

长岩心注 CO₂ 气水交替驱试验模拟研究

吕 蓓¹ 马 庆² 程宏杰³

1. 新疆油田公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000;
2. 克拉玛依职业技术学院, 新疆 克拉玛依 834000;
3. 新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000;

摘 要: 为了进一步提升水驱油藏生产潜力, G 94416 井区开展了室内岩心注气(CO₂)驱替试验研究。长岩心注气(CO₂)驱替试验相对于短岩心注气(CO₂)驱替试验能更准确反映渗流参数, 所以室内试验进行了长岩心注水驱替和注气(CO₂)水交替驱替方式下驱油效率的对比。试验验证了注入 CO₂ 气体可降低原油界面张力, 增强原油流动性并有效补充地层能量。而长岩心驱替试验数值模拟研究的主要目的是根据实验数据, 对相对渗透率曲线、毛管压力曲线等数据进行修正, 为油藏数值模拟研究提供符合实际的基本渗流特征参数。在完成 G 94416 井油藏流体相态拟合之后, 利用多组分模型软件对长岩心气水交替驱替实验数据进行了数值模拟研究, 取得了良好的拟合效果。

关键词: CO₂; 长岩心; 短岩心; 数值模拟; 气水交替; 注气提高采收率

DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2015.02.015

0 前言

注气驱油技术目前得到广泛发展^[1-3], 从最早的注天然气驱油逐渐发展到了二氧化碳驱、氮气驱、烟道气驱气体驱替技术^[4-6]。二氧化碳驱技术就是将二氧化碳注入地层, 减少向大气排放的同时提高油田产量, 其驱油机理主要是降低原油黏度、膨胀原油、降低界面张力、乳化及降压开采^[7-9]。目前二氧化碳驱技术的注入方式分为段塞注入、连续注入和气水交替注入^[6]。

1 岩心驱替实验的分类

岩心驱替实验按照目标岩心的长度可分为短岩心驱替实验和长岩心驱替实验。

短岩心驱替实验一般采用直径 25 mm, 长度 30~70 mm 的单个岩心进行。在注气驱替实验中, 由于单个岩心孔隙体积仅为 1~2.5 cm³ 且长度较短, 所以短岩心驱替实验只能模拟近井地带的油气渗流变化规律; 岩心注气驱油实验中气的有效作用距离较大, 一般可以超过 50~80 cm, 实验表明, 短岩心注气驱替实验测试所得数据很难为后

期的数值模拟优化方案提供精确的基础参数。

长岩心注气驱替实验多年来一直被用作衡量评价注气驱油效果的方法^[10], 长岩心注气驱替实验一般选取多块直径为 25 mm、长度为 30~70 mm 左右的天然岩心柱拼接成长为 1 m 左右的长岩心, 其长度能够满足注气驱替实验中气的有效作用距离, 实验所测数据较短岩心实验更能准确反映实际油藏情况。

2 长岩心注 CO₂ 气水交替驱替实验

2.1 岩心准备和排序

G 94416 井区长岩心驱替实验采用加拿大 Hycal 公司的长岩心驱替装置完成。实验测试系统主要由注入泵系统、长岩心夹持器、回压调节器、压差表、控温系统、气量计和气相色谱仪组成。

对于长岩心注气驱替, 需要采用 1 m 左右的天然岩心作驱替实验, 但从取心技术来讲不可行, 常用方法是将常规短岩心按一定的排列方式拼接, 每块短岩心之间用滤纸连接消除末端效应, 每块岩心的排列顺序按式

收稿日期: 2014-10-22

基金项目: 国家重大专项“油田开采后期提高采收率技术”资助项目(2011 ZX 05009-006)

作者简介: 吕 蓓(1988-), 女, 河北石家庄人, 助理工程师, 硕士, 主要从事油藏工程方面的研究。

(1) 计算出的调和 $\bar{K}$ 值进行排列。具体方法: 由式(1)计算出 n 块岩心的调和平均值 $\bar{K}$, 与这 n 块岩心的渗透率进行比较, 取出渗透率与 $\bar{K}$ 最接近的那块岩心放在实验装置出口端第一位; 然后将剩余的 $n-1$ 块岩心的调和平均值 $\bar{K}$ 重新计算, 取出渗透率与 $\bar{K}$ 最接近的岩心放在实验装置出口端第二位, 以此类推, 便可得出长岩心的排序。

$$\frac{L}{\bar{K}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} + \cdots + \frac{L_i}{K_i} + \cdots + \frac{L_n}{K_n} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i} \quad (1)$$

式中: L 为岩心总长度, cm; $\bar{K}$ 为岩心的调和平均渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; L_i 为第 i 块岩心的长度, cm; K_i 为第 i 块岩心的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

本次实验岩心为天然岩心, 经打磨、清洗、烘干后对该组岩心的基本物性参数进行测试, 见表 1。其岩心的平均渗透率为 $148.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度为 6.95%, 岩心总长度为 93.94 cm; 驱替油样由现场取回的 G 94416 井的地面分离器油气样复配得到; 地层水采用现场的地层水样品, 并用滤膜过滤 3 次去除杂质以防止对岩心造成堵塞; 注入气为工业纯度 (99.9%) CO_2 。

表 1 长岩心驱替实验岩心排序结果

岩心编号	岩心长度 / cm	孔隙体积 / cm^3	孔隙度 / (%)	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$
28	5.21	2.14	8.38	214.78
35	5.34	2.00	7.62	132.65
04	4.58	1.25	5.56	142.10
22	5.66	1.82	6.55	65.66
16	5.58	1.52	5.54	72.10
45	5.45	2.04	7.63	174.56
38	3.62	1.17	6.56	201.45
39	5.64	2.33	8.42	285.68
34	5.47	2.06	7.68	187.66
29	4.63	1.23	5.42	35.50
33	5.33	1.77	6.75	147.33
17	5.44	1.49	5.58	155.68
11	5.76	1.85	6.56	89.95
40	4.88	2.02	8.43	231.64
23	4.65	1.29	5.65	242.72
39	5.32	2.32	8.87	164.56
12	5.82	2.10	7.35	87.63
22	5.56	1.82	6.66	45.65

2.2 长岩心注 CO_2 气水交替驱实验设计

在长岩心实验装置中以 8 MPa 压力条件分别注入 0.1 倍岩心孔隙体积的 CO_2 、水、 CO_2 、水、 CO_2 段塞后注水驱

替。其孔隙体积为 32.22 cm^3 , 饱和烃体积为 21.25 cm^3 , 束缚水体积为 10.95 cm^3 , 实验温度为 $26 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

具体实验程序: 1) 清洗岩心; 2) 用 N_2 吹干, 抽真空; 3) 饱和现场地层水; 4) 用死油驱替, 建立地层压力条件下束缚水饱和度; 5) 用活油驱替死油, 建立地层油饱和度; 6) 在 8 MPa 压力条件下注水驱替直至不出油; 7) 重新建立地层油饱和度, 在 8 MPa 压力条件下注气驱直至不出油; 8) 重新建立地层油饱和度, 在 8 MPa 压力条件下注 3.22 mL 段塞 CO_2 +3.22 mL 段塞水+3.22 mL 段塞 CO_2 +3.22 mL 段塞水+注 3.22 mL 段塞 CO_2 +水驱直至不出油。

长岩心气 (注 CO_2) 水交替驱替实验测试数据见表 2。

表 2 气水交替驱替实验数据

实验过程	压力 / MPa	注入量 / PV*	气油比	含水率 / (%)	采出率 / (%)
注 CO_2 段塞	8	0.1	30.2	0	4.209
注水段塞	8	0.2	30.2	0	17.596
注 CO_2 段塞	8	0.3	33.0	0	22.759
注水段塞	8	0.4	34.3	0	36.794
注 CO_2 段塞	8	0.5	120.3	0	40.887
注水驱替	8	0.6	101.3	0	46.259
		0.7	99.7	2.63	48.515
		0.8	97.0	9.67	50.404
		0.9	61.6	44.25	51.379
		1.0	30.2	65.25	52.331
		1.1	30.2	95.22	53.967
		1.2	30.2	100	54.236
		1.3	30.2	100	54.236
		1.4	30.2	100	54.236
		1.5	30.2	100	54.236

注: * 为注入岩心的流体体积占岩心总孔隙体积的倍数。

3 驱替实验数值模拟拟合

3.1 地层原油 PVT 相态试验拟合

在长岩心驱替试验数值模拟中, 流体的临界特征参数取自对实验数据的相态模拟研究结果。所以首先针对 G 94416 油气样在地层流体相态模拟的基础上建立组分油藏数值模拟模型, 模拟注 CO_2 驱开发效果。按组分性质相近的原则, 把原油井流体归并为 6 个拟组分, 即 CO_2 、 N_2+C_1 、 $\text{C}_2\sim\text{C}_4$ 、 $\text{C}_5\sim\text{C}_6$ 、 $\text{C}_7\sim\text{C}_{10}$ 、 C_{11+} 。选用加拿大 CMG 公司的相态模拟软件对 G 94416 井原油高压 PVT 实验数据进行拟合计算。单次闪蒸试验拟合数据见表 3, 从表 3 中可以看出流体相态拟合程度良好。

表 3 G 94416 井单次闪蒸试验拟合数据

参数	实验	拟合	误差/(%)
饱和压力/MPa	6.00	6.03	0.50
单次闪蒸气油比	31.40	30.65	-2.38
体积系数	1.186	1.191	0.41
地面脱气油密度/(g·cm ⁻³)	0.867	0.872	0.57
地层油黏度/(mPa·s)	44.01	45.20	2.73

3.2 长岩心试验模型的建立

根据长岩心的几何尺寸,将表 1 中所列的每块岩心看成 1 个数值模拟网格节点,这样在长岩心气水交替试验数值模拟中,长岩心模型的网格节点数为 18。网络节点的孔隙度和渗透率从表 1 中对应选取,具体模型见图 1~3。

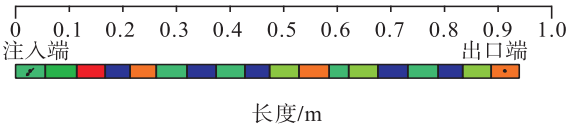


图 1 长岩心驱替模型长度示意图

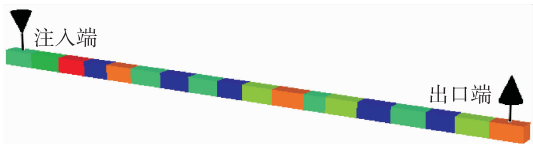


图 2 长岩心驱替模型孔隙度分布图



图 3 长岩心驱替模型渗透率分布图

3.3 长岩心驱替试验数值模拟

长岩心模型模拟注水开采与注气水交替开采。岩心室内试验得到的相对渗透率变化规律表征了某种孔隙

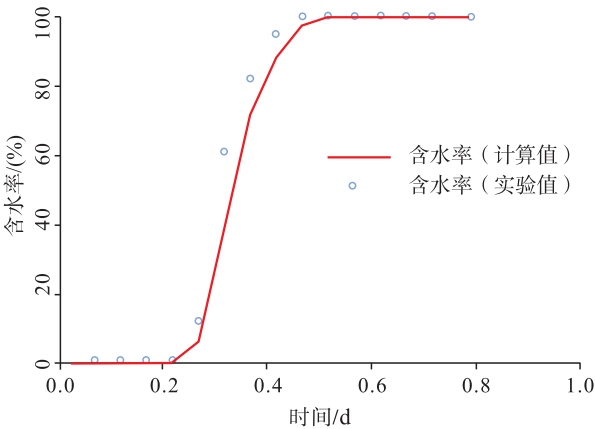


图 4 长岩心水驱试验含水率拟合结果图

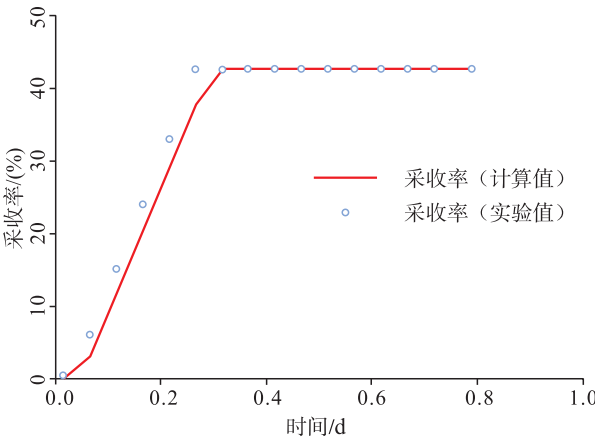


图 5 长岩心水驱试验采收率拟合结果图

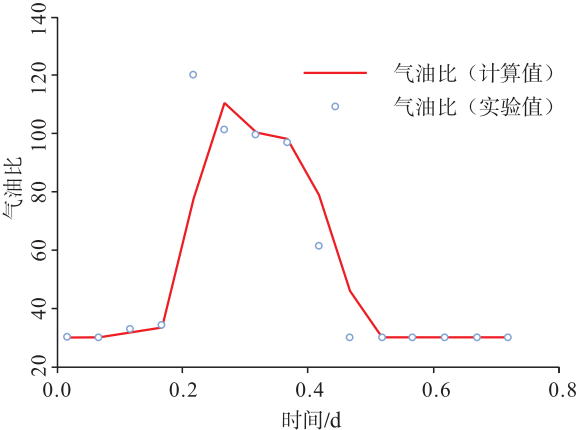


图 6 长岩心气水交替驱试验气油比拟合结果图

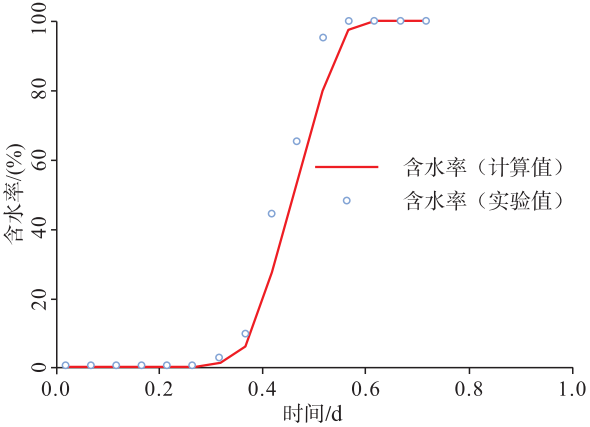


图 7 长岩心气水交替驱试验含水率拟合结果图

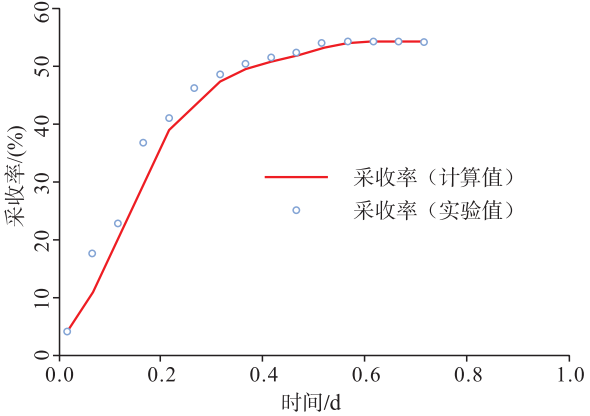


图 8 长岩心气水交替驱试验采收率拟合结果图

结构下的渗流规律,而长岩心模拟试验结果可以遵照渗流规律为基础数据参数优选提供依据,通过长岩心模拟试验的拟合能够修正油水、油气相渗曲线。G 94416 井区的长岩心注水驱替与注气水交替驱替试验数值模拟拟合见图 4~8,结果表明室内长岩心试验模拟值和测试值较吻合。

4 结论

1)岩心长度和实验方法的差异会导致结果数据的差别,短岩心注气驱油模拟试验确定的地层渗流基础参数不适合实际油藏情况,因为短岩心注气驱油模拟试验只能模拟 30~70 mm 的岩心,与实际注气地层的距离差异较大,而长岩心驱替模拟试验则能较好地反映实际地层的渗流基础参数。

2)完成 G 94416 油藏流体相态拟合之后,利用多组分模拟软件对长岩心气水交替驱替实验进行了数值模拟研究,取得了较好的拟合效果。

3)在先完成长岩心水驱实验的基础上进行气水交替驱替实验,气水交替驱相较于水驱提高采收率 11.60%,由于改变了流度比、降低了原油黏度而使气水交替驱采收率高于单纯水驱。

4)长岩心数值模拟研究所修正的相对渗透率曲线和毛管压力曲线等渗流特征数据,是全油藏数值模拟研究的重要基础资料。

参考文献:

- [1] Heidari P, Kordestany A, Sepahvand A. An Experimental Evaluation of Oil Recovery by Steam Alternative CO₂ Injection in Naturally Fractured Reservoirs[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects (IF 0.516), 2013, 35(16): 1498-1507.
- [2] Garcia M, Putra E, Hidayati D T, et al. Reducing CO₂ Bypassing and Optimizing CO₂ Flood Design in Heterogenous Formation[J]. E-journal of Reservoir Engineering, 2005, 1(1): 134-137.
- [3] 李仕伦, 侯大力, 孙 雷. 因地制宜发展中国注气提高石油采收率技术[J]. 天然气与石油, 2013, 31(1): 44-47.
Li Shilun, Hou Dali, Sun Lei. Developing Gas Injection According to Local Conditions in China to Improve Oil Recovery Technology [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(1): 44-47.
- [4] Chang Y B, Coats B K, Nolen J S. A Compositional Model for CO₂ Floods Including CO₂ Solubility in Water [C]. // Paper 35164 Presented at the 1996 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, March 27-29 1996, Midland, Texas, USA. New York: SPE, 1996.
- [5] 汤 勇, 孙 雷, 戚志林, 等. 反凝析油临界流动饱和度的长岩心实验测定方法[J]. 天然气工业, 2006, 26(7): 100-102.
Tang Yong, Sun Lei, Qi Zhilin, et al. Measurement on Critical Condensate Saturation Using Long Core Flooding Experiment [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(7): 100-102.
- [6] 吕 蓓, 马 庆, 陈文龙, 等. 凝析气田注气吞吐解除近井污染可行性研究[J]. 天然气与石油, 2013, 31(1): 60-62.
Lü Bei, Ma Qing, Chen Wenlong, et al. A Feasibility Research About Removing the Pollution Near-wellbore by Gas Injection of Gas Condensate Field [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(1): 60-62.
- [7] 李孟涛, 单文文, 刘先贵, 等. 超临界二氧化碳混相驱油机理实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 80-83.
Li Mengtao, Shan Wenwen, Liu Xiangui, et al. Laboratory Study on Miscible Oil Displacement Mechanism of Supercritical Carbon Dioxide [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 80-83.
- [8] 刘 伟, 李 实, 王思然, 等. 草舍油田 CO₂ 驱中沥青质沉淀分析及防治措施 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2010, 32(6): 93-97.
Liu Wei, Li Shi, Wang Siran, et al. The Asphaltine Precipitation and Controlling Measures During the Process of CO₂ Displacement in Caoshe Oilfield [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(6): 93-97.
- [9] 沈平平, 黄 磊. 二氧化碳-原油多相多组分渗流机理研究[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 247-251.
Shen Pingping, Huang Lei. Flow Mechanisms of Multi-phase Multi-component CO₂-Crude Oil System in Porous Media [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 247-251.
- [10] 郭永伟, 杨胜来, 李良川, 等. 长岩心注天然气驱油物理模拟实验[J]. 断块油气田, 2009, 16(6): 76-78.
Guo Yongwei, Yang Shenglai, Li Liangchuan, et al. Experiment on Physical Modeling of Displacement Oil with Natural Gas for Long Core [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(6): 76-78.