

文章编号: 1000-0550(2006) 03-0414-05

低渗透砂岩油藏沉积物粒度分布特征研究

薛清太

(中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院 山东东营 257015)

摘要 利用 MS-2000 激光粒度仪,对胜利油区砂岩油藏中 112 口井的 3000 多块样品进行测试分析。实验发现低渗透砂岩油藏与中高渗透油藏不同,其沉积物粒度分布主要存在三种方式,每种方式都有其特定的粒度分布特征,并且与一定的沉积作用相联系。研究表明,沉积岩粒度中值分布、泥质含量、分选性等是影响油藏岩石渗透能力的重要因素,正态分布和混合 ϕ 正态分布能较好地描述低渗透砂岩油藏中沉积物的粒度分布特征。

关键词 低渗透砂岩油藏 沉积物粒度分布 粒度特征参数 正态分布 混合 ϕ 正态分布

作者简介 薛清太 男 1971 年出生 工程师 油层物理实验及研究

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

低渗透油藏岩石粒度分布与中高渗透油藏不同,集中表现为粒度组成频率分布曲线整体移向高 ϕ 值区、主峰右侧区域不规则形状加大以及分布形态的多样性等。沉积岩粒度分布的这些特点正是导致油藏岩石低渗透性的重要因素之一,因此,正确地认识低渗透储层的粒度分布特征,能够更好地指导油田的开发与调整措施。

1 样品及实验

选用胜利油区砂岩油藏中具有代表性的岩心,其空气渗透率为 $(0.01 \sim 10000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,岩性分别

为泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩、中砂岩、粗砂岩及含砾砂岩等。

采用英国马尔文公司生产的 MS-2000 激光粒度仪,并参照标准测定方法^[1]进行样品的粒度测定。

2 实验结果分析

2.1 砂岩粒度分布特征

对样品的粒度分析资料进行统计分析,并按照粒度组成频率分布曲线的不同类型进行分类,在每种类型中各选出一到两条具有代表性的曲线,作图 1。

从统计规律及图 1 可以看出大多数砂岩粒度组

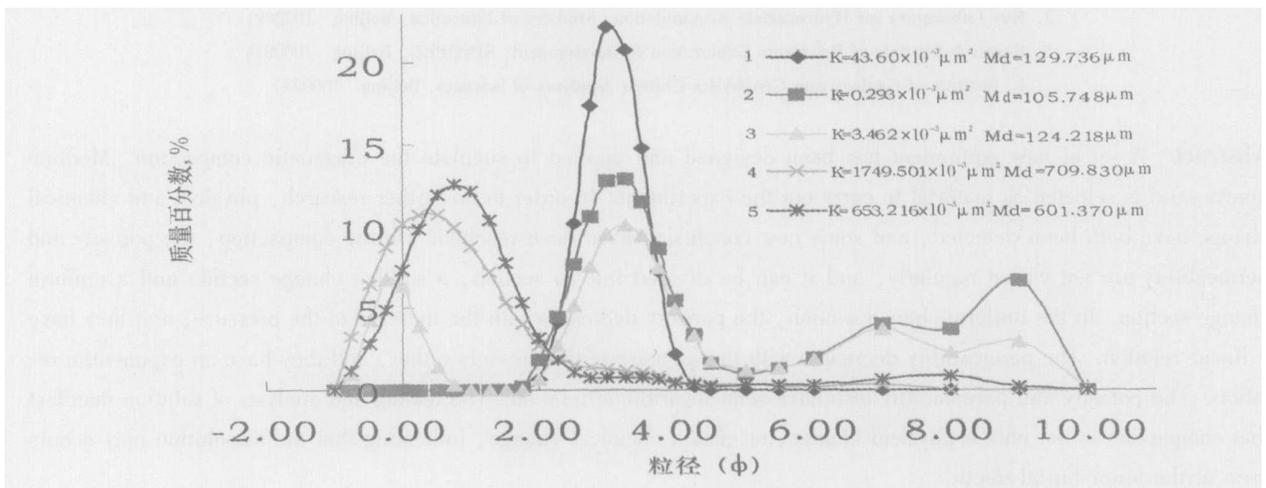


图 1 砂岩粒度组成频率分布曲线

Fig 1 Frequency distribution curve of granularity composition of sandstone

收稿日期: 2005-04-11; 收修改稿日期: 2005-07-19

成频率分布曲线基本相似, 都有一个主峰结构, 有时在主峰两侧区域出现不规则形态, 随着 ϕ 值的增大, 粒度主峰值的位置基本上是按照高、中、低三个渗透率级别依次排列, 对粒度中值而言也基本遵循这一原则。但对部分样品, 特别在低渗及中高渗之间的过渡带附近, 粒度中值分布与渗透率的关系往往有较大的交叉, 这除了与粒度分布方式不同外, 主要还与沉积岩在形成过程中所经历的不同作用有关^[2-8], 由于沉积作用、成岩作用和构造作用等的不同, 即使沉积物粒度中值分布基本相同, 颗粒的排列方式及胶结方式也会有较大的差异, 从而产生粒度中值与渗透率之间关系不匹配的现象, 因此, 研究粒度分布对渗透率的影响时应尽量选择沉积作用、成岩作用和构造作用相同或相似的地层。

中高渗透样品的粒度组成频率分布曲线基本相同(图 1 中 4 号、5 号样品), 其主峰值一般都在 200 μm 以上, 左侧很少出现不规则波动, 右侧即使出现波动, 其幅度也相对较小。在中高渗样品的粒度中值分布范围内, 若沉积作用、成岩作用和构造作用基本相同, 则粒度中值与渗透率有较好的对应关系, 若不同, 则粒度中值分布与渗透率的大小可能有部分的交叉。

与中高渗透样品不同, 低渗透样品的粒度组成频率分布曲线却有较大的差异(图 1 中 1 号、2 号、3 号样品)。1 号样品虽然粒度分选性好, 但粒度中值相对 4 号和 5 号样品要小的多, 因而粒度组成频率分布曲线整体移向了高 ϕ 值区; 2 号样品的粒度中值和 1 号样品相差不多, 但主峰右侧区域不规则形状加大, 其幅度也相对较大, 这是中高渗样品所不具有的; 3 号样品的粒度中值和 1 号样品基本相当, 但 3 号样品粒度组成频率分布曲线的左右两侧都产生了不规则波动, 而且波动幅度较大, 反映在粒度特征参数上就是粒度分选性差, 此类样品粒度分布具有多样性, 也是中高渗透样品所不具有的。3 个样品中渗透率最大的 1 号为 $43.601 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而最小的 2 号只有 $0.293 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 因此沉积岩粒度分布的这些特点导致了油藏岩石渗透率的急剧降低。

2.2 低渗透砂岩的粒度分布特征

根据低渗透砂岩的粒度组成频率分布曲线特征^[9-10], 基本上可以把其分为低渗透均质砂岩、低渗透泥质砂岩、低渗透非均质砂岩等三种类型。

2.2.1 低渗透均质砂岩的粒度分布特征

此类砂岩粒度组成频率分布曲线的典型特征是曲线较规则, 并整体移向高 ϕ 值区域(图 1 中 1 号样品), 主峰值在几十至 100、200 μm 之间, 有时超过 300 至 400 μm , 同时不存在粗砂级以上的颗粒。粒度特征参数表现为分选性好、粒度中值低。

研究此类砂岩粒度组成对渗透率的影响时, 为增大样品的代表性, 我们除了选择粒度组成频率分布曲线相似的样品外, 还尽量保持油藏的沉积类型及成岩类型相同或相似, 具体做法是选择同一取心井中同一小层的样品来进行比较, 为增强数据的可说明性我们同时选择部分同一地层中的中高渗样品。由于此类样品分选性较好, 泥质含量较低, 所以我们只考虑此类砂岩粒度分布的关键特征参数——粒度中值对渗透率的影响。

随着粒度中值的增大, 渗透率也相应增大(表 1), 当油藏岩石粒度中值达到一定级别时, 油藏表现出中高渗透能力, 而当油藏岩石粒度中值下降到 100 μm 以下时, 油藏岩石渗透率就会急剧下降, 一般为低渗或特低渗油藏。因此, 沉积岩粒度中值分布对油藏岩石渗透率的影响是巨大的, 是导致油藏岩石低渗透性的重要因素之一。

但也有一些个别情况, 即使沉积物粒度分布方式基本相同, 其粒度中值与渗透率之间的关系也并非完全对应, 如表 1 中的 26 号样品, 其粒度中值已达 200 μm 以上, 而渗透率只有 $2.793 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 这可能是由于沉积环境中沉积作用的瞬间改变而导致颗粒大小或排列方式改变的原因^[2-11]。

此类油藏由于岩石颗粒相对较小, 在沉积过程中容易形成致密排列, 从而减小了孔隙及喉道的空间体积, 降低了岩石的渗透能力; 同时, 由于比表面的加大, 增加了岩石骨架表面对流体的吸附能力, 也导致

表 1 渗透率与粒度中值的关系

Table 1 Relationship between permeability and granularity median

样品号	3	36	6	33	26	19	16
粒度中值 / μm	49.232	84.668	102.924	110.480	229.457	391.232	573.914
渗透率 / ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.364	0.734	3.653	43.657	2.793	798.751	903.325

岩石渗透率的降低。

2.2.2 低渗透泥质砂岩的粒度分布特征

此类砂岩粒度组成频率分布方式是沉积岩粒度分布中较为广泛的一种,其典型特征是曲线有一个主峰结构(图 1 中 2 号样品),同时主峰右侧出现不规则波动,波动区域的大小与不同样品的粒度组成有关。主峰值在几十至 100-200 μm 之间,一般不超过 300 到 400 μm,几乎不存在粗砂或砾石级以上的颗粒。粒度特征参数表现为泥质含量高、粒度分选性中等或较差、粒度中值低。

为研究此类砂岩粒度组成对渗透率的影响,我们采用和研究低渗透均质砂岩相似的做法。由于此类样品分选性相差不大,同时粒度中值相对较小,因此我们只考虑此类砂岩粒度分布的关键特征参数——泥质含量对渗透率的影响。

颗粒粒径小于 10 μm 的部分为泥质^[2]。根据泥质的这一界限我们可以做出渗透率与泥质含量的关系(表 2)。

表 2 渗透率与泥质含量的关系

Table 2 Relationship between permeability and clay content

泥质含量 %	样品数	渗透率 k ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	
		范围	平均
≥ 20	6	0.067~1.064	0.389
15~20	5	0.309~9.911	3.728
10~15	17	0.578~23.751	6.237
5~10	23	4.378~63.428	23.344
≤ 5	6	10.381~178.021	72.818

结果表明,泥质含量的增加严重影响了砂岩的渗透能力,当泥质含量达到 10% 以上时,相对于粒度主峰值相近的均质砂岩而言,其渗透率就会下降十几甚至几十倍;当泥质含量大于 20% 时,一般为特低渗或超低渗油藏。泥质含量增加,充填了一部分孔隙空间,特别是使其连通喉道变细,渗透性明显降低。同时由于此类砂岩与均质砂岩有相似特征,即粒度中值较低,并且粒度分选性较差,因此在沉积过程中颗粒也容易形成致密排列,降低了岩石的渗透率。

2.2.3 低渗透非均质砂岩的粒度分布特征

此类砂岩粒度组成频率分布曲线的典型特征是曲线分布形态多变,存在双峰或多峰,出现粘土、粉砂、细砂、中砂、粗砂和砾石以特定质量组成同时共存或者其中几种集中共存的情况(图 1 中 3 号样品)。粒度特征参数表现为粒度分选性差,粒度中值随各粒级含量的不同而有较大的变化。该类砂岩以不等粒

砂岩或混合碎屑岩居多。

表 3 是取自同一口井的 8 个不同样品,其中标准偏差是采用 ϕ 值表示的福克、沃德参数。可以看出当标准偏差在 2.00~4.00 之间,即分选级别为差时^[2],岩石渗透率基本都降到 $1.000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,因此,分选性也是影响岩石渗透能力的重要因素之一,是此类砂岩粒度分布的关键特征参数。

由于该类砂岩粒度分选性差,存在组成砂岩的不同粒级成分同时共存或者其中几种集中共存的情况,因此在多种沉积因素的共同作用下,不同粒级的颗粒容易相互充填,细小的颗粒容易在岩石骨架之间及吼道表面形成堆积,从而减小了岩石的孔隙体积及吼道半径,降低了油藏岩石的存储空间及渗透能力。

表 3 渗透率与分选性的关系

Table 3 Relationship between permeability and sorting

样品号	分选级别	标准偏差 (ϕ 单位)	渗透率 k ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
49	较差	1.324	1414.992
73	较差	1.453	344.738
56	较差	1.629	292.406
53	较差	1.807	47.783
46	较差	1.940	1.127
23	差	2.220	0.031
29	差	2.457	0.039
36	差	3.232	0.011

3 数学模型研究

针对低渗透砂岩油藏沉积物粒度分布特征曲线的不同特点,可以把其分为均质砂岩的粒度分布模型和泥质砂岩及非均质砂岩的粒度分布模型。

3.1 均质砂岩的粒度分布模型

一般情况下,均质砂岩粒度频率分布曲线结构简单,粒度分选性好,以风成沙丘砂及海、湖滩砂最为常见。如果将图 1 中 1 号样品的粒度分布曲线用正态概率密度函数^[12](式(1))来拟合,当 $\sigma = 0.43$ $u = 3.06$ 时,两曲线(图 2)基本吻合。由此可见,低渗透均质砂岩的粒度分布基本符合正态分布。

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x-u)^2} \quad (-\infty < x < +\infty) \quad (1)$$

3.2 泥质砂岩及非均质砂岩的粒度分布模型

泥质砂岩及非均质砂岩粒度频率分布曲线较为复杂,粒度分选性差,其分布偏离正态分布。研究表明,多数碎屑沉积物的粒度服从混合 ϕ 正态分布^[5],

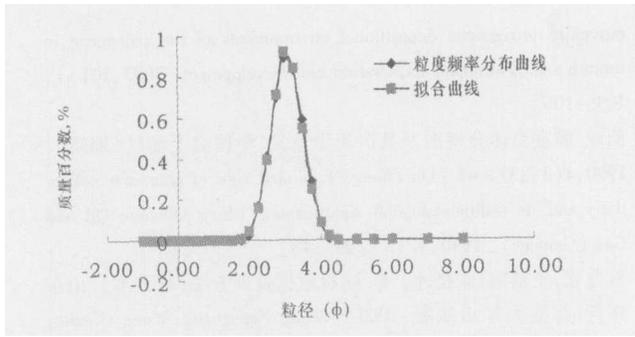


图 2 均质砂岩粒度频率分布曲线与拟合曲线的关系

Fig 2 Relationship between frequency distribution curve and its recursive curve of granularity composition of isotropic sandstone

并由此推出“子体分离”技术及混合 ϕ 正态分布的数学模型, 如式 (2) 所示。

$$f(x; c, a, \sigma) = \sum_{i=1}^n c_i F(x; a_i, \sigma_i) = \sum_{i=1}^n c_i \int_{-\infty}^x \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} e^{-\frac{(x-a_i)^2}{2\sigma_i^2}} dx \quad (2)$$

混合正态分布的数学模型认为^[11, 13, 14]: 每个子体成因于一种特定的沉积作用, 粒度母体中子体的分布、数量及组合特性体现了沉积作用的种类、性质、强度及其组合关系。

沉积岩的粒度是受搬运介质、搬运方式及沉积环境等因素控制的, 反过来这些成因特点必然会在沉积岩的粒度性质中得到反映^[2]。因此, 低渗透砂岩油藏沉积物粒度分布的不同方式可以认为是由不同的搬运介质、搬运方式及沉积环境等因素控制下形成的。“子体分离”技术及混合 ϕ 正态分布的数学模型也基本体现了这一思想。

泥质砂岩及非均质砂岩粒度组成频率分布曲线出现了不规则形状, 甚至出现了多峰结构, 这足以体现搬运介质、搬运方式及沉积环境等的复杂性, 按照混合 ϕ 正态分布的数学理论可知, 该类曲线作为粒度母体可以分解为数个正态分布的子体, 每个子体都与特定的沉积作用相联系。此类砂岩粒度组成方式在冰川沉积、冲积扇及河砂中较为常见。

4 结论

根据低渗透砂岩油藏沉积物粒度分布特征, 可以把其分为低渗透均质砂岩、低渗透泥质砂岩及低渗透非均质砂岩三种类型。

粒度分布特征参数中的粒度中值、泥质含量、分选性等充分体现了低渗透砂岩油藏中沉积物的粒度

分布特征, 是低渗透砂岩粒度分布的关键特征参数, 同时它又大大影响了油藏岩石的渗透能力。研究和利用低渗透砂岩油藏沉积物的粒度分布特征, 可以为油田开发提供可靠的依据。

用正态分布和混合 ϕ 正态分布模型来描述沉积岩的粒度分布特征, 不仅拟和精度高, 而且还可以反映不同的沉积作用, 具有重要的理论意义及较高的应用价值。

符号注释:

ϕ = $-\log_2^i$ (i 的单位为 mm); u —数学期望值, 平均粒径; σ^2 —方差, 颗粒粒径与平均粒径的偏离程度; $C = (C_1, \dots, C_n)'$; $\sum_{i=1}^n C_i = 1$ —权向量, 即各子体的相对含量; $a = (a_1, \dots, a_n)$ —数学期望向量, 可视为各子体的平均粒径 ϕ 值; $\sigma = (\sigma_1, \dots, \sigma_n)'$; $\sigma_i > 0$ $i = 1, \dots, n$ —标准差向量, 相当于各子体的分选系数; $F(x; a_i, \sigma_i)$ —具有期望值 a_i 和标准差 σ_i 的简单正态分布, n 为混合分布中包含的简单正态子体数。

参考文献 (References)

- 1 中华人民共和国石油天然气行业标准 SY 5434-92 砂岩粒度分析方法. 中华人民共和国能源部发布, 1992 [CNPC Industrial Criterion of SY 5434-92 Method of grain-size analysis for sandstone. Issued by Ministry of Energy of PR China 1992]
- 2 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学 (第三版). 北京: 石油工业出版社, 2001 [Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology (the third edition). Beijing: Petroleum Industry Press, 2001]
- 3 王加佳. 砂岩储层孔隙度和渗透率的影响因素研究. 新疆石油学院学报, 1998, 10 (1): 7~10 [Wang Jiajia. The influential factors on porosity and permeability of sandstone reservoir. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 1998, 10 (1): 7~10]
- 4 蒋凌志, 顾家裕, 郭彬程. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理. 沉积学报, 2004, 22 (1): 13~18 [Jiang Lingzhi, Gu Jiayu, Guo Bincheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese petroliferous basins. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22 (1): 13~18]
- 5 黄思静, 侯中健. 地下孔隙率和渗透率在空间和时间上的变化及影响因素. 沉积学报, 2001, 19 (2): 224~232 [Huang Sijing, Hou Zhongjian. Spatio-temporal variation of subsurface porosity and permeability and its influential factors. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19 (2): 224~232]
- 6 王宝清, 张荻楠, 刘淑芹, 等. 龙虎泡地区高台子油层成岩作用及其对储集岩孔隙演化的影响. 沉积学报, 2000, 18 (3): 414~418 [Wang Baoqing, Zhang Dinan, Liu Shuqin, et al. Diagenesis of reservoir rocks of Gaotaizi oil bed (Cretaceous) and its influence on porosity modification in Longhupao Field area. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18 (3): 414~418]
- 7 金振奎, 陈祥, 明海慧, 等. 泌阳凹陷安棚油田深层系成岩作用研究及其在成岩圈闭预测中的应用. 沉积学报, 2002, 20 (4): 614~

- 619 [Jin Zhenkui, Chen Xiangming, Haihui *et al.* Study on diagenesis of deeply buried strata in Anpeng oilfield of Biyang sag and its application to prediction of diagenetic traps. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2002, 20(4): 614~619]
- 8 况军, 唐勇, 朱国华, 等. 准噶尔盆地侏罗系储集层的基本特征及其主控因素分析. *石油勘探与开发*, 2002, 29(1): 52~55. [Kuang Jun, Tang Yong, Zhu Guohua *et al.* Basic characteristics and main controlling factors of Jurassic reservoirs in Junggar basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(1): 52~55]
- 9 孙东怀, 鹿化煜, David Rea 等. 中国黄土粒度的双峰分布及其古气候意义. *沉积学报*, 2000, 18(3): 328~325. [Sun Donghui, Lu Huayu, David Rea *et al.* Bimodal grain-size distribution of Chinese loess and its paleoclimate implication. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(3): 328~335]
- 10 袁静, 杜玉民, 李云南. 惠民凹陷古近系碎屑岩主要沉积环境粒度概率累积曲线特征. *石油勘探与开发*, 2003, 30(3): 103~106 [Yuan Jing, Du Yumin, Li Yunnan. Probability cumulative grain size curves in terrigenous depositional environments of the paleogene in huimin sag. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(3): 103~106]
- 11 曲政. 粒度总体分解图及其沉积学意义. *中国海上油气(地质)*, 1990, 4(3): 37~48 [Qu Zheng. Exploded view of grain-size collectivity and its sedimentological significance. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 1990, 4(3): 37~48]
- 12 常兆光, 王清河, 宋岱才, 等. *随机数据处理方法(修订本)*. 山东东营: 石油大学出版社, 2003 [Chang Zhaoguang, Wang Qinghe, Song Daicai *et al.* *Method of Random Data Processing (Revision)*. Dongying, Shandong: Petroleum University Press, 2003]
- 13 方志江, 曲政. 基于粒度数据的沉积环境自动识别方法的研究. *煤*, 1999, 8(3): 60~62 [Fang Zhijiang, Qu Zheng. A study on automatic methods of identifying sedimentary environment based on grain size data. *Coal*, 1999, 8(3): 60~62]
- 14 曲政. 沉积物粒度数据表征方法的研究. *中国粉体技术*, 2001, 7(4): 24~31 [Qu Zheng. A study on characterization methods of grain-size data of sediment. *China Powder Science and Technology*, 2001, 7(4): 24~31]

Investigation on Characteristics of Granulometric Distribution of Sediments in Low-permeability Sandstone Reservoir

XUE Qing-tai

(Geological Scientific Research Institute Branch, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015)

Abstract The granularities of more than 2000 samples from 82 wells in the low-permeability sandstone reservoirs of Shengli oilfield were tested by the MS-2000 laser granulometric analyzer. The experiment showed that the granulometric distributions of sediments in low permeability sandstone reservoir behave as three modes, and each mode has its own characteristics and is related with certain sedimentation process. It is also found that the median distribution of granularity, the shale content of low-permeability reservoir rock and the classified degree are the three key factors, which influence its permeability, and normal distribution or mixed ϕ normal distribution, can preferably describe the granulometric distribution characteristics of sediments in low-permeability sandstone reservoir.

Key words low-permeability sandstone reservoir; granulometric distribution of sediments; parameters of granulometric characteristics; normal distribution; mixed ϕ normal distribution