

碎屑岩储层物性非均质性的层次结构*

焦养泉 李思田

(中国地质大学, 湖北武汉 430074)

李 祯 温显端

(中国地质大学, 北京 100083)

储层物性非均质性与沉积体系内部的构成单位关系密切, 可以分尺度进行研究: (1) 在沉积体系级的大尺度范围内, 不同的沉积体系具有不同的储集性能; 在同沉积体系中, 不同的成因相孔渗值差别极大, 主要取决于沉积作用过程中古水流能量和环境的变化。 (2) 在成因相级的中尺度范围内, 各流体流动单元内部及不同的流体流动单元之间孔渗值存在明显的整体差别, 这与构成流体流动单元的储层岩性关系密切, 如果叠加有不均匀的成岩作用的影响, 那么流体流动单元的物性将会大大地降低。 (3) 在岩芯级的微尺度范围内, 多孔介质具有各向异性特征。

关键词 非均质性 流体流动单元 储层岩性相 层次结构 储层物性

第一作者简介 焦养泉 男 33岁 副教授 沉积盆地分析

以建立定量储层地质模型为核心的精细露头储层研究, 旨在为老油田剩余油的再开发服务^[1]。储层物性非均质性也具有层次性, 注重其层次结构的研究有助于阐明储层的复杂结构和规律性。

1 大尺度储层物性非均质性

如果不考虑成岩作用对储层物性的影响, 那么大尺度储层物性非均质性首先表现在不同的沉积体系之间。通过对横山县赵石窑侏罗系延安组曲流河沉积体系中河道砂体、决口河道砂体和神木县考考乌素沟延安组湖泊三角洲沉积体系中的分流河道砂体、水下分流河道砂体的孔渗值统计发现, 曲流河沉积体系中骨架砂体的整体物性最好, 湖泊三角洲沉积体系中的水下分流河道砂体最差, 分流河道砂体中等。这种整体差异主要受控于砂体形成时的古水流强度和发育环境。从沉积构造类型、发育规模, 沉积物粒度与泥基质含量等沉积记录可以看出, 河道形成过程中, 曲流河道及其决口河道的古水流强度最高, 湖泊三角洲分流河道和水下分流河道相对较低, 因而造成上述孔渗性的整体差异。

其次, 大尺度储层物性非均质性表现在不同的成因相之间。如在曲流河沉积体系中, 属于河道充填组合的点坝、河道底部沉积与属于河道边缘的决口河道砂体的储集性能比较接近而且最好, 这是曲流河体系中储集物性最好的构成单位; 河道边缘组合的决口扇、天然堤沉积体次之; 属于泛滥平原组合的越岸沉积、泛滥盆地沉积及废弃河道沉积体的储集物性最差(图1)。同样的差别也表现在湖泊三角洲沉积体系中^[2]。这种物性非均质性的存在, 是由于

* 中国石油天然气总公司重点攻关项目三级专题成果之一。

不同的成因相具有各自不同的成因、沉积构造、沉积物粒度、矿物成分和组构特征等。

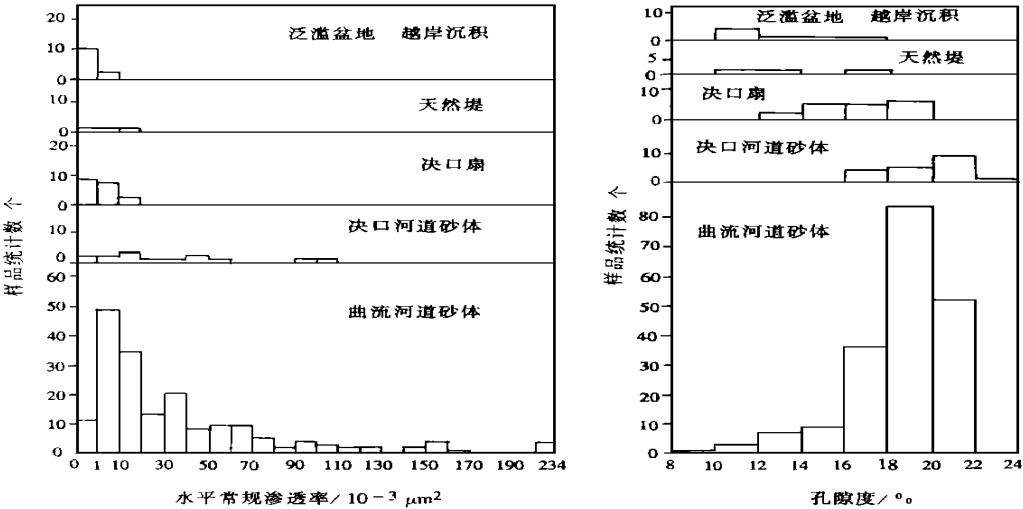


图 1 赵石窑曲流河沉积体系中各成因相孔渗值分布直方图

2 中尺度储层物性非均质性

在成因相级的中尺度(即通常所指的河道砂体规模)范围内,储层物性非均质性的焦点在于流体流动单元和构成流体流动单元的储层岩性相的差别上。在砂体内部,流体流动单元以隔挡层为边界^[3],其规模和分布空间与砂体内部构成单元关系密切,它通常是储层物性评价的作图单位。通过对曲流河和湖泊三角洲沉积体系中几种河道砂体储层物性分布图的编制发现:

(1) 不同类型砂体中各流体流动单元的孔渗分布具有自相似性。高孔渗区通常位于流体流动单元中下部,向上及两侧逐渐降低,最差的部位在流体流动单元的顶部和两侧翼部。如果一个流体流动单元内部存在多个诸如 3 级或 4 级界面限定的点坝增生单元或点坝,且它们并不构成隔挡层,那么上述孔渗分布规律将以该界面为边界重复出现,即储层物性在垂向上具有多旋回韵律性。

(2) 各流体流动单元之间孔渗值存在整体差异,储层物性较好的流体流动单元通常位于河道砂体中下部。

究其原因,主要在于构成各流体流动单元中储层岩性相类型、空间分布和发育规模存在差别。通过统计发现,不同的储层岩性相具有不同的储集性能。其中大型槽状交错层理粗砂岩(CSt)、块状递变粒序中砂岩(MSm)、大型槽状交错层理中砂岩(MSt)和具内碎屑泥砾的中砂岩(MSe)相对最好;波纹交错或波痕纹理粉砂岩(SSr)、波状层理或攀升层理粉砂岩(SSl)相对最差;中型槽状交错层理细砂岩(FSt)、块状递变粒序细砂岩(FSm)、具内碎屑泥砾的细砂岩(FSe)和波纹交错层理细砂岩(FSr)中等。对划分储层岩性相的关键参数粒度与孔渗值统计发现,两者之间亦具备良好的正相关,随粒度变粗,孔渗值增大。图像分析更直观地证实了不同的储层岩性相具有不同的孔隙结构,大型槽状交错层理粗砂岩(CSt)视孔隙和喉道最大值大于块状递变粒序中砂岩(MSm),而块状递变粒序中砂岩(MSm)又大于中型槽状交错层理细砂岩(FSt)。在一个由点坝增生单元(点坝侧积体)构成的各类储层岩性相发育齐全的流体流动单元中,相对低孔渗的具内碎屑泥砾的中砂岩(MSe)通常位于底部冲刷面上,之上可能存在少量

的中等孔渗的块状递变粒序中砂岩 (MSm), 中下部有大规模相对高孔渗的大型槽状交错层理中砂岩 (MSt) 或中型槽状交错层理细砂岩 (FSt), 再向上及两侧演变为相对低孔渗的波纹交错层理细砂岩 (FSr)、波纹交错或波痕纹理粉砂岩 (SSr) 和波状层理或攀升层理粉砂岩 (SSl) (图 2)。流体流动单元中储层岩性相的这种空间分布规律, 是孔渗分布具有自相似性和多旋回韵律性的根本原因。流体流动单元之间孔渗值的整体差异, 在于相对高孔渗储层岩性相的发育规模, 它越发育, 孔渗整体值就愈高, 反之愈低。这些宏观规律对于储层描述和模拟具有实际指导意义。

沉积作用对储层物性的影响无疑是重要的, 但如果叠加有不均匀的成岩作用的影响, 那么整体孔渗值将会大大地降低。成岩阶段的碳酸盐不均匀胶结作用是常见的, 如果它叠加于沉积非均质之上, 则会充填了原始孔隙并堵死了孔

隙喉道, 致使砂体的储层物性变差。通过对水下分流河道砂体中 CaCO_3 含量分别与孔隙度、渗透率值的一元回归分析表明, 它们之间呈现明显的负相关, 相关系数分别达到了 -0.964 ,

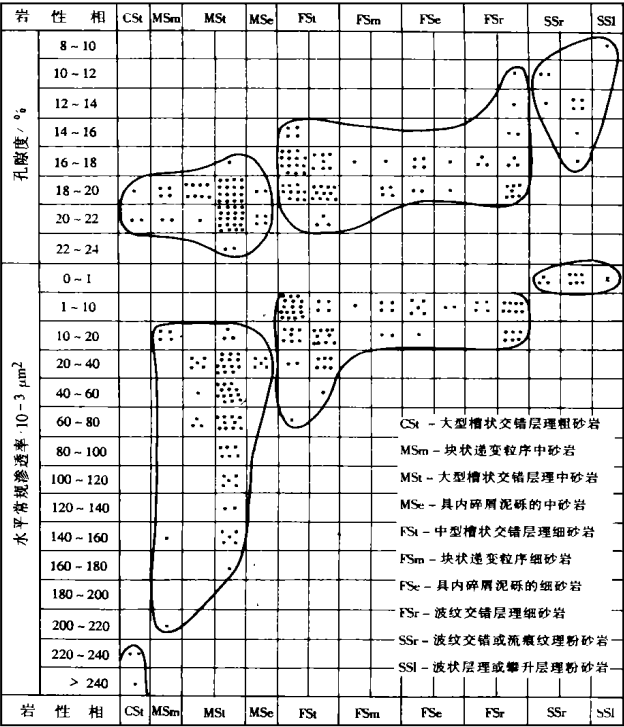


图 2 曲流河道砂体中各储层岩性相的孔渗值分布图

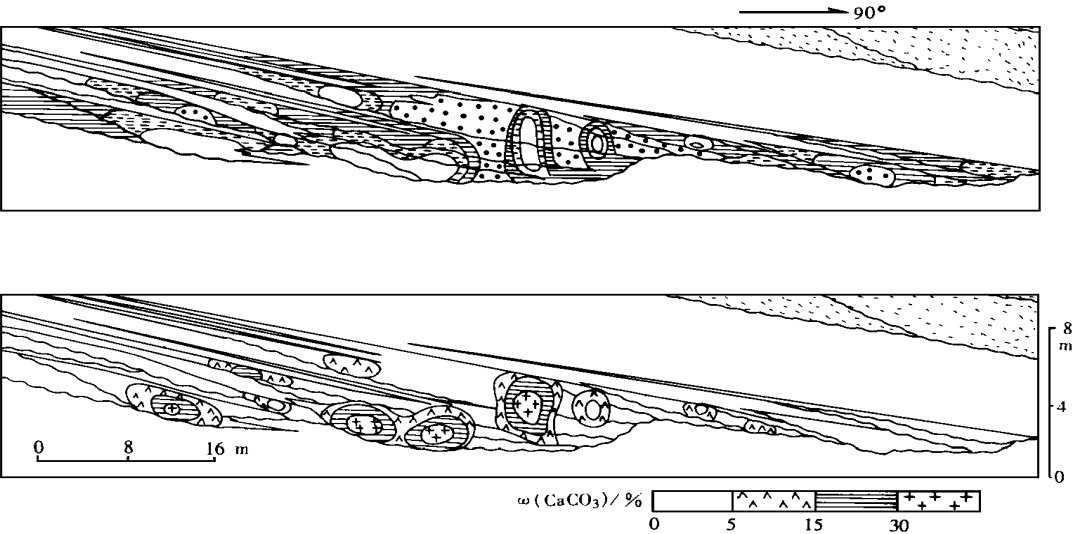
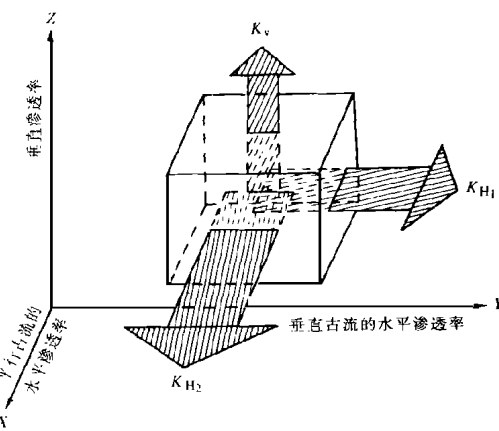


图 3 神木水下分流河道砂体渗透率与 CaCO_3 含量分布图

-0.853 和 -0.821 ^[4]。在剖面上的粗略对比, 就能直接判断碳酸盐胶结作用对中尺度储层物性非均质性的影响程度(图 3)。

3 微尺度储层物性非均质性

通过对不同沉积体体系、不同成因相、不同储层岩性相的三向取芯研究发现,同一样品点的



的三个渗透率值具有各向异性特征,平行古水流的水平渗透率(K_{H2})最大,垂直层面的垂向渗透率(K_v)最低,垂直古水流的水平渗透率(K_{H1})中等,即具有 $K_{H2}>K_{H1}>K_v$ 的规律,其模式如图 4 所示。横山县赵石窑砂体中各样品点的各向异性程度、渗透率变异系数和突进系数见表 1。

与古水流方向关系密切的微尺度各向异性特征与砂岩中的纹层、矿物排列、胶结物及微裂隙等的定向发育有关。各向异性模式在进行储层模拟时对于描述多孔介质的性质具有重要意义。

图 4 多孔介质各向异性模式图

表 1 曲流河体系骨架砂体中各类储层岩性相样品点的各向异性参数表

样品编号	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$			孔隙度/ $\%$			储层岩性相	渗透率级差	突进系数
	K_{H2}	K_{H1}	K_v	Φ_1	Φ_2	Φ_3			
57	169.57	116.86	85.17	22.3	21.5	22.1	MSt	1.99	1.37
157	141.56	29.19	10.96	20.7	20.6	20.1	MSt	12.92	2.34
191	116.91	102.66	21.67	20.6	20.2	21.5	MSt	5.40	1.45
88	62.15	42.74	24.75	20.7	22.3	20.4	MSt	2.51	1.44
202	60.90	22.02	12.85	21.4	20.6	20.3	MSt	4.74	1.91
128	37.83	21.97	1.60	19.8	19.5	16.5	MSt	23.68	1.18
30	18.33	15.71	6.73	18.5	18.3	18.7	FSst	2.73	1.35
52	8.44	7.83	2.26	17.5	17.2	16.6	FSst	3.74	1.37
66	5.61	4.66	3.89	16.3	16.6	19.6	FSst	1.48	1.20
96	0.44	0.01	0.01	12.8	7.4	7.8	FSr	43.8	2.84
86	36.61	0.53	0.03	20.2	14.1	13.0	SSr	1262.4	2.96
27	0.13	0.05	0.02	13.0	11.2	10.5	SSr	8.06	1.95

致谢:研究过程中,受到裴亦楠,薛叔浩,傅清平,张运东,吴志轩,陈俊亮,张兴芝等同志的指导和帮助,在此一并致谢。

参 考 文 献

1 裴亦楠. 储层沉积学研究工作流程. 石油勘探与开发, 1990, 17(1): 85~ 90

2 李思田, 焦养泉, 傅清平. 鄂尔多斯盆地延安组三角洲砂体内部构成及非均质性研究. 见: 裴亦楠, 薛叔浩, 应凤祥, 编. 中国油气储层研究论文集(续一). 北京: 石油工业出版社, 1993. 312~ 325

3 焦养泉, 李祯. 河道储层砂体中隔挡层的成因与分布规律. 石油勘探与开发, 1995, 22(4): 78~ 81

4 焦养泉, 李思田, 陈俊亮. 湖泊三角洲水下分流河道砂体储集性及储层地质模型研究. 见: 中国地质学会青年工作委员会, 中国地质大学(武汉), 编. 地质探索. 武汉: 中国地质大学出版社, 1994. 33~ 41

- 6 李德敏, 张峭楠. 川西地区上三叠统香二香四裂缝特征及形成时间. 矿物岩石, 1996, 16(4): 83~ 90
- 7 郑荣才. 顺磁共振法测年和包裹体在大安寨段成藏模式研究中的应用. 矿物岩石, 1997, 17(4): 47~ 54
- 8 高钧成, 梁兴中. α 石英 E' 心浓度测量与测年研究. 核技术, 1995, 18(8): 507~ 508

APPLICATION OF ESR DATING TO PETROLEUM GEOLOGY

Zheng Rongcai

(*State Laboratory of Hydrocarbon Reservoir Geology, Chengdu College of Technology, Chengdu, Sichuan*)

Abstract

The basis of ESR dating is the ratio of total nuclear radiation amount absorbed by quartz to per year radiation amount that was calculated according to K, Th and U contents in surrounding substances. The ESR age of different genetic quartz may have different geological significance, so it is necessary to pay attention to the occurrence and genesis of the quartz during sampling. In practical, the ESR age of quartz is mainly used to distinguish different fissure and solution stages and ages; to distinguish tectonic periods and ages. Combined with the configuration and colour of the quartz crystal, the inclusions and the associated minerals, ESR dating could also be used to distinguish the geological features during hydrocarbon migration, to study the development and evolution rule of the fissure and solution.

(上接第 92 页)

HETEROGENEITY OF POROSITY AND PERMEABILITY IN CLASTIC ROCK RESERVOIRS

Jiao Yangquan Li Sitian

(*China University of Geosciences, Wuhan*)

Li Zhen Wen Xianduan

(*China University of Geosciences, Beijing*)

Abstract

The heterogeneity of porosity and permeability of reservoirs are closely related to the architectures of depositional systems, and can be studied by scale. (1) On the scale of depositional system, different depositional systems are different in porosity and permeability. Porosity and permeability of different genetic facies in the same depositional system may have great differences. This depends mainly on the paleo-current energy and environment in which the genetic facies were formed. (2) On the scale of genetic facies, porosity and permeability of the same fluid-flow unit and between different fluid-flow units are on the whole different. This is related to lithology of reservoirs constituting the fluid-flow units. The superimposition of nonhomogenous diagenesis could decrease greatly the porosity and permeability of fluid-flow units. (3) On the scale of core, porous media show anisotropic characteristics.