

<http://www.geojournals.cn/dzxb/ch/index.aspx>

X-CT 扫描成像技术在特低渗透储层微观孔隙结构及渗流机理研究中的应用

——以西峰油田庄19井区长8₂储层为例

孙卫¹⁾, 史成恩^{1,2)}, 赵惊蛰^{1,2)}, 赵蕾³⁾

1) 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 西北大学地质学系, 西安, 710069; 2) 长庆油田公司勘探开发研究院, 西安, 710021; 3) 新疆油田公司勘探开发研究院, 克拉玛依, 834000

内容提要:鄂尔多斯盆地上三叠统延长组河流-湖泊三角洲相砂岩储层物性受沉积-埋藏-成岩等因素控制。特低渗透储层具有其独特的微观孔隙结构和渗流机理。应用 X-CT 扫描成像实验技术进行砂岩岩心微观孔隙结构水驱油驱替实验, 通过 CT 扫描切片图像观察分析了注入水微观驱替渗流机理及不同注入压力下的水驱油效率变化分布规律(实验岩心的水驱油效率最高为62%, 最低为42%, 平均为51.6%), 定量评价了储层微观孔隙结构特征。实验表明低孔、低渗和储层微观双重孔隙结构是造成注入水启动压力、水驱油效率差异大的根本原因; 而较强的微观孔隙结构非均质性, 是造成注入水波及效率不高、水驱油效率较低的主要原因。

关键词: X-CT 成像; 特低渗储层; 微观孔隙结构; 渗流机理; 非均质性; 启动压力; 水驱油效率

1 X-CT 扫描实验技术与方法

X-CT 扫描成像技术可以通过岩石内部各成像单元的岩石密度差异以256个灰度等级可视化地将岩石内部的微观结构特征(如裂缝、孔隙、微裂缝、次生溶蚀孔及均质、非均质性等)真实地反映出来。并通过对岩心水驱油驱替实验过程的 CT 断层扫描, 清晰、动态地观察测定随驱替压力升高, 岩心中剩余油饱和度变化分布范围(Sun et al., 2004; Schembre et al., 2004; 刘池洋等, 2005)。然后计算出各个岩心截面孔隙度和不同压力下的含水饱和度值, 做出 CT 扫描三维图像切片以供观察分析研究。X-CT 岩心扫描切片水驱油实验技术与常规的驱替方法相比不但可清晰直观地定量了解储层微观孔隙结构的非均质变化程度, 而且可动态观察不同驱替压力下注入水在不同微观孔隙介质中的渗流分布特征。

1.1 X-CT 扫描实验技术

应用 X-CT 图像扫描实验技术对西峰油田庄19井区庄58-22井三叠系延长组长8₂油层的3块具有不同孔隙结构和孔、渗特征的岩心进行了微观孔隙结构和注入水驱替扫描实验研究。实验中先将岩心在

真空条件下饱和地层水, 由于研究区储层物性较差, 所以岩心完全饱和水需要3~5 d, 待岩心与饱和水达到化学平衡后, 开始油驱水至束缚水状态。然后, 岩心用油老化5 d, 使油、水、岩石三者界面达到平衡。岩心注水驱替实验均是从低压到高压, 以便观察和测定各个压力点下的剩余油饱和度值变化(Durlofsky et al., 1996; 朱玉双等, 2004)。

1.2 X-CT 扫描驱替实验方法

X-CT 驱替实验是将岩心水平固定在 CT 断层扫描仪的扫描腔中, 岩心夹持器水平位移由计算机控制, 精度为0.01mm, 纵向位移处于锁定状态。CT 扫描是沿着岩心的径向, 从注入端向出口端, 每次扫描11个点, 平均5.5mm 一个点。扫描截面厚度为5mm。由此, 11个扫描点几乎将岩心所有长度都包括在内。在两相驱替实验中, 使用癸烷(炭10)为油相, 8.0% KBr 水溶液为水相(沈平平等, 2004)。油水两相的 CT 值相差846, 气水两相的 CT 值相差近1565。实验表明, 两相 CT 值相差越大, 测得的孔隙度及含水饱和度越精确。

实验中先对3块岩心样品进行了孔隙度和渗透率测定(表1)。

注: 本文为国家重大基础研究发展规划“973”项目(编号 2003CB214600), 长江学者和创新团队发展计划(编号 IRT0559)资助的成果。

收稿日期: 2005-01-25; 改回日期: 2005-03-10; 责任编辑: 周健。

作者简介: 孙卫, 男, 1952年生。教授, 博士生导师。从事油气藏地质、油气田开发地质学和石油天然气开发研究。通讯地址: 710069, 西安市, 西北大学地质学系。

表 1 岩心孔隙度和渗透率

Table 1 Porosity and permeability

原岩心样品 编号	新编号	孔隙度 (%)	水相渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
3 ⁴⁰⁻⁴¹ / ₁₄₅ A	岩心-1	14.1	0.38
4 ⁴⁸ / ₁₁₈ A	岩心-2	9.1	0.09
3 ¹¹⁰ / ₁₄₅ A	岩心-3	13.5	0.24

2 X-CT 断层扫描技术的应用

CT 断层扫描技术是建立在 BEER'S 定理之上的,当一束 X-射线穿透一个物体时,部分 X-射线会被吸收或反射掉,但大部分能穿透物体。透过物体后的 X-射线的强度与该物体的密度有关,所以检测器检测到的 X-射线强度与物体的密度有一线性关系。

$$\frac{I}{I_0} = \exp^{-\mu h} \quad (1)$$

公式(1)中, I_0 是原始 X-射线强度, I 是透过物体的 X-射线强度, μ 是 X-射线的衰竭系数, h 是物体厚度。对于一些物质,衰竭系数是已知的。

当一系列的 X-射线检测器被安装在被检测物体的周围时,就可以获得来自不同角度的 X-射线强度。通过处理这一系列的 X-射线资料,即可得到由不同数目像素组成的 CT 图片(像素数:500000~5000000),图像质量取决于图像的制式。每一个像素的 CT 值可由公式(2)计算。

$$CT = 1000 \frac{(\mu - \mu_w)}{\mu_w} \quad (2)$$

式中 μ_w 是水的衰竭系数。 CT 值随物质的密度增加而增加。

3 实验结果及分析

3.1 岩心样品的密度及结构

首先对三个岩心样品做干岩心 X-CT 扫描,检验出岩石的密度和结构分布,图1显示的是三支岩心的 CT 图像。由图可见,岩心-2最致密,平均 CT 值为 1961;其次是岩心-3,平均 CT 值为 1821;岩心-1的平均 CT 值为 1819。此外,从图1还显示岩心-1和岩心-2的 CT 值较均匀而岩心-3的 CT 值变化较大(1700~1930),有致密夹层存在,用三块干岩心样品的密度 X-CT 扫描结果与标准 Berea 砂岩岩心样品相比,西峰油田长₈储层岩心的 CT 值要高出 30%。因此,应属于致密低孔、特低渗透砂岩储层(Hower, 1965; Mungan, 1974)。

3.2 岩心样品孔隙度及其分布特征

通过对饱和水后的岩心样品进行 X-CT 扫描

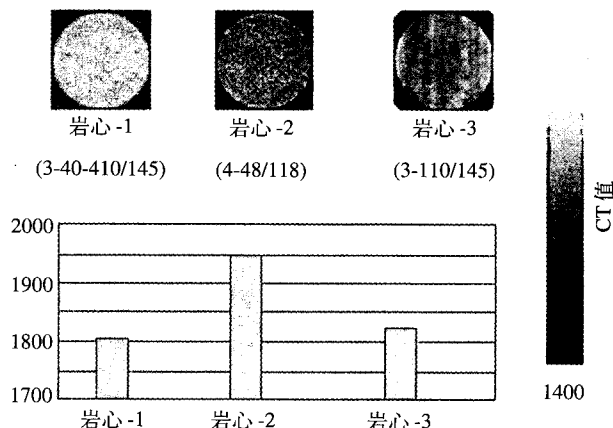


图 1 干岩样的 CT 断层扫描结果

Fig. 1 The CT scanning result of core sample

后,可以用公式(1)来计算各个岩心截面的孔隙度值。再用11个扫描截点测得的孔隙度计算整个岩心样品孔隙度。图版 I 分别显示出的是被测试岩心样品1~3的孔隙度 X-CT 三维和二维图像切片图。

从三个岩心样品孔隙度 X-CT 断层扫描统计结果可以看出,岩心-1的孔隙度值最大,为13.8%;岩心-3的孔隙度值次之,为13%;岩心-2的孔隙度值最小,为9.3%。从孔隙分布的均质性看,岩心-1和岩心-2的孔隙度值沿长度的分布较均匀,而岩心-3的孔隙度值沿长度的分布波动较大。从图版 I 中可看出是受微细夹层的影响,由于夹层与渗流方向成一夹角。因此可以预测,尽管岩心-3和岩心-1的孔隙度相似,但其渗透率会小于岩心-1。

3.3 驱替注入压力对含水饱和度分布的影响

实验中将饱和水后的岩样进行油驱水,至岩样处于束缚水状态,再进行恒压水驱油实验,最终使每个岩样都驱至残余油状态(王为民等,2001; Waite et al., 2004),图版 II-1~4是岩心-3在不同注入压力的含水饱和度三维及二维切片图,图版 II-5~7是不同注入压力的含水饱和度分布图。

3.3.1 岩心-1在不同注入压力下的含水饱和度分布特征

图版 II-5是岩心-1在注入驱替压力为 0.082 MPa 时,随注入压力的升高不同切面的含水饱和度值变化分布 X-CT 扫描图像。图中 X_b 是无因次长度($=X/L$)。

岩心-1的最低注入压力为 0.082 MPa,在此注入压力下,水驱油效率相当显著,含水饱和度增加了 29%,注入水推进也较均匀,当注入水突破岩样出口

端时含水饱和度已增加20%。但从X-CT扫描图像可以清晰地看出,从注入端到出口端,含水饱和度是在逐渐降低,这也反映出越靠近出口端随着驱替渗流阻力的增加,注入水的波及面积变小。当注入压力升至0.345 MPa时,虽然岩样的含水饱和度有所增加,但不显著,在靠近岩样出口端仍未被注入水完全波及。当注入压力继续升至0.517 MPa时,从对X-CT各个切面观察,含水饱和度均有所上升,说明压力的升高,使部分较小孔道中的油被驱出。除了最后两个切片中的油未被完全驱出外,注入水已波及大多数连通较好的孔道。当注入压力为0.689 MPa时,岩心-1的水驱效率达到最大值,含水饱和度升至76%。

从X-CT扫描图像和驱替过程含水饱和度值的变化分布可知,岩心-1的水驱油渗流特点为活塞式。

3.3.2 岩心-2在不同注入压力下的含水饱和度分布特征

岩心-2的注入性极差,注入压力小于0.689 MPa时,注入水仅推进到距注入端25%的地方就停止了;当注入压力升至1.03 MPa时,注入水才进一步驱替推进但离注入端70%的位置又停止了。从对岩心-2在同一驱替压力下沿样品长度方向上含水饱和度的分布来分析,尽管其注入性极差,即岩性致密,渗透性极低,但注入水驱替仍近似以活塞方式推进。

3.3.3 岩心-3在不同注入压力下的含水饱和度分布特征

岩心-3的最低注入压力与岩心-1相同为0.082 MPa,但驱油效率却非常差。从X-CT扫描图像(图版I)清晰表示出,注入水沿岩样中相对高渗透带(微裂缝)呈指状突进。在此注入压力下注入水在距注入端40%的位置就停止了。波及面积仅仅为10%±,显示出非均质孔隙分布对水驱油效率有严重的影响。当注入压力升至0.172 MPa时,波及系数有显著提高,注入水开始沿微裂缝形成通道从出口端突破,随着驱替压力的升高,注入水进入部分低渗孔隙中将油驱出进入就近的微裂缝。此时样心-3的平均含水饱和度达到最大值。但在各X-CT切面上的含水饱和度值分布仍有较大的差异,这种由孔隙结构非均质性引起的较低水驱油效率,在岩心-3不同注入压力下的含水饱和度三维和二维切面图(图版II-1~4)中表现的非常清楚。由此也可以说明低渗、特低渗透储层在相应的注入压力下仍可以取得相对较好驱油效率,而影响注水开发水驱油效率的

主要根源是储层孔隙结构的非均质性。也就是说,在低渗透、特低渗透储层注水开发过程中,不怕渗透率低就怕孔隙结构非均质性强。

3.4 水驱油注入压力对驱油效率影响

驱油效率是最大驱替压差下产油体积与原始含油体积之比(胡雪涛等,2000)。从西峰油田庄19井区长8₂油层X-CT扫描驱替实验结果得出,岩心-1的驱油效率最高为62%;其次是岩心-3为51%;岩心-2最差为42%。通过对三个岩心样品的孔隙结构,注入驱替过程的X-CT扫描切面实验研究分析,进一步清晰直观地表明,水驱油效率高是由储层微观孔隙结构所决定的,微观孔隙结构非均质程度又直接影响储层物性的非均质(岳大力等,2004)。即孔隙结构、物性非均质程度越低,注水开发水驱油启动压力就越低(图2),驱油效率也就相对越高。

4 实验结论

(1) 应用X-CT扫描成像实验技术进行砂岩岩心微观孔隙结构水驱油驱替实验,不但可定量评价储层微观孔隙结构特征而且可通过清晰直观的CT扫描切片图像,动态地观察分析注入水微观驱替渗流机理及不同注入压力下的水驱油效率变化分布规律。

(2) 西峰油田庄19井区长8₂油层,三块岩心样品CT值的分布范围在1819~1961之间,与标准Berea岩心相比CT值要高出30%±。因此西峰油田三叠系延长组长8₂储层属孔隙结构非均质性较强的致密低孔、特低渗透油层。

(3) 通过X-CT扫描实验,三块岩心样品微观孔隙结构,渗流特征明显不同,岩心-1的注入性和水驱油效率最好,注入水启动压力低(0.082 MPa),水

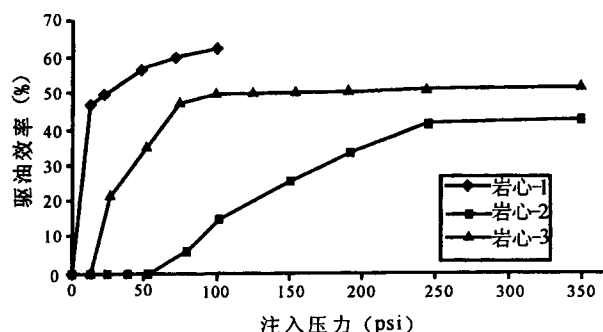


图2 不同压力下的驱油效率

Fig. 2 The displacement recovery efficiency in various injection pressure

驱特征近似活塞式驱油。岩心-3的注入性其次,虽然该岩样的注入水启动压力与岩心-1相似,但水驱油效率却较低。由于注入水很快沿微裂缝突破,注入水波及面小。岩心-2的注入性最差,注入水启动压力几乎是前两者的10倍,但驱油效率仍然很低。表明低渗、低孔和储层微观双重孔隙结构是造成注水启动压力、水驱油效率差异大的根本原因。

(4) 实验所选3块岩心样品虽同处西峰油田庄19井区长 8_2 储层一口井,但注水启动压力相差悬殊。注入水驱替渗流方式活塞与指进式(沿微裂缝)并存。这说明长 8_2 储层的微观孔隙结构非均质程度很强。从3块岩心的水驱油效率看出最高为62%,最低为42%,平均为51.6%,并不算低。但单一样品驱油效率的差异和驱替方式的不同,进一步证实储层低孔、低渗并不是造成注水开发效果差的主要原因,而较强的微观孔隙结构非均质性,是造成注入水波及效率不高、水驱油效率较低的主要原因。

参 考 文 献

- 胡雪涛,李允. 2000. 随机网络模拟研究微观剩余油分布. 石油学报, 21(4):46~51.
- 刘池洋,赵红格,王锋,陈洪. 2005. 鄂尔多斯盆地西缘(部)中生代构造属性. 地质学报, 79(6):737~747.
- 沈平平,袁士义,邓宝荣. 2004. 化学驱波及效率和驱替效率的影响因素研究. 石油勘探与开发, 31(增刊):1~4.
- 岳大力,林承焰,吴胜和. 2004. 储层非均质定量表征方法在礁灰岩油田开发中的应用. 石油学报, 25(5):75~79.
- 王为民,郭和坤,叶朝辉. 2001. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力. 石油学报, 22(6):40~44.
- 朱玉双,曲志浩,蔺方晓. 2004. 油层受水伤害时水驱油渗流特征. 石油学报, 25(2):59~64.
- Durlofsky L J, Behrens R A, Jones R C, Bernath A. 1996. Scale up of Heterogeneous Three Dimensional Reservoir Description. SPEJ: 313~326.
- Hower W F. 1965. Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons. SPE1203:3~6.
- Hu Xuetao, Li Yun. 2000. Study of microcosmic distribution of residual oil with stochastic simulation in net works. Acta Petrolei Sinica, 21(4):46~51(in Chinese with English abstract).
- Mungan N C. 1974. Wettability effects in Laboratory Waterfloods. SPE4785:7~8.
- Schembre J M, Kovscek A R. 2004. Thermally Induced Fines Mobilization: It's Relationship to wettability and Formation Damage. SPE 86937:1~16.
- Shen Pingping, Yuan Shiyi, Deng Baorong. 2004. Influence factors of oil displacement efficiency and sweep efficiency in chemical flooding. Petroleum Exploration and Development, 31(supplement):1~4(in Chinese with English abstract).
- Sun W, Qu Z, Tang G. 2004. Characterization of water injection in low permeability rock using sandstone micromobles. Journal of Petroleum Technology, 56(5):71~72.
- Waite D M, Betancourt U A. 2004. Modeling of Scale-Dependent Permeability Using Single-Well Micro-Models; Application to Hamaca Field. Venezuela. SPE86976:1~8.
- Wang Weimin, Guo Hekun, Ye Chaohui. 2001. The evaluation of development potential in low permeability oilfield by the aid of NMR movable fluid detecting technology. Acta Petrolei Sinica, 22(6):40~44(in Chinese with English abstract).
- Yue Dali, Lin Chengyan, Wu Shenghe. 2004. Application of quantitative method for characterizing reservoir heterogeneity to the development of reef limestone reservoir. Acta Petrolei Sinica, 25(5):75~79(in Chinese with English abstract).
- Zhu Yushuang, Qu Zhihao, Lin Fangxiao. 2004. Seepage flow characters of oil displacement with water drive in water-sensitive formation. Acta Petrolei Sinica, 25(2):59~64(in Chinese with English abstract).

图 版 说 明

图版 I

孔隙度 CT 三维图像及二维切片图。

图版 II

1~4. 岩心-3在不同注入压力下的含水饱和度三维及二维切片图。

5~7. 不同注入压力下的含水饱和度分布。

Application of X-CT Scanned Image Technique in the Research of Micro-pore Texture and Percolation Mechanism in Ultra-Permeable Oil Field

—Taking an example from chang 8_2 formation in the Xifeng oil field

SUN Wei¹⁾, SHI Cheng'en^{1,2)}, ZHAO Jingzhe^{1,2)}, ZHAO Lei³⁾

1) State Key laboratory of Continental dynamics, Department of Geology, Northwest University, xi'an, 710069

2) Chang qing oil field exploration and development institute, xi'an, 710021; 3) Xin jiang oil field

exploration and development institute, Karamay, 834000

Abstract

The physical characters of river-lake-delta sandstone in yanchang formation are controlled by deposition,

burying, diagenesis and etc. in upper Triassic sandstone in ordos Basin. There are unique micro-pore texture and percolation mechanism in ultra-permeable reserrior. Applying the technique of X-CT scanned image, the water driving oil test was made. By observing the CT scanned slice, the micro-percolation mechanism and the distribution law of water driving of rate (the highest water driving rate, 62%; the lowest, 42%; average, 51.6%) were analyzed, and micro-porosity character was evaluated quantitatively. The essential reason that the great difference exists in parameters of starting pressure and water driving oil rate lies in low porosity, low permeability and double-porosity texture. The evident anisotropism is the main reason of low sweep efficiency and water displacement efficiency.

Key words: X-CT scanned image; ultra-permeable reserrior; micro-pore texture; percolation mechanism; heterogeneous; starting pressure ; water driving oil rate

~~~~~

