

深层高压低渗油藏 CO₂ 驱室内实验研究

——以中原油田胡 96 块为例

国殿斌^{1,2}, 徐怀民¹

(1. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249;

2. 中国石化 中原油田分公司 勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457001)

摘要: 深层高压低渗油藏衰竭开发后存在气液两相流, 开展 CO₂ 混相驱渗流特征复杂, 需要进行深入研究。模拟深层高压低渗油藏环境, 应用细管、长岩心实验开展了 CO₂ 驱室内实验研究。研究表明, 该类油藏衰竭开发后, 地层呈现双相流, CO₂ 驱最小混相压力呈下降趋势, CO₂ 驱油效果大幅下降, 但注气恢复压力后开发可达到在原始地层条件下连续注 CO₂ 的驱油效果。研究成果有效指导了现场应用, 中原胡 96 块深层高压低渗油藏 CO₂ 驱先导试验取得良好效果, 为有效动用深层高压低渗油藏提供了技术支持。

关键词: 深层高压低渗油藏; CO₂ 混相驱; 最小混相压力; 中原油田

中图分类号: TE349

文献标识码: A

Laboratory experiments of CO₂ flooding in deep-buried high-pressure low-permeability reservoirs:

A case study of block Hu96 in Zhongyuan Oilfield

Guo Dianbin^{1,2}, Xu Huamin¹

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Research Institute of
Petroleum Exploration & Production, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457001, China)

Abstract: Gas and liquid flows coexist in deep-buried high-pressure low-permeability reservoirs after natural depletion. Further studies are demanded due to the complicated characteristics of CO₂ miscible flooding. The environment of deep-buried high-pressure low-permeability reservoir was simulated and the laboratory experiment of CO₂ flooding was carried out using slim tube and long core. It has been concluded that after natural depletion, gas and liquid flows coexist in formation. The minimum miscible pressure (MMP) and the effect of CO₂ flooding decline. But after restoring formation pressure, the effect of CO₂ flooding increases, and achieves the similar result to that by continuous CO₂ injecting under original formation pressure. The conclusion has been applied in CO₂ flooding pilot test of deep-buried high-pressure low-permeability reservoirs in block Hu96 in the Zhongyuan Oilfield, providing technical support for the development of deep-buried high-pressure low-permeability reservoirs.

Key words: deep-buried high-pressure low-permeability reservoir; CO₂ miscible flooding; minimum miscible pressure; Zhongyuan Oilfield

深层高压低渗油藏具有油藏埋藏深、储层物性差、压力高的特点, 依靠天然能量开发采收率低^[1]。CO₂ 注入能力强, 渗流阻力低, 可有效补充地层能量, 成为开发此类油藏的有效手段。近年来, 国外各类油藏通过 CO₂ 驱取得良好效果^[2-4], 低渗、特低渗油藏 CO₂ 驱项目持续增加, 目前已开展的 CO₂ 项目深度最深达到 3 700 m 左右, 驱替机理及配套技术研究也取得较大进展^[5-10]。但针对

油藏埋藏深, 带有异常高压特征的低渗油藏室内实验研究尚未见到报道。

如何高效地利用 CO₂ 驱将此类油藏动用起来, 成为亟待解决的问题。本文通过室内细管、长岩心 CO₂ 驱动态物理模拟实验, 对深层高压低渗油藏 CO₂ 驱混相机理及合理压力保持水平等进行了研究, 揭示高压低饱和油藏 CO₂ 驱油机理, 探索该类油藏注 CO₂ 驱的相关开发规律。

收稿日期: 2013-05-04; 修订日期: 2013-12-02。

作者简介: 国殿斌 (1975—), 男, 教授级高级工程师, 从事储层地质及油气田开发地质研究工作。E-mail: gdb@zydzy.com。

基金项目: 国家高技术研究发展计划 (863) 项目“二氧化碳提高石油采收率与封存关键技术研究” (2009AA063406) 资助。

1 油藏概况

中原胡状集油田胡 96 块为深层高压低渗高挥发油藏,油藏埋深 3 800~4 400 m,地层压力 75 MPa,压力系数 1.7,地层温度 148 ℃,孔隙度 15.3%,渗透率 $4.85\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,原油饱和压力 37.68 MPa,地面原油密度 0.804 g/cm^3 ,溶解气油比 $413.28\text{ m}^3/\text{m}^3$,地层水总矿化度 $34.32\times10^4\text{ mg/L}$ 。油田开发注水注不进,油藏能量低,油井初期产量高但递减快,目前均处于间开收油状态。

2 CO₂ 驱替实验

实验包括细管驱替实验和长岩心驱替实验,其中前者用于最小混相压力研究,后者用于不同开发方式模拟。

2.1 最小混相压力实验

采用长细管混相仪,主要由内径为 0.47 cm、长 12.5 m,装有 140~230 目有孔玻璃砂组成,孔隙体积 112 cm^3 、渗透率约为 $5\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 、孔隙度为 35%。实验步骤包括:①配制油样;②长细管饱和原油;③恒压注 CO₂ 驱替;④逐步提高压力,重复驱替过程,直到采收率和驱替压力曲线上出现拐点。保证最小混相压力测量的准确性,应当选取最少 4 个驱替压力样本。其中要求有 2 个压力点采出程度大于 90%,2 个压力点采出程度小于 90%;驱替过程尽可能保持恒速驱替;不同压力下的注入体积由校正后的泵直接计量,当注入体积为 1.2 PV 时,结束驱替过程。

2.2 长岩心驱替实验

实验装置由注入系统、岩心夹持器系统和采出系统组成,3 个系统为独立的板块结构。岩心夹持器长 2 m,系统最大工作压力为 80 MPa,最高工作温度为 180 ℃,控温精度为 $\pm0.5\text{ }\text{℃}$ 。所用岩心为取自胡 96 块的 40 块直径为 25.0 mm、长度为 29~60 mm 的岩心依照布拉法则进行排序拼接,总长度为 1 859.9 mm,渗透率为 $16.4\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。实验步骤包括:①油、气、水及岩心样品准备;②模型孔隙体积测定;③造束缚水;④原油样品饱和及老化;⑤溶剂驱替原油;⑥模型清洗。实验环境严格按照胡 96 块油藏环境设置,为确保所有实验的顺利进行,对所涉及的仪器设备用石油醚和无水乙醇进行了清洗。

2.3 地层流体的配制

地层流体采用胡 96 块井口取油与天然气复配而成,饱和压力为 37.94 MPa,在地层温度 148 ℃和地层

压力 59.07 MPa 条件下,地层原油单次脱气气油比为 $405.89\text{ m}^3/\text{m}^3$,地层原油体积系数为 $2.229\text{ m}^3/\text{m}^3$,溶解系数为 $10.606\text{ m}^3/\text{m}^3/\text{MPa}$ 。实验用水为地层水,矿化度为 340 200 mg/L,水型为 CaCl₂ 型,注入 CO₂ 纯度为 99.99%。

3 CO₂ 驱替实验结果及分析

3.1 最小混相压力变化

最小混相压力是影响 CO₂ 驱提高采收幅度的关键性因素之一。目前国内外最小混相压力计算和测量都是基于油藏原始油。胡 96 块在衰竭开发后,大量溶解气产出,原油组分性质发生较大变化,中间烃含量上升。本文应用长细管室内实验,研究不同衰竭压力下最小混相压力变化特征。

测量了 5 组原始油在不同驱替压力下的原油采收率。实验表明,随驱替压力的升高,CO₂ 驱采出程度随之提高。绘制压力与采收率关系曲线(图 1),采出程度曲线上存在明显的转折点,此转折点代表驱替机理发生质变。压力大于转折点时,为混相驱。胡 96 块原始油 CO₂ 驱最小混相压力约为 38.03 MPa,驱替压力在最小混相压力时,注入 1.2 PV CO₂ 采出程度为 90.17%。

高饱和油藏衰竭开发后,溶解气大量产出,剩余原油组分性质发生变化,势必将影响 CO₂ 与原油的混相特征。实验模拟压力衰竭至不同阶段,取得饱和压力分别为 37.94, 28.43, 20.16, 15.01, 10.05, 5.13 MPa 的原油,分别测量其最小混相压力。结果如图 2 所示,衰竭开发的油藏,注 CO₂ 最小混相压力随地层压力的降低而降低,最小混相压力与原油饱和压力之差越来越大。

3.2 衰竭开采模拟

应用长岩心模拟深层高压低渗油藏天然能量开发,随岩心压力下降,气油比呈现先下降后上升趋势

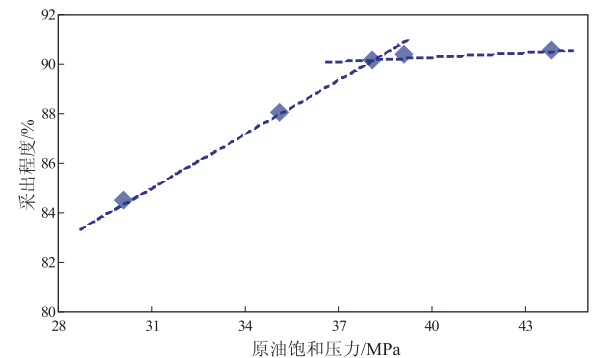


图 1 中原油田胡 96 块 CO₂ 驱最小混相压力变化曲线

Fig.1 Variation curves of MMP of CO₂ flooding in block Hu96, Zhongyuan Oilfield

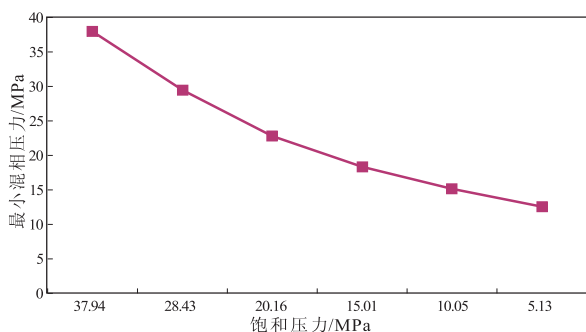


图 2 衰竭至不同开发阶段原油 CO₂ 驱最小混相压力变化曲线

Fig.2 Variation curves of MMP of CO₂ flooding under different saturation pressures

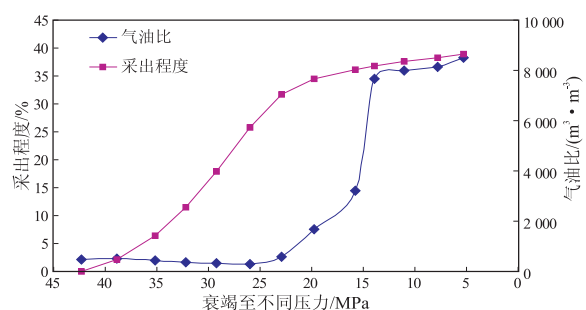


图 3 衰竭开发过程中气油比及采收率变化曲线

Fig.3 Variation curves of GOR and recovery rate during depletion development

势(图 3),压力由 42.3 MPa 衰竭至 26.0 MPa 时,气油比逐渐降低,游离气没有形成流动状态,此时原油采收率为 24.3%;压力由 26 MPa 下降至 13.9 MPa 时,一方面溶解气溢出造成地层流体膨胀,驱动地层原油流动,另一方面游离气也参与流动,并且天然气的流动系数大于地层原油,造成气油比大幅度升高,采收率为 34.5%。

3.3 地层压力对 CO₂ 驱油效率影响

目标油藏一直采用天然能量开发,地层压力下降较多。为此设计了衰竭至不同压力下的长岩心注 CO₂ 驱油实验,研究不同地层压力对 CO₂ 驱油效率的影响。实验结果如图 4 所示,随压力的降低,CO₂ 驱油效率变差,压力在 34.1 MPa(原始饱和压力的 90%)左右时,注气采收程度与原始条件下相当,若压力继续降低,采收率迅速下降。

3.4 注 CO₂ 恢复压力后注气驱替

目前胡 96 块地层压力已下降至 28.5 MPa 左右,根据地层压力对 CO₂ 驱油效率影响实验,直接应用 CO₂ 驱开发效果不好,因此考虑先注 CO₂ 恢复压力后,再进行 CO₂ 驱。实验结果如图 5 所示:注入相同倍数 CO₂ 情况下,注 CO₂ 恢复压力越高,驱油效率越好;目前压力下注 CO₂ 恢复至 34 MPa

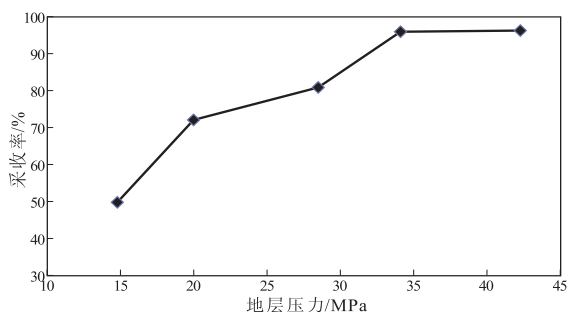


图 4 衰竭开发至不同压力下 CO₂ 驱采收率变化曲线

Fig.4 Variation curved of recovery rate under different formation pressures

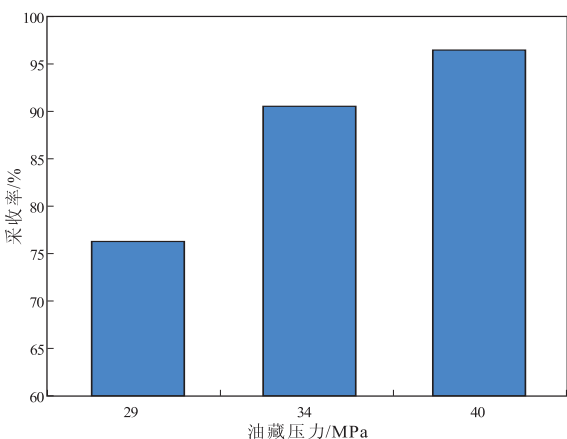


图 5 恢复至不同油藏压力下 CO₂ 驱采收率对比

Fig.5 Recovery rate contrast after restoring different formation pressures

以上,CO₂ 驱油效果与原始条件注 CO₂ 的效果差距不大。

4 应用实例

中原油田低渗透油藏储量比重大,其中依靠天然能量开发的储量多达 $5\,817 \times 10^4$ t,这部分储量深度在 3 200 ~ 4 300 m,渗透率大多小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,采出程度仅有 7.6%。因为深层低渗导致难动用,也影响了下一步勘探工作进展。其中,胡 96 块油藏储量 253×10^4 t,由于埋藏深、渗透率低,无法注水开发,地层能量得不到补充,产量低且多口井停产,仅采出原油 2.6×10^4 t,在中原油田深层特低渗油藏中具有代表性。

2010 年在胡 96 块胡 109 井组开展 CO₂ 驱先导试验。如图 6 所示,试验前,地层无能量补充,产油量递减快,日产油 0.4 t,油压 0.6 MPa。设计日注入 CO₂ 量为 30 t,截至 2013 年 8 月底,累计注 CO₂ 15 199.3 t,地层压力由 28.5 MPa 恢复到 48.5 MPa。见效后地层能量充足,日产油最高达 21.2 t,累计增油 3 780 t,增气 $210 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。目前油压稳定在 8 MPa,日产油 8.3 t。

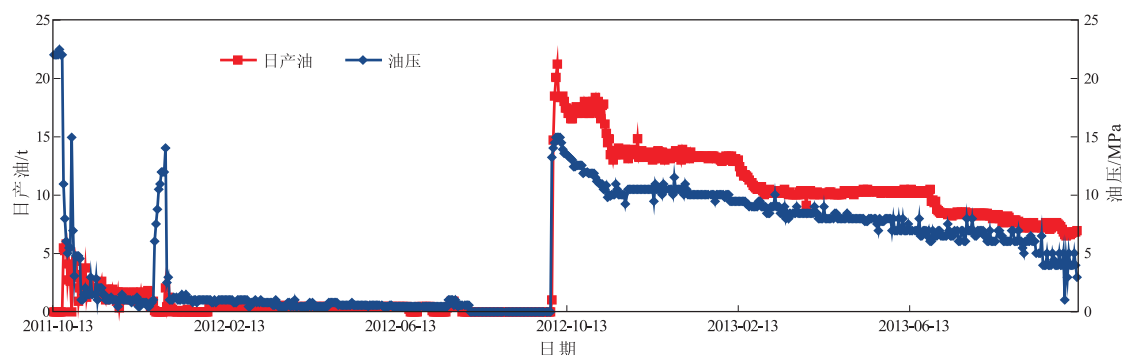


图 6 中原油田胡 96-3 井日产油及油压曲线

Fig.6 Daily oil production and oil pressure curve of well Hu96-3 in Zhongyuan Oilfield

应用本文研究成果,胡 96 块深层高压低渗油藏得到了高效动用。截至目前,已连续高产稳产 10 个月,预计可提高采收率 20% 以上,这在特低渗油藏、尤其是深层高压特低渗油藏中相当罕见。室内实验研究及现场实践为中原深层高压低渗油藏难动用储量有效开发指明了方向。

5 结论

(1) 高挥发油藏衰竭开发后,因气体大量产出,最小混相压力发生变化,对开发效果影响较大。

(2) 深层高压低渗高饱和油藏原始地层条件下注 CO₂ 混相驱可获得非常高的采收率;高于最小混相压力后注 CO₂ 驱油,注入压力的高低对驱油效果影响不大。

(3) 高挥发油藏压力衰竭到原始饱和压力之下后,气油比急剧上升,地层形成双相流动状态,CO₂ 驱油效果变差。

(4) 高压低渗高饱和油藏从 28.5 MPa 注 CO₂ 恢复压力至 40.0 MPa,之后再接着注 CO₂ 可以达到在原始地层条件下连续注 CO₂ 的驱油效果。

参考文献:

[1] 王瑞飞,吕新华,国殿斌,等. 深层高压低渗砂岩油藏储层微观孔喉特征:以东濮凹陷文东油田沙三段油藏为例[J]. 现代地质, 2012, 26(4): 762-768.
Wang Ruifei, Lü Xinhua, Guo Dianbin, et al. Characteristics of micro-pore throat in high pressure and low-permeability sandstone reservoir of deep section; taking the middle of the third member of Shahejie Formation in Wendong Oilfield, Dongpu Sag as an example [J]. Geoscience, 2012, 26(4): 762-768.

[2] 李中超,杜利,王进安,等. 水驱废弃油藏注二氧化碳驱室内试验研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(4): 131-136.
Li Zhongchao, Du Li, Wang Jin'an. Laboratory experiment of CO₂ injection in the water-flooded and abandoned reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(4): 131-136.

[3] 国殿斌,房倩,聂法健. 水驱废弃油藏 CO₂ 驱提高采收率技术

研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(2): 187-190.
Guo Dianbin, Fang Qian, Nie Fajian. Study on EOR of injection CO₂ for waterflooding abandoned reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(2): 187-190.

[4] 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.

[5] 章星,杨胜来,文博,等. 低渗油藏 CO₂ 混相驱启动压力梯度实验研究[J]. 石油实验地质, 2013, 35(5): 583-586.
Zhang Xing, Yang Shenglai, Wen Bo, et al. Experimental study on threshold pressure gradient of CO₂ miscible flooding in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 583-586.

[6] 汤勇,杜志敏,孙磊,等. CO₂ 在地层水中溶解对驱油过程的影响[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 311-314.
Tang Yong, Du Zhimin, Sun Lei, et al. Influence of CO₂ dissolving in formation water on CO₂ flooding process [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 311-314.

[7] 鞠斌山,秦积舜,李治平,等. 二氧化碳—原油体系最小混相压力预测模型[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 274-277.
Ju Binshan, Qin Jishun, Li Zhiping, et al. A prediction model for the minimum miscibility pressure of the CO₂-crude oil system [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 274-277.

[8] 刘玉章,陈兴隆. 低渗油藏 CO₂ 驱油混相条件的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 466-470.
Liu Yuzhang, Chen Xinglong. Miscible conditions of CO₂ flooding Technology used in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 466-470.

[9] 黄磊,沈平平,贾英,等. CO₂ 注入过程中沥青质沉淀预测[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 349-353.
Huang Lei, Shen Pingping, Jia Ying, et al. Prediction of asphaltene precipitation during CO₂ injection [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 349-353.

[10] 李东霞,苏玉亮,高海涛,等. CO₂ 非混相驱油过程中流体参数修正及影响因素[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2010, 34(5): 104-108.
Li Dongxia, Su Yuliang, Gao Haitao, et al. Fluid parameter modification and affecting factors during immiscible drive with CO₂ [J]. Journal of China University of Petroleum, 2010, 34(5): 104-108.