

应用CT扫描技术研究低渗透岩心水驱油机理

吕伟峰,冷振鹏,张祖波,马德胜,刘庆杰,吴康云,李 彤
(提高石油采收率国家重点实验室 中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:通过CT扫描技术在线获得不同时刻岩心内流体饱和度的沿程分布信息,探索了低渗透岩心水驱油机理,并讨论了驱替速度(毛管数)、束缚水存在状况和非均质性对微观孔隙介质中流体渗流分布特征及微观驱油机理的影响。实验结果表明,当驱替速度较高时,含水饱和度增量沿程分布呈现对流式的直进形态,此时微观驱油机理以活塞式推进为主;当驱替速度较低时,毛管压力开始起作用,使含水饱和度增量沿程分布范围拓宽,在很小的注入孔隙体积倍数下出口端即会见水,此时微观驱油机理以卡断或爬行为主。另外,与无束缚水时相比,束缚水的存在使得含水饱和度增量沿程分布推进前缘变得更加平缓,这是因为预先存在于小孔隙中的水很容易被注入水补充聚集,在含水饱和度增量沿程分布推进前缘到达前有充足的时间形成稳定的隔断阻塞孔喉,因此束缚水的存在促进了卡断现象的发生。在强非均质性岩心中,含水饱和度增量沿程分布前缘的推进更加分散、均匀,这是因为孔隙介质的微观非均质性使得驱替产生的毛管阻力具有较大差异,使得指进和绕流成为主要的微观驱油机理。

关键词:低渗透岩心 饱和度沿程分布 非均质性 微观驱油机理 毛管数

中图分类号:TE311

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2013)02-0087-04

低渗透和特低渗透油藏的开发一直是一个世界性的难题,这主要是因为低渗透油藏与中高渗透油藏的渗流规律明显不同。一般来说,低渗透储层具有孔喉细小、比表面积大和渗透率低等特点,因此,该类储层的渗流阻力大,固、液界面之间的相互作用强,非达西渗流显著,并且应力敏感性较强。为此,系统地研究低渗透和特低渗透油藏的孔隙结构特征与渗流机理,对提高这2类油藏的开采水平和经济效益意义重大^[1-5]。

近些年来,已有大量关于低渗透岩心水驱油微观驱替机理和流动特征的研究^[6]。与中高渗透岩心不同,低渗透岩心水驱油过程存在更为复杂的微观驱替机理,主要包括活塞式驱替、海恩斯跳跃、爬行机理、卡断机理、小孔包围大孔机理、指进机理和绕流粘附部分膜流动及汇聚机理等^[7-12]。这些微观驱替机理及其流动特征主要受孔隙形状和各种物理化学参数(岩心的非均质性、润湿性,流体的粘度比、界面张力、注入速度等)的影响。另外,多孔介质中是否含有束缚水也对微观驱替机理有很大影响。在岩心驱替实验中,宏观描述难以反映真实的驱油机理,而以孔隙结构为基础进行微观研究,通过分析流体在岩心中的渗流特征和残余油分布,往往能够揭示驱油机理。也就是说,低渗透岩心水驱

油过程中微观驱油机理的差别可以反映在不同时刻流体饱和度的沿程分布信息中。

通过CT扫描技术可以得到岩心内部流体饱和度的沿程分布信息。该技术在国外发展很快,已作为岩心分析的常规测试技术广泛应用于岩心描述、岩心的非均质性测定、岩心样品处理、裂缝定量分析、在线饱和度测量及流动实验研究等方面^[13-15]。通过对岩石物性进行定量分析和图像分析,可直观表征岩石的孔隙结构、非均质性和残余油分布;对驱替过程进行可视化研究,能够深入了解采油机理、监测流体分散与窜流特性、认识聚合物驱对提高波及效率影响和揭示地层伤害机理等,但中国在这方面的研究很少。为此,笔者应用CT扫描技术,探索了低渗透岩心的驱油机理,通过在线获得油水饱和度沿程分布信息,分析了驱替速度、束缚水存在状况和非均质性等对微观孔隙介质中流体渗流分布特征及微观驱油机理的影响。

1 实验器材与方法

1.1 实验装置及条件

扫描系统为LIGHTSPEED 8层螺旋CT扫描仪,管电压为100 kV,管电流为100 mA,扫描层厚度为

收稿日期:2013-01-04。

作者简介:吕伟峰,男,工程师,硕士,从事油层物理与渗流力学研究。联系电话:(010)83597603,E-mail:lweifeng@petrochina.com.cn。
基金项目:中国石油天然气集团公司科研项目“复杂油气藏开发实验新方法”(2011A-1003)。

2.5 mm,扫描层间隔为10 mm,探测器排数为4排,扫描时间频率为0.5 s/3 600 s,图像重建时间为0.167 s(512×512矩阵)。CT扫描数据通过中国石油勘探开发研究院采收率所自主研发的图像处理软件进行结果重建及数据计算。岩心夹持器的外壳采用PEEK材料。这种材料对X射线的吸收相对较弱,使X射线能顺利地穿透岩心样品,从而减小由于射线硬化效应引起的测量误差。流体注入系统为2台Quizix SP-5000高压计量泵,其最大注入压力可达68.97 MPa,最大流速为15 mL/min。

根据扫描得到的CT值,可以进行岩心孔隙度、岩心内含油饱和度和含水饱和度的计算,其计算式分别为

$$\phi = \frac{CTN_1 - CTN_2}{CTN_w - CTN_a} \times 100\% \quad (1)$$

$$S_o = \frac{CTN_2 - CTN_3}{CTN_w - CTN_o} \times \frac{CTN_w - CTN_a}{CTN_1 - CTN_2} \times 100\% \quad (2)$$

$$S_w = (1 - \frac{CTN_2 - CTN_3}{CTN_w - CTN_o} \times \frac{CTN_w - CTN_a}{CTN_1 - CTN_2}) \times 100\% \quad (3)$$

式中: ϕ 为孔隙度,%; CTN_1 为完全饱和水后岩心的CT值; CTN_2 为干岩心CT值; CTN_w 为水相CT值; CTN_a 为空气CT值; S_o 为含油饱和度,%; CTN_3 为驱替过程中某一时刻的岩心CT值; CTN_o 为油相CT值; S_w 为含水饱和度,%。

1.2 实验岩心与流体

实验岩心为取自长庆油田延长组的2块强水湿且无速敏的露头砂岩样品,其基本物性参数见表1。从空气渗透率来看,2块岩心均为低渗透岩心。实验用油为正癸烷,实验用水为质量分数为5%的NaI水溶液,其中NaI可增大水相的CT值,进而提高在CT扫描过程中分辨油水的效果。

编号	长度/cm	直径/cm	孔隙体积/mL	孔隙度/%	空气渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
CQ-1	7.98	2.54	4.85	12.0	0.85
CQ-2	7.85	2.54	4.25	10.7	0.73

1.3 实验步骤

实验共分为6个步骤:①对2块干岩心样品进行CT扫描,根据CT值的径向和轴向分布确定其均质程度;②用质量分数为5%的NaI水溶液充分饱和2块岩心样品4 d,对饱和后的样品进行CT扫描,根据式(1)计算孔隙度的轴向分布和平均孔隙度;③采用梯度加压法,将饱和好的岩心样品用正癸烷驱替至束缚水状态,对束缚水状态下的岩心样品进行

CT扫描,根据式(3)确定岩心样品的束缚水分布状态和平均束缚水饱和度;④对均质性较好的岩心样品进行驱替速度影响因素分析,设定驱替速度分别为0.005,0.05和0.15 mL/min,对指定岩心样品进行水驱油实验,每组实验在一定的时间间隔内对岩心样品进行CT扫描,以获取油水饱和度的沿程分布信息,驱替至出口端含水率达98%以上;⑤对均质性较好的岩心样品进行束缚水状况影响因素分析,将均质性较好的岩心样品重新洗油、洗盐并烘干,初始完全饱和正癸烷,再以0.15 mL/min的驱替速度进行水驱油实验,在一定的时间间隔内对岩心样品进行CT扫描,以获取油水饱和度的沿程分布信息,驱替至出口端含水率达98%以上;⑥以0.15 mL/min的驱替速度对束缚水状态下的均质性较差的岩心样品进行水驱油实验,在一定的时间间隔内对岩心样品进行CT扫描,以获取油水饱和度的沿程分布信息,驱替至出口端含水率达98%以上。

2 实验结果与分析

2.1 岩心孔隙度分布及非均质性的确定

由2块干岩心样品的CT扫描结果可以看出,岩心样品CQ-1中的每个断层面的CT值变化较大,而CQ-2的变化相对较小。对比岩心样品CQ-1和CQ-2的轴向平均CT值分布发现,岩心样品CQ-1的平均CT值沿轴向变化很大,而CQ-2的变化较小,与CT扫描图中的结果一致。总体来说,CQ-1的非均质性较强,而CQ-2的非均质性较弱。

由计算得到的孔隙度轴向分布可见,岩心样品CQ-1的孔隙度沿轴向变化很大,而CQ-2的变化较小。这同样也证明了CQ-1的非均质性较强,而CQ-2的非均质性较弱。通过CT扫描得到岩心的孔隙度平均值与常规方法测定值一致,说明此方法适用于岩心孔隙度的测定。

2.2 不同驱替速度下水驱油的含水饱和度增量沿程分布特征及驱油机理

分析含水饱和度轴向分布可知,岩心样品CQ-2的束缚水饱和度分布比较均匀;但在出口端附近的束缚水饱和度较高,这是由于末端效应的影响。平均束缚水饱和度为28.5%,这与油水计量法得到的结果一致,说明通过CT扫描确定油水饱和度的方法是可行的。

由3种驱替速度下含水饱和度增量沿程分布曲线(图1)可见,在不同的驱替速度下,含水饱和度增

量的沿程分布曲线明显不同。总体来说,当驱替速度较低时,含水饱和度增量沿程分布比较平缓,其中驱替速度为0.005 mL/min时,含水饱和度增量的沿程分布基本是均匀的(图1a),在很小的注入孔隙体积倍数下出口端即会见水;而随着驱替速度的增大,不同时刻的含水饱和度增量沿程分布形态差别较大(图1b,图1c),当驱替速度为0.15 mL/min时,含水饱和度增量的沿程分布基本呈现前沿推进方式(图1c)。

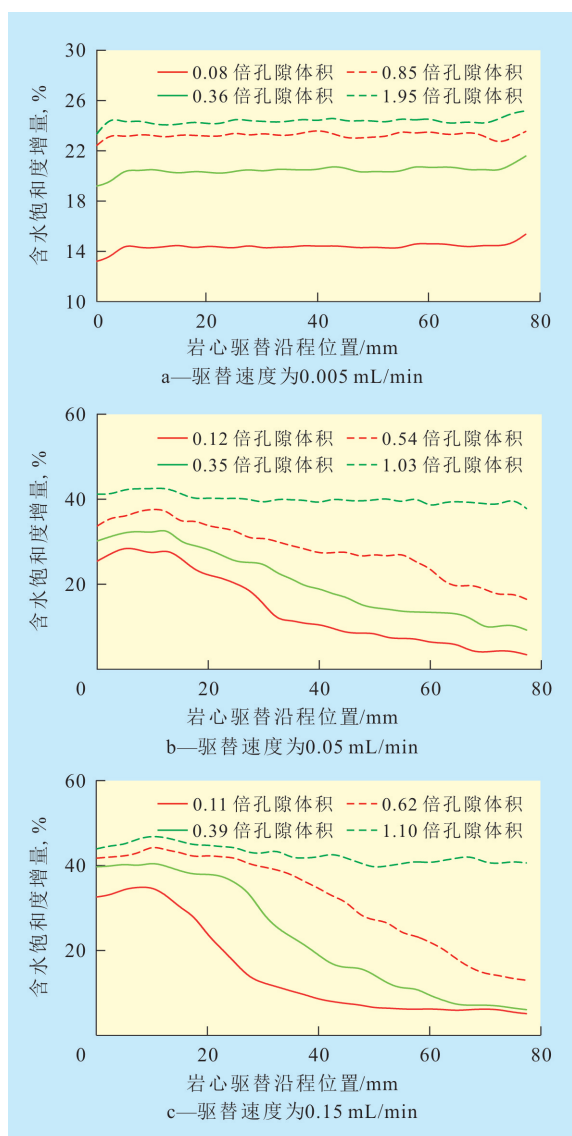


图1 不同驱替速度下岩心样品CQ-2含水饱和度增量沿程分布

从微观角度分析,当驱替速度较大(毛管数较高)时,活塞式推进为主要的驱替方式,含水饱和度增量的沿程分布呈现对流式的直进形态;而在驱替速度(毛管数)较低时,卡断或爬行成为主要的微观驱油机理,毛管压力的作用使含水饱和度增量的沿程分布范围拓宽。

分析岩心样品CQ-2不同驱替速度下不同时刻的含水饱和度增量沿程分布实验结果可知:当驱替速度为0.005 mL/min(毛管数为 4.1×10^{-8})时,卡断后被圈闭的油量较多,造成残余油饱和度较高,约为46.8%;而当驱替速度为0.05和0.15 mL/min(毛管数分别为 4.1×10^{-7} 和 1.2×10^{-6})时,残余油饱和度分别为31.6%和30.7%,二者差异不大,均降低了15%左右。这表明,当毛管数大于 10^{-8} 时,油的卡断作用会得到有效抑制。Lenormand等^[9]的二维微观模拟实验和Martin等^[8,16]的孔隙网络模拟结果均表明,当毛管数小于 10^{-8} 时,油的卡断机理占主导作用。Mogensen等^[16]利用动态网络模型模拟的结果是:卡断效应减弱时,残余油饱和度会降低10%~15%。实验结果与2个数值模拟结果均相吻合。

2.3 束缚水状况对微观驱油机理的影响

对比图2和图1c发现,在驱替速度均为0.15 mL/min的条件下,含水饱和度增量沿程分布差别很大。当无束缚水存在时,含水饱和度增量的沿程分布曲线更加陡峭,呈现出对流式的直进形态,而水驱后残余油饱和度更低(24.5%)。当存在束缚水时,一方面,位于油流动前方的束缚水将阻碍油的流动,降低了油相的相对渗透率;另一方面,预先存在于小孔隙中的水很容易被注入水补充聚集,并且在含水饱和度增量推进前缘到达前有充足的时间形成稳定的隔断阻塞孔喉,因此,束缚水的存在促进了卡断的发生,提高了残余油饱和度,并使含水饱和度增量推进前缘变得更加平缓。

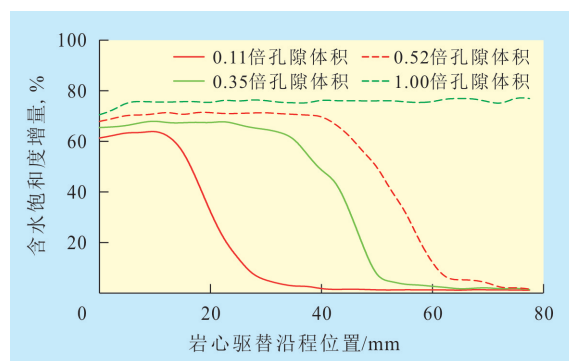


图2 无束缚水状态下岩心样品CQ-2含水饱和度增量沿程分布

2.4 非均质性对水驱油机理的影响

非均质性较强的岩心样品CQ-1内束缚水饱和度分布极不均匀,末端效应使出口端附近束缚水饱和度较高,而平均束缚水饱和度为37.2%,高于非均质性较弱的岩心样品CQ-2。

岩心样品CQ-1在0.15 mL/min的驱替速度下

含水饱和度增量沿程分布曲线(图3)与相同驱替速度下岩心样品CQ-2的含水饱和度增量沿程分布曲线(图1c)也有很大差别。总体来说,在驱替速度相同的条件下,非均质性强的岩心样品比非均质性弱的岩心样品的含水饱和度增量沿程分布更加平缓,含水饱和度增量沿程分布前缘的推进也更加分散、均匀。这是因为孔隙介质的微观非均质性使得驱替产生的毛管阻力差异较大,而对低渗透岩心其孔道微细,渗流阻力大,非均质性的影响更加显著,此时指进和绕流为主要的微观驱油机理,且水驱后残余油饱和度也较高(43.1%)。

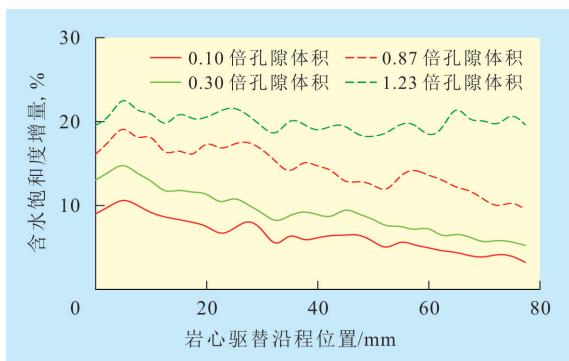


图3 岩心样品CQ-1含水饱和度增量沿程分布

3 结论

通过CT扫描技术在线获得不同时刻岩心内流体饱和度的沿程分布信息,探索了低渗透岩心中的水驱油机理,并讨论了驱替速度(毛管数)、束缚水状况和非均质性对微观孔隙介质中流体渗流分布特征及微观驱油机理的影响。

结果表明:①基于CT扫描的在线流体饱和度测试方法测得的平均含水饱和度与油水计量法得到的结果一致,说明通过CT扫描确定油水饱和度的方法可行。②当驱替速度较高时,活塞式的推进为主要的驱替方式,表现在含水饱和度增量的沿程分布呈现对流式的直进形态,而驱替速度较低时,卡断或爬行为主要的微观驱油机理,毛管压力的作用将拓宽含水饱和度增量的沿程分布,当毛管数小于 10^{-8} 时,油的卡断机理起主导作用,此时残余油饱和度较高。③当毛管数大于 10^{-8} 时,油的卡断作用会得到有效抑制,残余油饱和度会降低15%左右。④束缚水的存在促进了卡断的发生,提高了残余油饱

和度,并使含水饱和度增量沿程分布推进的前端变得更加平缓。⑤孔隙介质的微观非均质性使得驱替产生的毛管阻力具有较大的差异,而对低渗透岩心其孔道微细,渗流阻力大,更加重了这种影响,此时指进和绕流为主要的微观驱油机理,水驱后残余油饱和度也较高。

参考文献:

- [1] 李道品.低渗透油田高效开发决策论[M].北京:石油工业出版社,2003:8-9.
- [2] 李东霞,苏玉亮,李成平.低渗透储层驱替特征[J].油气地质与采收率,2006,13(4):65-67.
- [3] 吴忠宝,甘俊奇,曾倩.低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(3):67-70.
- [4] 张贤松,谢晓庆,陈民锋.低渗透断块油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):94-96.
- [5] 杜朝锋,武平仓,邵创国,等.长庆油田特低渗透油藏二氧化碳驱提高采收率室内评价[J].油气地质与采收率,2010,17(4):63-64,76.
- [6] Morrow N R, Mason G. Recovery of oil by spontaneous imbibitions [J]. Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2001, 11(6): 321-337.
- [7] Lenormand R, Zarcone C. Role of roughness and edges during imbibitions in square capillaries [C]. SPE 13264, 1985.
- [8] Martin J Blunt, Harvey Scher. Physically-based network modeling of multiphase flow in intermedia-wet porous media [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998, 20(3/4): 117-125.
- [9] Lenormand R, Zarcone C. Physics of blob displacement in a two-dimensional porous media [J]. SPE Form Eval, 1988, 3(3): 271-275.
- [10] Roof J G. Snap-off of oil droplets in water-wet pores [J]. SPEJ, 1970, 10(1): 85-90.
- [11] Pickell J J, Swanson B F, Hickmann W B. Application of air-mercury and oil-air capillary pressure data in the study of pore structure and fluid distribution [J]. SPEJ, 1996, 1(6): 55-61.
- [12] Chen Jingden. Some mechanisms of immiscible fluid displacement in small networks [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 1986, 110(2): 488-503.
- [13] Wang S Y, Huang Y B, Pereira V, et al. Application of computed tomography to oil recovery from porous media [J]. Applied Optics, 1985, 24(23): 4 021-4 027.
- [14] Wellington S L, Vinegar H J. X-ray computerized tomography [J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(8): 885-898.
- [15] Withjack E M, Devier C, Michael G. The role of X-ray computed tomography in core analysis [C]. SPE 83467, 2003.
- [16] Mogensen, Kristian, Stenby, et al. A dynamic pore-scale model of imbibitions [C]. SPE 39658, 1998.