏滞留现象较弱。说明抽提作用对于渗透率更低的油藏作用更加明显;抽提作用也保障了 CO_2 驱替特低渗致密油藏前期也可以获得较好的采油效果。

大注入量完全混相的 CO_2 驱替对于所有渗透率的油藏均可以获得很好的最终采出程度,最高可达到 67.49%;完全混相的 CO_2 驱替可以很好驱替出包含重质组分在内的原油各种组分,不同驱替阶段的油样族组分区别很小,混相效果极佳。在大注入量 CO_2 驱替后,特低渗致密油藏中的重质组分被很好采出,其重质组分最终采出程度和中低渗油藏重质组分最终采出程度相当,说明大注入量 CO_2 驱是提高特低渗致密油藏采出程度的切实有效的驱替方案。

参考文献:

- [1] 杨 智,邹才能.“进源找油”:源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发,2019,46(1):173-184.
YANG Zhi, ZOU Caineng. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Connotation and prospects of source rock oil and gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46 (1): 173-184.
- [2] JEW A D, DRUHAN J L, IHME M, et al. Chemical and reactive transport processes associated with hydraulic fracturing of unconventional oil/gas shales [J]. Chemical Reviews, 2022, 122 (9): 9198-9263.
- [3] 朱如凯,邹才能,吴松涛,等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质,2019,40(6):1168-1184.
ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40 (6): 1168-1184.
- [4] 宋 岩,罗 群,姜振学,等. 中国中西部沉积盆地致密油富集机理及其主控因素[J]. 石油勘探与开发,2021,48 (2):421-433.
SONG Yan, LUO Qun, JIANG Zhenxue, et al. Enrichment of tight oil and its controlling factors in central and western China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48 (2): 421-433.
- [5] SZLENDAK S M, NGUYEN N M, 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.
- [6] O'BRIEN W J, MOORE R G, MEHTA S A, et al. Performance of air injection vs. CO_2 /water injection in a tight, light-oil reservoir: A laboratory study [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2019, 22 (3): 1049-1062.
- [7] ZHANG Yuan, DI Yuan, YU Wei, et al. A comprehensive model for investigation of carbon dioxide enhanced oil recovery with nanopore confinement in the bakken tight oil reservoir [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2019, 22 (1): 122-136.
- [8] 周福建,苏 航,梁星原,等. 致密油储集层高效缝网改造与提高采收率一体化技术[J]. 石油勘探与开发,2019,46 (5):1007-1014.
ZHOU Fujian, SU Hang, LIANG Xingyuan, et al. Integrated hydraulic fracturing techniques to enhance oil recovery from tight rocks [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46 (5): 1007-1014.
- [9] DALEI N N, JOSHI J. Potential matching of carbon capture storage and utilization (CCSU) as enhanced oil recovery in perspective to Indian oil refineries [J]. Clean Technologies and Environmental Policy, 2022, 24 (9): 11-17.
- [10] YU Chunsheng, JIANG Qi, PU Wanfen, et al. Quantitative analysis of CO_2 miscible flooding in tight formation at pore scale applying nuclear magnetic resonance [J]. Petroleum Science and Technology, 2022, 40 (16): 2038-2048.
- [11] QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, FENG Xiao, et al. Characteristics of nano-micro pore networks and petroleum microscopic occurrence state in ultra-low permeability (tight) sandstone reservoir [J]. Journal of Nanoscience and Nanotechnology, 2017, 17 (9): 6039-6050.
- [12] WANG Jianmin, ZHANG San. Pore structure differences of the extra-low permeability sandstone reservoirs and the causes of low resistivity oil layers: A case study of Block Yanwumao in the middle of Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development Online, 2018, 45 (2): 273-280.
- [13] PAN Bin, YIN Xia, ZHU Weiyao, et al. Theoretical study of brine secondary imbibition in sandstone reservoirs: Implications for H_2 , CH_4 , and CO_2 geo-storage [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47 (41): 18058-18066.
- [14] CHEN Zheng, SU Yuliang, LI Lei, et al. Characteristics and mechanisms of supercritical CO_2 flooding under different factors in low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Science, 2022, 19 (3): 1174-1184.
- [15] EL E, MAHMOUD A. EOR via CO_2 flood requires careful transportation assessment [J]. Oil & Gas Journal, 2013, 111 (7): 112-114.
- [16] ZHAO Xiaodong, WANG Shilin, YANG Jingxu, et al. Valuation method for low-to ultralow-permeability reservoirs based on pore-throat structure: A case study in the eastern Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Interpretation-A Journal of Subsurface Characterization, 2021, 9 (2): 315-329.
- [17] HAO Hongda, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. N_2 -foam-assisted CO_2 huff-n-puff process for enhanced oil recovery in a heterogeneous edge-water reservoir:

- Experiments and pilot tests [J]. Rsc Advances, 2021, 11 (2): 1134-1146.
- [18] LU Shijian, ZHAO Dongya, CUI Wenhao, et al. CCUS evaluation and simulation in a Chinese oil field [J]. International Journal of Simulation and Process Modelling, 2018, 13 (3): 228-237.
- [19] WU Qian, LIN Qianguo, YANG Qiang, et al. An optimization-based CCUS source-sink matching model for dynamic planning of CCUS clusters [J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2022, 12 (4): 433-453.
- [20] 廖广志, 何东博, 王高峰, 等. 终极埋存情景下二氧化碳驱油极限采收率探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49 (6): 1262-1268.
- LIAO Guangzhi, HE Dongbo, WANG Gaofeng, et al. Discussion on the limit recovery factor of carbon dioxide flooding in a permanent sequestration scenario [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49 (6): 1262-1268.
- [21] 李兰兰, 张明龙, 朱 森, 等. 二氧化碳驱油技术在赵 118 断块的研究与应用 [J]. 石油知识, 2017 (4): 46-48.
- LI Lanlan, ZHANG Minglong, ZHU Miao, et al. Research and application of carbon dioxide flooding technology in Zhao 118 fault block [J]. Petroleum Knowledge, 2017 (4): 46-48.
- [22] 冯 嘉. 基于微纳流控技术的二氧化碳-癸烷体系的相行为及传质研究 [D]. 上海: 华东理工大学, 2021.
- FENG Jia. Study on phase behavior and mass transfer of carbon dioxide-decane system based on micro/nanofluidic technology [D]. Shanghai: East China University of Science and Technology, 2021.
- [23] 王 磊. 稠油油藏注超临界二氧化碳驱油影响因素研究 [J]. 清洗世界, 2022, 38 (4): 22-23.
- WANG Lei. Study on the influence factors of flooding heavy oil reservoir with supercritical carbon dioxide [J]. Cleaning World, 2022, 38 (4): 22-23.
- [24] 王 明. 不同渗透率对超临界二氧化碳驱油效果的影响探究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38 (7): 114-115.
- WANG Ming. Study on the influence of different permeability on supercritical carbon dioxide flooding effect [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38 (7): 114-115.
- [25] 王雅春, 赵振铎. 压力对二氧化碳驱油效果影响的实验研究 [J]. 特种油气藏, 2017, 24 (4): 132-135.
- WANG Yachun, ZHAO Zhenduo. Experimental research on the effect of pressure on CO₂ oil displacement efficiency [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24 (4): 132-135.
- [26] 张丽雅, 宋兆杰, 马平华, 等. 稠油油藏注超临界二氧化碳驱油影响因素分析 [J]. 地质与勘探, 2017, 53 (4): 801-806.
- ZHANG Liya, SONG Zhaojie, MA Pinghua, et al. Analysis on influential factors of supercritical carbon dioxide flooding in heavy-oil reservoirs [J]. Geology and Exploration, 2017, 53 (4): 801-806.
- [27] 钟永林, 刘 冰, 杜华君, 等. 超临界二氧化碳驱油机制 [J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2022, 36 (3): 54-59.
- ZHONG Yonglin, LIU Bing, DU Huajun, et al. Study on supercritical carbon dioxide oil flooding mechanism [J]. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 2022, 36 (3): 54-59.
- [28] 孟凡嵩. 低渗透油藏二氧化碳驱压力动态分析 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2022.
- MENG Fansong. Pressure transient analysis of CO₂ flooding in low permeability reservoirs [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022.
- [29] 檀洪坤. 致密砂岩数字岩心及流体微观渗流模拟 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2019.
- TAN Hongkun. Chinese master's theses full-text database [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [30] 胡 婷. 二氧化碳在增强石油开采系统中的迁移转化过程与模型研究 [D]. 长春: 吉林大学, 2022.
- HU Ting. Study on the process model of CO₂ migration and phase transformation in enhanced oil recovery system [D]. Changchun: Jilin University, 2022.
- [31] 吴 曼, 杨晓松, 陈建业. 超低渗透率测量仪的测试标定及初步测量结果 [J]. 地震地质, 2011, 33 (3): 719-735.
- WU Man, YANG Xiaosong, CHEN Jianye. The calibration of ultralow permeability measurement apparatus and preliminary experimental results [J]. Seismology and Geology, 2011, 33 (3): 719-735.
- [32] 吕伟峰, 秦积舜, 吴康云, 等. 低渗岩石孔渗及相对渗透率测试方法综述 [J]. 特种油气藏, 2011, 18 (3): 1-6.
- LYU Weifeng, QIN Jishun, WU Kangyun, et al. An overview of testing methods of poroperm and relative permeability for low permeability rocks [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18 (3): 1-6.
- [33] 杨秋莲, 李爱琴, 孙燕妮, 等. 超低渗透层分类方法探讨 [J]. 岩性油气藏, 2007 (4): 51-56.
- YANG Qiulian, LI Aiqin, SUN Yanni, et al. Classification method for extra-low permeability reservoirs [J]. Lithologic Reservoirs, 2007 (4): 51-56.
- [34] 曾 旭, 卞从胜, 沈 瑞, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷古近系沙三段页岩油储层非线性渗流特征 [J]. 岩性油气藏, 2023, 35 (3): 40-50.
- ZENG Xu, BIAN Congsheng, SHEN Rui, et al. Nonlinear seepage characteristics of shale oil reservoirs of the third member of Paleogene Shahejie Formation in Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35 (3): 40-50.
- [35] 邬传威, 尹三宁, 张百燕, 等. 原油族组分分析的优化及应用 [J]. 化工管理, 2022 (32): 38-41.
- WU Chuanwei, YIN Sanning, ZHANG Baiyan, et al. Optimization and application of crude oil group component

- analysis [J]. Chemical Management, 2022 (32): 38-41.
- [36] 张 琨, 张居和, 张 璐, 等. 原油中烃类全二维气相色谱分析方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(5): 36-40.
ZHANG Kun, ZHANG Juhe, ZHANG Lu, et al. Analyzing method of the hydrocarbon in the crude oil by GC×GC [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013, 32 (5): 36-40.
- [37] 赵明伟, 刘时春, 李 阳, 等. 核磁共振 T_2 谱与成像技术检测岩心中原油分布特征的综合性实验设计[J]. 实验技术与管理, 2021, 38(11): 60-63.
ZHAO Mingwei, LIU Shichun, LI Yang, et al. Comprehensive experimental design of nuclear magnetic resonance (NMR) T_2 spectroscopy and imaging technology for detecting distribution characteristics of crude oil in core [J]. Experimental Technology and Management, 2021, 38 (11): 60-63.
- [38] 谢然红, 肖立志, 刘天定. 原油的核磁共振弛豫特性[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(5): 21-24.
XIE Ranhong, XIAO Lizhi, LIU Tianding. NMR relaxation properties of crude oils [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29 (5): 21-24.
- [39] 何宗斌, 倪 静. 稠油油样核磁共振与粘度实验测量结果及研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2006, 28(5): 82-84.
HE Zongbin, NI Jing. Result of NMR of viscous oil samples and viscosity experimental measurement [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28 (5): 82-84.
- [40] 张海涛, 方驭洋, 李高仁, 等. 油润湿致密砂岩核磁共振弛豫机理与流体识别方法[J]. 石油物探, 2020, 59(3): 422-429.
ZHANG Haitao, FANG Yuyang, LI Gaoren, et al. Nuclear magnetic resonance relaxation mechanism and fluid identification in oil wet tight sandstone reservoirs [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2020, 59 (3): 422-429.
- [41] 张 笑. 基于核磁共振 T_2 谱测量致密油储层岩石的实验研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
ZHANG Xiao. Experimental study on characterizing tight oil reservoir rocks by NMR T_2 measurements [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [42] 肖 飞, 何宗斌, 周静萍. 核磁共振测井连续表征储层孔隙结构方法研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(2): 93-97.
XIAO Fei, HE Zongbin, ZHOU Jingping. A research of successively characterizing reservoir pore structures with NMR logging data [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34 (2): 93-97.
- [43] 张 宫, 冯庆付, 武宏亮, 等. 基于核磁 T_2 谱对数均值差异的碳酸盐岩气水识别[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(8): 1243-1249.
ZHANG Gong, FENG Qingfu, WU Hongliang, et al. Gas-water identification of carbonate reservoir based on log mean difference of T_2 spectrum [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28 (8): 1243-1249.
- [44] 张凤生, 隋秀英, 段朝伟, 等. 高孔隙度低渗透率碳酸盐岩储层岩心核磁共振实验研究[J]. 测井技术, 2018, 42(5): 497-502.
ZHANG Fengsheng, SUI Xiuying, DUAN Chaowei, et al. NMR experimental study on carbonate reservoirs with high porosity and low permeability [J]. Well Logging Technology, 2018, 42 (5): 497-502.
- [45] 白龙辉, 柳 波, 迟亚奥, 等. 二维核磁共振技术表征页岩所含流体特征的应用——以松辽盆地青山口组富有机质页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1389-1400.
BAI Longhui, LIU Bo, CHI Ya'ao, et al. 2D NMR studies of fluids in organic-rich shale from the Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42 (6): 1389-1400.
- [46] 沈 瑞, 覃建华, 熊 伟, 等. 吉木萨尔芦草沟组页岩储层孔隙结构与流体可动性研究[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3368-3386.
SHEN Rui, QIN Jianhua, XIONG Wei, et al. Study on pore structure and fluid mobility of shale oil in Jimsar Lucaogou Formation [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53 (9): 3368-3386.
- [47] 姜 鹏, 郭和坤, 李海波, 等. 低渗透率砂岩可动流体 T_2 截止值实验研究[J]. 测井技术, 2010, 34(4): 327-330.
JIANG Peng, GUO Hekun, LI Haibo, et al. Experimental study on T_2 cutoff in low permeability sandstones [J]. Well Logging Technology, 2010, 34 (4): 327-330.
- [48] 邵维志, 丁娉娇, 肖 斐, 等. 利用 T_2 谱形态确定 T_2 截止值的方法探索[J]. 测井技术, 2009, 33(5): 430-435.
SHAO Weizhi, DING Yujiao, XIAO Fei, et al. On the method of determining T_2 cutoff value with the T_2 spectrum characteristics [J]. Well Logging Technology, 2009, 33 (5): 430-435.
- [49] 李海波. 岩心核磁共振可动流体 T_2 截止值实验研究[D]. 北京: 中国科学院大学, 2008.
LI Haibo. Core experimental study of NMR T_2 cutoff value [D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2008.
- [50] 钱 坤. 低渗砂岩油藏 CO_2 微观驱油特征及影响因素研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
QIAN Kun. Microscopic displacement characteristics and influence factors in low-permeability sandstone reservoirs during CO_2 injection process [D]. Beijing: China University of Petroleum, Beijing, 2020.
- [51] 王崇阳. 致密油藏注 CO_2 实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
WANG Chongyang. Experimental study on CO_2 injection in tight reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.