

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020078

不同注气介质驱替致密油藏微观 孔隙动用特征研究

李二党, 韩作为, 高祥瑞, 马明宇, 邱钧超

(中国石油长庆油田分公司第一采油厂, 陕西延安 716000)

摘 要: 为了明确不同注气介质对致密油藏的微观驱油机理, 基于核磁共振 T_2 谱测试原理, 开展了注 N_2/CO_2 岩心驱替试验, 从微观孔隙尺度研究了注 N_2 非混相驱和注 CO_2 混相驱的微观驱油机理, 评价了驱替过程中不同孔径孔隙原油的动用程度。试验结果显示, N_2 非混相驱和 CO_2 混相驱的最终采出程度相差很小; N_2 驱替过程可划分为未突破期、突破初期和突破中后期 3 个阶段, 小孔隙中的原油动用程度高于大孔隙; CO_2 混相驱时大孔隙中原油的动用程度大幅增加, 小孔隙中的原油动用程度相对较低。岩心微观孔隙结构分布是造成 N_2/CO_2 驱替过程中大、小孔隙中原油动用程度存在差异的主要原因。研究结果表明, 与 CO_2 驱相比, 致密油藏 N_2 驱的开发效果更好, 这为安塞油田采用注 N_2 驱开发长 6 储层提供了理论依据。

关键词: 致密油藏; 核磁共振; 非混相; 混相; 驱替; 微观结构; 孔隙结构; 动用程度

中图分类号: TE357.2

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)05-0085-07

Research on the Microscopic Pore Producing Characteristics of Tight Reservoirs Displaced by Different Gas Injection Media

LI Erdang, HAN Zuowei, GAO Xiangrui, MA Mingyu, QIU Junchao

(The No.1 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yan'an, Shaanxi, 716000, China)

Abstract: In order to provide clarity in the microscopic oil displacement mechanisms of tight reservoirs displaced by different gas injection media, core displacement experiments of N_2 and CO_2 injection were carried out respectively based on the principle of NMR T_2 spectrum test. The microscopic displacement mechanisms of N_2 immiscible flooding and CO_2 miscible flooding were studied at the microscopic pore scale, and the oil production from pores with different pore sizes during displacement was evaluated. The results show that final recovery percent from N_2 immiscible flooding and CO_2 miscible flooding has little difference. The N_2 flooding process can be divided into three stages: the non-breakthrough stage, the early breakthrough stage and the mid-late breakthrough stage. The recovery percent from small pores is higher than that from large pores. However, the oil recovery percent from large pores is greatly improved in CO_2 miscible flooding, while it is relatively low from small pores. The distribution of microscopic pore structure is the main cause for the difference in recovery percent between large and small pores in the process of N_2 and CO_2 flooding. The results show that the development effect of N_2 flooding in tight reservoirs is better than that of CO_2 flooding, which provides a theoretical basis for the development of Chang 6 reservoir by N_2 flooding in Ansai Oilfield.

Key words: tight reservoir; nuclear magnetic resonance; immiscible flooding; miscible flooding; displacement; microstructure; pore structure; producing degree

我国致密油气藏分布广泛, 但致密油气储层具有物性差、孔隙结构复杂和微/纳米级孔喉占比高等特点, 导致致密油气藏开发效果较差, 一次采收率低^[1-4]。气驱作为二次采油的主要技术已在国内外多个油田成功应用, 具有较好的应用前景。 CO_2 具有独特的超临界特性, 不仅能够快速大量地溶于原油, 还能与原油之间发生组分传质, 通过多次接触达到(近)混相状态, 大幅提高采收率。国内外学者

针对致密油藏注 CO_2 提高采收率技术进行了大量研究: Wei Bing 等人^[5] 利用准噶尔盆地芦苇沟组岩

收稿日期: 2019-11-27; 改回日期: 2020-06-12。

作者简介: 李二党(1981—), 男, 陕西周至人, 2006年毕业于中国石油大学(华东)资源勘查工程专业, 工程师, 主要从事油田开发方面的研究工作。E-mail: lierd2010@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程”(编号: 2016ZX05050)资助。

心开展了 CO₂ 循环注入试验,认为连续注入 CO₂ 更适合致密油藏的开发,开发效果比分级注 CO₂ 或周期注 CO₂ 效果更好;Qian Kun 等人^[6]开展了不同注气压力下的岩心 CO₂ 吞吐试验,发现 CO₂ 吞吐的驱油效率主要由 CO₂ 注入量、焖井时间、吞吐次数和注入压力等因素决定。N₂ 的降黏膨胀效果相对较差,且很难达到混相,但因其来源广、价格低,在补充地层能量方面具有很大的优势。张戈等人^[7]通过现场试验分析了 N₂ 吞吐周期对原油采收率和换油率的影响;马铨铮等人^[8]采用芦苇沟组致密砂岩岩心开展了氮气吞吐试验,认为 N₂ 吞吐的前 3 轮对采收率的贡献最大。目前,致密油藏注气开发研究的重点主要集中在注气参数优化、油气渗流特征及剩余油分布等方面^[8-9],且受试验装置及技术的限制,鲜有学者从微观孔隙尺度来描述气驱动用特征和微观剩余油分布^[10]。

核磁共振技术不但能够直观反映岩心孔隙结构特征,还能从微观孔隙尺度定量表征流体在不同孔径孔隙中的分布状况,具有测量时间短、精度高和无损样品等诸多优点^[11-15]。因此,笔者基于核磁共振 T₂ 谱测试原理,针对鄂尔多斯盆地安塞油田长 6 段储层,分别开展了注 N₂ 和注 CO₂ 岩心驱替试验,对驱替过程中的岩心进行在线扫描,从微观孔隙尺度对比研究了 N₂ 非混相驱和 CO₂ 混相驱的微观驱油机理,明确了不同注气介质下不同孔径孔隙内原油的动用特征,为安塞油田长 6 储层注气开发提供了理论依据。

1 试验原理

核磁共振技术是利用氢原子核自身的磁性及其与外加磁场的相互作用,通过测量岩石孔隙流体中氢核核磁共振弛豫信号的幅度和弛豫速率,并采用数学方法反演采集的信号,建立 T₂ 弛豫时间谱研究岩石孔隙结构^[16-17]。T₂ 弛豫时间的表达式为:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (1)$$

式中: T₂ 为总弛豫时间, ms; T_{2B} 为填充流体的横向

弛豫时间, ms; T_{2S} 为岩石颗粒表面横向弛豫时间, ms; T_{2D} 为在磁场梯度中由流体扩散引起的横向弛豫时间, ms。

试验过程中,由于流体的 T_{2B} 为 2~3 s,远大于岩心中饱和流体的 T₂,而流体扩散引起的 1/T_{2D} 非常小,因此这 2 项基本可以忽略,即 T₂ 弛豫时间可以表示为:

$$T_2 = \frac{1}{\rho\delta} r \quad (2)$$

其中

$$\delta = \frac{S}{V} r \quad (3)$$

式中: ρ 为岩石表面弛豫强度常数; δ 为孔隙形状因子; S 为岩石颗粒表面积, cm²; V 为孔隙体积, cm³; r 为平均孔隙半径, cm。

由式(2)可知,横向弛豫时间 T₂ 与岩石孔隙半径呈正比,即岩心中大孔隙对应的弛豫时间长,小孔隙对应的弛豫时间短。因此,可以通过计算 T₂ 谱曲线与横坐标围成的面积(即 T₂ 谱曲线幅值积分)来定量表征不同孔径孔隙中饱和流体的量^[18],即通过计算 2 次气驱过程中测得的 T₂ 谱曲线围成的面积差确定岩心孔隙中原油的动用程度,从而动态描述驱替过程中不同孔径孔隙中原油的动用特征。

2 试验装置与步骤

2.1 试验材料与装置

试验所用岩心取自鄂尔多斯盆地安塞油田延长组长 6² 储层。岩心经过 120 ℃ 高温烘干后,分别进行气测孔渗试验和高压压汞试验,得到岩心的基本参数(见表 1)。由表 1 可知,2 块岩心的物性参数基本一致,孔隙结构分布也基本相似,2 块岩心均属于致密岩心,且孔喉细小,纳米级孔隙占比高。

试验所用原油为长 6² 储层地面脱气原油,地层条件(压力 31.7 MPa、温度 68 ℃)下脱气原油的密度为 0.822 kg/L,黏度为 1.35 mPa·s。试验用 N₂ 和 CO₂ 的纯度均为 99.99%。根据前期毛细管压力试验结果已知,脱气原油与 CO₂ 的最小混相压力为 23.5 MPa,脱气原油与 N₂ 在目前地层条件下无法达到混相。

表 1 试验岩心的基本参数

Table 1 Basic parameters of experimental core

岩心编号	长度/mm	直径/mm	孔隙度, %	气测渗透率/mD	最大进汞饱和度, %	中值孔喉半径/μm	驱替介质
1#	50.21	25.00	11.78	0.712	84.78	0.117 2	N ₂
2#	50.03	25.03	13.42	0.668	83.39	0.136 4	CO ₂

试验装置由压力供给系统、温控系统、压力监测系统和核磁共振系统等组成。其中,压力供给系统包括 ISCO 驱替泵(精度 0.001 mL/min,最高压力 200 MPa)、围压泵和回压泵(精度 0.01 mL/min,最高压力 150 MPa);温控系统包括恒温箱(最高温度 250 ℃)、岩心夹持器加热套(最高温度 200 ℃)和温控箱;压力监测系统包括压力传感器(最高压力 200 MPa,精度 0.01 MPa)和高精度压力表(最高压力 50 MPa,精

度 0.01 MPa);核磁共振系统包括高压无磁岩心夹持器(最大承压 50 MPa,最高抗温 80 ℃)和 SPEC-RC1 型核磁共振测量仪(磁场强度 0.28 T,氢质子共振频率为 12 MHz,样品最大测试尺寸为 $\phi 120.0 \text{ mm} \times 120 \text{ mm}$),并对核磁共振测量仪进行改造,实现了在线扫描功能。此外,还有油气分离器(体积 100 mL,精度 0.1 mL)、气体体积流量计(精度 0.001 mL)、阀门和管线等。试验装置如图 1 所示。

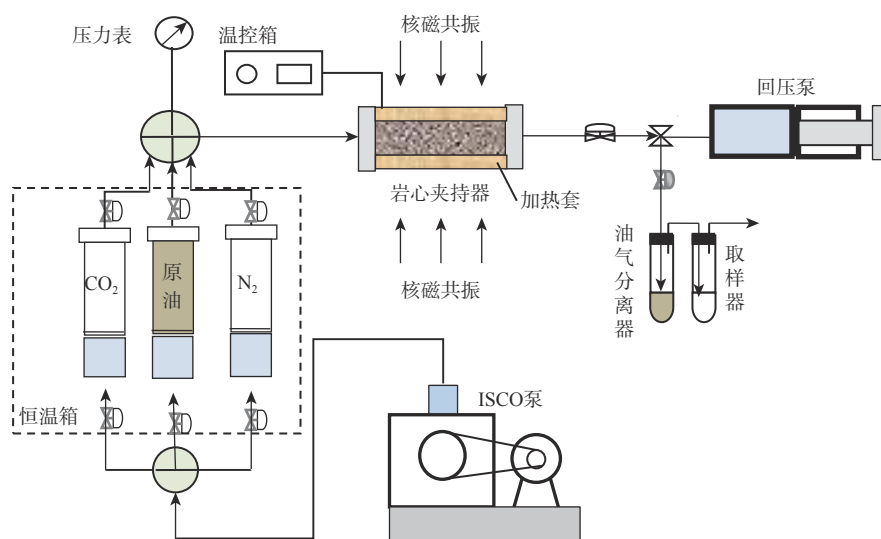


图 1 在线核磁共振岩心驱替试验装置

Fig.1 On-line NMR core displacement experimental device

2.2 试验步骤

1)用索氏提取器 SXT-02 将试验岩心清洗 2~3 d,清洗后的岩心放入恒温箱(温度恒定为 120 ℃)中烘干 48 h;然后将清洗烘干好的岩心放入到热缩套管中并加热至 400 ℃,将岩心封存在热缩套管中。按照试验流程连接试验仪器后,将封存岩心的热缩套管置于无磁岩心夹持器中,围压加至 2.0 MPa,用 N_2 测定岩心的渗透率,然后用分子真空泵对岩心抽真空 24 h。

2)将无磁岩心夹持器放在恒温箱(68 ℃)中,采用 ISCO 驱替泵以 0.02 mL/min 的速度向岩心中缓慢注入原油,当岩心两端压力开始上升时,在保证原油持续注入的前提下,调节回压阀和围压(使围压始终比岩心压力高 2~3 MPa),岩心压力逐步升高至地层压力(31.7 MPa),记录注入量及岩心两端压力,关闭入口阀门,然后将岩心夹持器放到恒温箱中,放置 2 d,以建立初始含油饱和度,并对此状态下的岩心进行 T_2 谱采样。

3)将装有 N_2 (或 CO_2)的中间容器升压至地层

压力,然后打开岩心夹持器入口阀门,以 0.1 mL/min 的注入速度向岩心中注入 N_2 (或 CO_2),并调节回压阀,使回压恒定在 31.7 MPa。驱替过程中采用在线核磁共振系统间隔相同时间对岩心进行 T_2 谱采样,当连续 3 次测量的 T_2 谱曲线没有变化时,停止注气,记录瞬时产油量、产气量和岩心两端压力的变化情况。

4)取出 1#岩心,放入 2#岩心,重复步骤 1)~3),进行下一组注气驱替试验。

3 不同气体驱替微观孔隙原油动用特征

3.1 N_2 驱替过程中核磁共振特性

1#岩心注 N_2 非混相驱过程中不同时间下的岩心 T_2 谱分布如图 2(a)所示。从图 2(a)可以看出,驱替前岩心在饱和原油状态下的 T_2 谱分布曲线形态为典型双峰型,两峰清晰分开,且左峰明显高于右峰,说明 1#岩心微小孔隙较为发育,大孔隙占比较低。由式(2)可知,弛豫时间 T_2 与岩石孔隙半径

呈正比,而小孔隙的 S/V 较大,其中质子的弛豫速度远远大于大孔隙中质子的弛豫速度,即小孔隙内质子的弛豫时间比大孔隙短。结合相关文献^[18-20]和1#岩心初始饱和油状态下 T_2 谱分布中波峰波谷对应的弛豫时间,可以将岩心孔隙划分为2类:1)弛豫时间为0.01~2.20 ms时,对应的孔隙标定为“小孔隙”;2)弛豫时间为2.20~420.00 ms时,对应的孔隙标定为“大孔隙”。

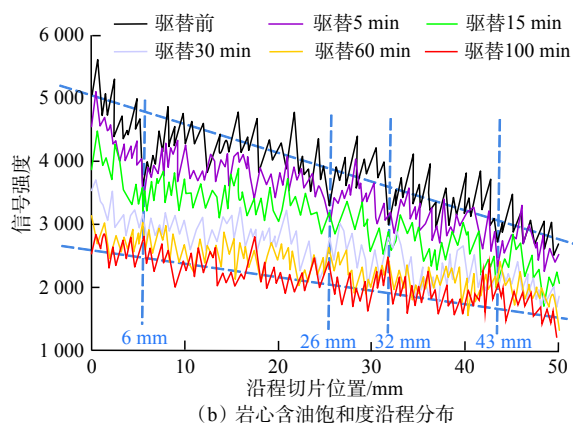
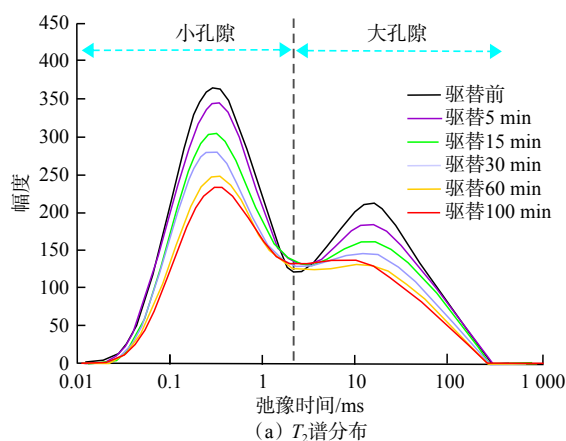


图2 1#岩心 N_2 非混相驱过程中的 T_2 谱分布和含油饱和度沿程分布

Fig.2 Distribution of T_2 spectrum and oil saturation along the core during N_2 immiscible flooding of core sample 1#

从图2(a)还可以看出, N_2 驱替过程中,随着 N_2 注入量增加(驱替时间增长),大、小孔隙对应的 T_2 幅值均不断降低,说明 N_2 可以同时进入大、小孔隙中驱替原油。根据大、小孔隙对应 T_2 幅值的下降幅度,可以初步判断驱替过程中大、小孔隙内原油的动用程度存在差异。

试验发现,注入的 N_2 对岩心核磁共振信号强度的影响很小,基本可以忽略。因此,可以通过信号强度的变化来反映驱替过程中岩心横向切面内原油

饱和度的变化,进而定量描述气驱过程中原油饱和度随岩心沿程位置的变化规律(见图2(b))。由图2(b)可知,岩心中原油初始饱和度随沿程位置增大而降低,这是因为岩心注入端附近的压差较大,原油能够在较大压差下进入某些小孔隙,而远离岩心注入端的部位由于压差逐渐变小,原油饱和小孔隙的能力也不断降低,导致原油饱和度逐渐降低。同理可知, N_2 驱油的过程中,岩心注入端附近含油饱和度的降低幅度最大,出口端附近含油饱和度的降低幅度最小。因此,从驱替过程中的含油饱和度剖面可以看出, N_2 驱并不是一个均匀驱替的过程。此外,还可以看出,距岩心注入端6、26、32和43 mm处的原油饱和度随驱替时间增长的变化很小,说明岩心中这些部位存在某些微细小孔喉(甚至是死孔隙), N_2 无法进入,造成含油饱和度变化较小。

3.2 N_2 驱替微观孔隙原油动用特征

常规致密岩心驱替试验中,因为岩心致密、孔喉细小,在计量产出油量的时候由于计量仪器精度的限制,导致无法准确计量瞬时产油量,易于造成试验误差。岩心核磁共振技术可以解决上述问题,实现岩心驱替过程中的在线扫描,实时定量描述不同孔径孔隙的动用过程。 N_2 驱替过程中小孔隙(弛豫时间0.01~2.20 ms)、大孔隙(弛豫时间2.20~420.00 ms)和所有孔隙中原油采出程度的变化情况如图3所示。

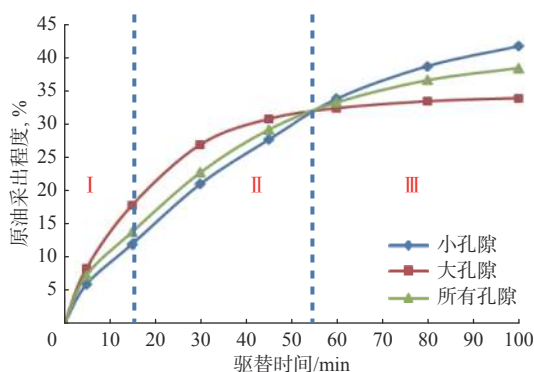


图3 N_2 非混相驱过程中原油采出程度随时间的变化规律
Fig.3 Variation of oil recovery percent with time during N_2 immiscible flooding

从图3可以看出, N_2 驱替过程可以分为3个阶段:第I阶段为 N_2 注入初期(开始15 min),大、小孔隙和所有孔隙中的原油采出程度均快速增加,说明 N_2 能够同时进入大、小孔隙内驱替原油;但很快 N_2 就形成了气窜通道,并在出口端突破,突破时间约为15 min,因为当注气速度保持不变时,气体未突

破前原油产出速度也将保持恒定,而当原油采出程度曲线的斜率发生明显变化时,表明原油产量突然降低,说明出口端见气,气体突破。第Ⅱ阶段为 N_2 突破后的初期(气体突破后的55 min内),大孔隙的原油采出程度明显大于小孔隙,说明在这段时间内,岩心总采出程度(所有孔隙采出程度)的提高主要来源于大孔隙;虽然此时气体形成了气窜通道并已经突破,但 N_2 仍然在气窜通道内不断冲刷大孔隙中附着的原油,大孔隙中的原油持续产出。第Ⅲ阶段为 N_2 突破后的中晚期(驱替时间大于55 min后),大孔隙的原油采出程度基本不再变化,而小孔隙的原油采出程度却持续增加,说明此时 N_2 已经无法采出大孔隙中的剩余原油,而致密岩心复杂的孔隙结构易形成不同方向和不同大小的驱替压差,导致部分 N_2 能够进入小孔隙中驱替原油。驱替后期,岩心总采出程度的提高主要来源于小孔隙,但采出程度的提高幅度不断减小。

3.3 CO_2 驱替过程中核磁共振特性

CO_2 混相驱过程中不同时间下的岩心 T_2 谱分布如图4(a)所示。从图4(a)可以看出,驱替开始前,岩心在饱和原油下的 T_2 谱分布曲线也是典型的双峰形态,且左峰明显高于右峰,与1#岩心的孔隙结构相似。根据1#岩心孔隙划分方法,2#岩心的孔隙也可以划分为小孔隙(弛豫时间为0.03~2.50 ms)和大孔隙(弛豫时间为2.50~300.00 ms)2类,2块试验岩心大、小孔隙的弛豫时间基本一致。

从图4(a)还可以看出,与1#岩心 N_2 驱的 T_2 谱变化特征不同, CO_2 驱替过程中大孔隙对应 T_2 幅值的降低幅度明显比小孔隙大,且在驱替40 min时, T_2 谱分布的形态就由双峰变成了单峰,说明在 CO_2 混相驱油的过程中大孔隙中原油的动用程度大于小孔隙,也就是说大孔隙中原油的动用程度是影响岩心总采出程度的关键。同时,弛豫时间小于0.3 ms小孔隙的 T_2 幅值随驱替时间基本不变,说明 CO_2 未能进入弛豫时间小于0.3 ms的小孔隙内。

CO_2 驱替过程中原油饱和度随岩心沿程位置的变化关系如图4(b)所示。由图4(b)可知,驱替10 min时,岩心沿程的含油饱和度均有大幅下降,驱油效果明显。不同驱替时间下岩心的沿程信号强度稳定下降,表明在 CO_2 混相驱过程中形成了一个相对稳定的驱替前缘,这一方面是因为 CO_2 与原油混相后在驱替前缘形成一个混相带,混相带的驱油效率较高,且会逐步向前推进;另一方面是 CO_2 具有超临界特性,在地层条件下 CO_2 比 N_2 具有更大的密度

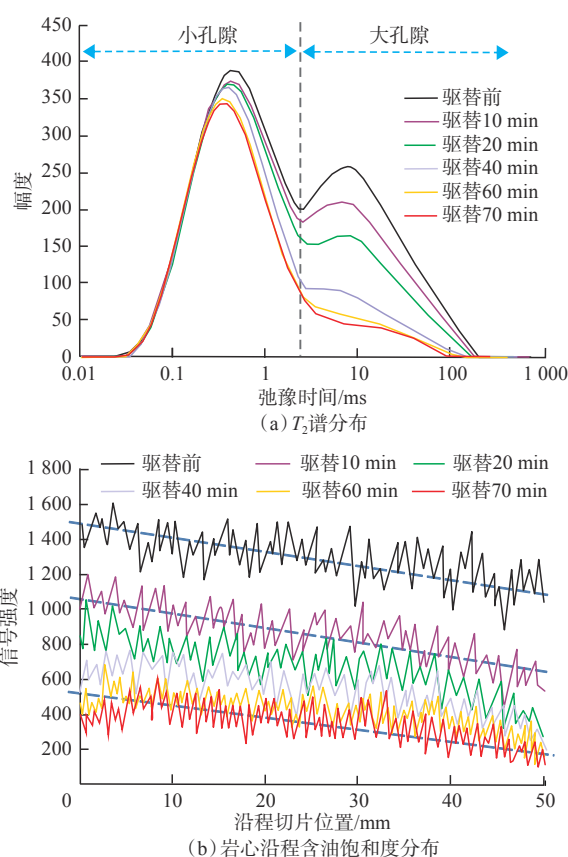


图4 2#岩心 N_2 非混相驱过程中不同时间下 T_2 谱分布和沿程含油饱和度分布

Fig. 4 Distribution of T_2 spectrum and oil saturation along the core at different time during N_2 immiscible flooding of core sample 2#

和黏度,确保了 CO_2 不会像 N_2 一样在注气量相同的情况下过早发生突破。

3.4 CO_2 驱替微观孔隙原油动用特征

CO_2 混相驱过程中大、小孔隙及所有孔隙中原油采出程度的变化情况如图5所示。从图5可知,相比于 N_2 驱, CO_2 混相驱过程较为简单,整个驱替过程中大孔隙的原油采出程度一直远高于小孔隙,说明 CO_2 主要驱替大孔隙中的原油,进入小孔隙的 CO_2 相对较少,大孔隙对岩心总采出程度的贡献程度明显大于小孔隙。 CO_2 注入初期(20 min内),大孔隙原油采出程度快速上升,此阶段内原油采出程度曲线的斜率保持不变,说明气体未突破,且驱油效率很高。驱替20 min后,大孔隙原油采出程度曲线的斜率开始降低,原油采出程度增加幅度变缓,说明此时 CO_2 在出口端突破,驱油效率明显减弱。在气体未突破前的20 min内,大孔隙原油采出程度达到了47.2%;而突破后的30~60 min内大孔隙原油采出程度仅提高了17.5个百分点,采出程度曲线的

斜率明显降低,说明 CO_2 一旦在出口端形成突破,其驱油能力将会大幅降低。

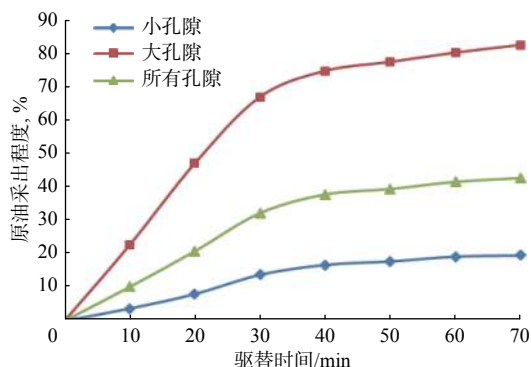


图5 CO_2 混相驱过程中原油采出程度随时间的变化规律

Fig.5 Variation of oil recovery with time during CO_2 miscible flooding

4 微观孔隙原油动用特征对比

岩心经 N_2 非混相驱和 CO_2 混相驱后,不同孔径孔隙中的原油采出程度对比情况如图6所示。

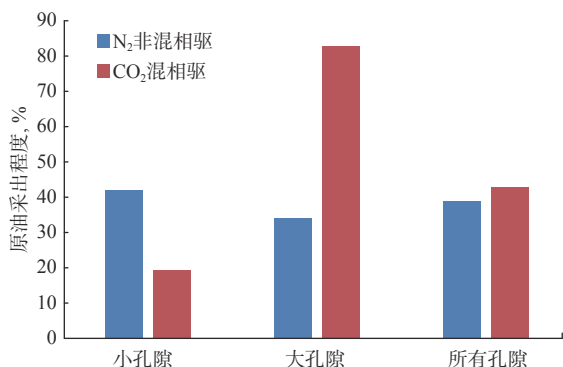


图6 N_2 驱和 CO_2 驱后不同孔径孔隙中原油采出程度对比

Fig.6 Comparison of oil recovery percent from pores in different size after CO_2 flooding and N_2 flooding

由图6可知, CO_2 混相驱的总采出程度为42.7%,高于 N_2 非混相驱的总采出程度(38.7%),造成差异的原因是,相比于 N_2 , CO_2 在原油中的溶解度更大,不仅能够降低原油的黏度、密度,提高流动性,还能增大原油的膨胀系数,提高溶解气驱效果。同时, CO_2 为混相驱,意味着 CO_2 在抽提、萃取原油中轻质组分的同时,还与原油之间发生组分传质作用,通过多次接触达到混相,从而提高原油采出程度。此外,虽然 N_2 驱为非混相驱,但 N_2 驱后小孔隙中原油的动用程度不但高于大孔隙,也明显高于 CO_2 混相驱中小孔隙中原油的动用程度。造成 N_2/CO_2 驱过程中

大、小孔隙中原油动用程度差异的主要原因是致密岩心具有复杂的孔隙结构特征。试验用岩心的孔隙主要由微米-纳米级孔隙组成,小孔隙占比高,而大孔隙占比较低。在地层条件下, CO_2 的密度和黏度均大于 N_2 ,导致 CO_2 在进入小孔隙时受到的阻力更大,很难像 N_2 一样“轻松”地进入小孔隙;同时, CO_2 只有在大孔隙中才能与原油充分接触,进而发生组分传质和萃取作用,达到多次接触混相的目的。而进入细小孔隙 CO_2 的量比较少,导致 CO_2 与原油之间的组分传质作用大大减弱,导致混相能力较差,造成小孔隙中原油动用程度较低。 N_2 驱提高采收率的机理主要是依靠 N_2 的驱替作用,其与原油之间的组分传质作用(抽提萃取作用)相对较弱,但 N_2 的黏度和密度非常低,使其能够自由进入小孔隙中驱替原油,因而小孔隙中原油的动用程度高于 CO_2 混相驱。此外,由于致密油藏原油中含有比例不等的沥青质,在 CO_2 驱替过程中, CO_2 在抽提原油的轻质组分的同时还会造成沥青质沉积,堵塞孔喉,降低储层渗透率,导致储层伤害,降低原油采收率。相比于 CO_2 , N_2 的价格非常便宜且气源丰富,且 N_2 的压缩性较差,适合大量注入储层补充能量,延长溶解气驱开发的时间。因此,综合对比驱油效率、经济效益和沥青质沉积等方面,致密油藏 N_2 驱具有非常广阔的应用前景。

5 结论

1) N_2 非混相驱的小孔隙和大孔隙原油采出程度较为接近,而 CO_2 混相驱的小孔隙和大孔隙原油采出程度相差较大,但 N_2 驱的最终采出程度与 CO_2 驱的最终采出程度相差很小。

2) N_2 非混相驱过程可分为未突破期、突破初期和突破中后期3个阶段,且小孔隙的原油动用程度高于大孔隙; CO_2 混相驱能够大幅提高大孔隙中原油的动用程度,但小孔隙的原油动用程度相对较低。

3) 致密岩心孔隙结构分布特征是造成 N_2/CO_2 驱替过程中大、小孔隙动用程度存在差异的主要原因;综合对比驱油效率和经济效益, N_2 非混相驱在致密油藏开发中具有更好的应用前景。

参考文献

References

- [1] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187.

- ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulation: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173–187.
- [2] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 1–11.
- YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 1–11.
- [3] 唐人选, 梁珀, 吴公益, 等. 苏北复杂断块油藏二氧化碳驱油效果影响因素分析及认识[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(1): 98–103.
- TANG Renxuan, LIANG Po, WU Gongyi, et al. Analyzing and understanding the influencing factors of CO₂ flooding in the Subei complex fault block reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(1): 98–103.
- [4] 李忠兴, 屈雪峰, 刘万涛, 等. 鄂尔多斯盆地长7段致密油合理开发方式探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(2): 217–225.
- LI Zhongxing, QU Xuefeng, LIU Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(2): 217–225.
- [5] WEI Bing, LU Laiming, PU Wanfen, et al. Production dynamics of CO₂ cyclic injection and CO₂ sequestration in tight porous media of Lucaogou Formation in Jimsar Sag[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 157: 1084–1094.
- [6] QIAN Kun, YANG Shenglai, DOU Hongen, et al. Experimental investigation on microscopic residual oil distribution during CO₂ huff-and-puff process in tight oil reservoirs[J]. *Energies*, 2018, 11(10): 2843.
- [7] 张戈, 王梦涵, 焦红岩, 等. 断块油藏氮气吞吐筛选标准[J]. *断块油气田*, 2019, 26(6): 766–770.
- ZHANG Ge, WANG Menghan, JIAO Hongyan, et al. Criteria for nitrogen stimulation selection of fault block reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(6): 766–770.
- [8] 马铨峥, 杨胜来, 陈浩, 等. 致密油储集层 CO₂ 吞吐效果及影响因素分析: 以新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. *石油科学通报*, 2018, 3(4): 434–445.
- MA Quanzheng, YANG Shenglai, CHEN Hao, et al. Effect and influencing factors of CO₂ huff and puff in a tight oil reservoir: taking the Lucaogou Formation in the Xinjiang Jimsar Sag as an example[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(4): 434–445.
- [9] 刘中云, 赵海洋, 王建华, 等. 塔河油田溶洞型碳酸盐岩油藏注入氮气垂向分异速度及横向波及范围研究[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(4): 75–82.
- LIU Zhongyun, ZHAO Haiyang, WANG Jianhai, et al. Study on vertical different velocity and transverse scope of nitrogen injection in carbonate reservoirs with fractures and vugs in the Tahe Oil-field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(4): 75–82.
- [10] 邓瑞健, 田巍, 李中超, 等. 二氧化碳驱动用储层微观界限研究[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(3): 133–137.
- DENG Ruijian, TIAN Wei, LI Zhongchao, et al. Microscopic limits of reservoir producing for carbon dioxide flooding[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(3): 133–137.
- [11] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱转 CO₂ 混相驱渗流机理及传质特征[J]. *石油学报*, 2018, 39(2): 201–207.
- HU Wei, LYU Chengyuan, WANG Rui, et al. Porous flow mechanism and mass transfer characteristics of CO₂ miscible flooding after water flooding[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(2): 201–207.
- [12] 杨胜来, 杭达震, 孙蓉, 等. CO₂ 对原油的抽提及其对原油黏度的影响[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2009, 33(4): 85–88.
- YANG Shenglai, HANG Dazhen, SUN Rong, et al. CO₂ extraction for crude oil and its effect on crude oil viscosity[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2009, 33(4): 85–88.
- [13] 陈兴隆, 秦积舜, 张可. CO₂ 与原油混相及非混相条件下渗流机理差异[J]. *特种油气藏*, 2009, 16(3): 77–81.
- CHEN Xinglong, QIN Jishun, ZHANG Ke. Difference of flowing mechanism in miscible and immiscible phase of CO₂ and crude oil[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2009, 16(3): 77–81.
- [14] PAPADIMITRIOU N I, ROMANOS G E, CHARALAMBOPOULOU G C, et al. Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, 57(3/4): 281–293.
- [15] WANG Xiaoqi, GU Yongan. Oil recovery and permeability reduction of a tight sandstone reservoir in immiscible and miscible CO₂ flooding process[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2011, 50(4): 2388–2399.
- [16] 郎东江, 伦增珉, 王海涛, 等. 致密砂岩储层 CO₂ 驱油特征的核磁共振试验研究[J]. *CT理论与应用研究*, 2016, 25(2): 141–147.
- LANG Dongjiang, LUN Zengmin, WANG Haitao, et al. Study of displacement characteristics of CO₂ in tight sandstone reservoir by nuclear magnetic resonance[J]. *CT Theory and Application*, 2016, 25(2): 141–147.
- [17] 代全齐, 罗群, 张晨, 等. 基于核磁共振新参数的致密油砂岩储层孔隙结构特征: 以鄂尔多斯盆地延长组7段为例[J]. *石油学报*, 2016, 37(7): 887–897.
- DAI Quanqi, LUO Qun, ZHANG Chen, et al. Pore structure characteristics of tight-oil sandstone reservoir based on a new parameter measured by NMR experiment: a case study of seventh member in Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(7): 887–897.
- [18] WEI Bing, ZHANG Xiang, WU Runnan, et al. Pore-scale monitoring of CO₂ and N₂ flooding processes in a tight formation under reservoir conditions using nuclear magnetic resonance (NMR): a case study[J]. *Fuel*, 2019, 246: 34–41.
- [19] 蒲万芬, 王崇阳, 李一波, 等. 致密油储层 CO₂ 驱核磁共振试验研究[J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(7): 30–35.
- PU Wanfen, WANG Chongyang, LI Yibo, et al. Nuclear magnetic resonance experimental study of CO₂ flooding in tight reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(7): 30–35.
- [20] 秦积舜, 张可, 陈兴隆. 高含水后 CO₂ 驱油机理的探讨[J]. *石油学报*, 2010, 31(5): 797–800.
- QIN Jishun, ZHANG Ke, CHEN Xinglong. Mechanism of the CO₂ flooding as reservoirs containing high water[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(5): 797–800.