

# 镇泾长 8 砂岩古孔隙度恢复方法与应用

潘高峰<sup>1</sup>, 刘震<sup>1</sup>, 胡晓丹<sup>2</sup>

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
2. 中国石油天然气集团公司东方地球物理勘探有限责任公司油藏地球物理研究中心, 河北涿州 072751

**摘要** 砂岩储层古孔隙度特征和演化过程是油气成藏机制研究的重点和难点。现行方法存在一些缺陷, 包括影响因素考虑不全面, 应用过程复杂繁琐, 运用结果可靠性不高, 不能体现孔隙度演化的整个过程。本文提出一种新的砂岩古孔隙度恢复研究方法, 综合考虑了建设性和破坏性成岩作用的影响, 建立砂岩孔隙度演化的数学模型, 以此恢复砂岩孔隙度演化的整个过程。建立的模型以效应模拟为原则, 包括增孔作用和减孔作用模型, 通过模型叠加得到总孔隙度演化模型。模型以时间为变量、现今孔隙度为约束条件体现动态性和可靠性。在镇泾地区的应用结果表明, 镇泾地区砂岩孔隙度演化受到构造和沉积相的控制, 优质储层主要分布在水下分利河道和局部微构造的高点。储集层孔隙度演化过程是高产油藏的主控因素。

**关键词** 镇泾地区; 成岩作用; 孔隙度演化; 效应模拟

**中图分类号** TE122

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2011.03.04

## Restoration Methodology of Sandstone Paleoporosity and Its Application to Chang Formation in Zhenjing Area

PAN Gaofeng<sup>1</sup>, LIU Zhen<sup>1</sup>, HU Xiaodan<sup>2</sup>

1. State Key Laboratory for Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Geophysical Technique Research Centre; Bureau of Geophysical Prospecting, China National Petroleum Corporation, Zhuozhou 072751, Hebei Province, China

**Abstract** Paleoporosity and its evolution of sandstone reservoir is a hard and key task for studying the mechanism of hydrocarbon accumulation. Current methodology has some limitations. It can not take all controlling factors into consideration, the application process is too complicated, the precision of result is low and it can not embody the whole process of porosity evolution. Based on the project which studies on the mechanism of hydrocarbon accumulation within Chang Formation in Zhenjing area of Ordos Basin, a newly methodology to restore the paleoporosity of sandstone is presented. This methodology is based on diagenetic history of strata and takes constructive and deconstructive diagenesis of porosity into account. With the effect-oriented simulation as the principle, the simulation process is divided into porosity decrease process and increase process. With the geological time as variable and constrained by the current porosity, the model demonstrates dynamic and reliable characteristics. The application of this methodology to Zhenjing Area indicates that the evolution of the sandstone porosity is controlled by structure and sedimentary facies, and the distributary channel sandbodies along the up-dip direction of the monocline is the favorable location for the high-quality reservoirs. The process of porosity evolution of sandstone is a key control factor for a high-production hydrocarbon accumulation.

**Keywords** Zhenjing area; diagenesis; porosity evolution; effect-oriented simulation

### 0 引言

地层孔隙度大小和分布特征与自身力学性质、渗流机制和温压体制有关, 地层孔隙度研究在工程地质、油气地质、地

热研究以及水文地质方面有广阔的应用价值, 尤其在油气成藏机制研究领域, 它是油气运移、成藏和保存的主要控制因素之一。地层古孔隙度是研究油气成藏过程, 了解地史时期

收稿日期: 2010-12-06; 修回日期: 2011-01-07

基金项目: 国家科技重大专项(2008ZX05002)

作者简介: 潘高峰, 博士研究生, 研究方向为油气成藏机制, 电子信箱: gaofeng\_pan@163.com; 刘震(通信作者), 教授, 研究方向为石油地质与层序地层学, 电子信箱: liuzhenjr@163.com

内油气成藏条件的一扇窗户,它能帮地质学家了解地层古构造、古压力、古输导和古圈闭的特征及其演化过程,对于研究油气成藏机制有重要意义。

前人针对岩石的古孔隙演化及恢复做过不少研究。1930年, Athy<sup>[1-2]</sup>指出,地层孔隙度是埋深指数函数,称为 Athy 模型;1984年, Surdam<sup>[3]</sup>研究了次生孔隙的形成条件及其对砂岩孔隙度演化的影响;1988年, Schmoker<sup>[4]</sup>提出砂岩孔隙度是热演化程度的函数,与成岩作用阶段有关;近年来一些学者开始尝试用数值模拟的方法模拟砂岩孔隙度演化过程<sup>[5-8]</sup>。之后,众多学者在前人研究基础上进行优化发展,概括起来可以分为3类:①运用“将今论古”原理,以现今孔隙度剖面特征分析为切入点,通过回归分析建立孔隙度随深度、温度或者时间的演化模型<sup>[9-10]</sup>;②岩石薄片观察分析法,通过观测各种成岩作用对孔隙影响的序列和大小,经过补偿校正回溯岩石在关键时刻的古孔隙度<sup>[11-13]</sup>;③综合分析法,综合分析成岩作用的影响因子,建立成岩作用强度与孔隙度关系模型,以此估算古孔隙度<sup>[14-15]</sup>。砂岩古孔隙度恢复方面取得了不少成就,但存在一些问题。“今论古法”主要考虑破坏性成岩作用的影响,没有考虑次生溶蚀等建设性成岩作用的影响;薄片观察法需要大量观察岩石薄片,操作繁琐且只能半定量地恢复关键点的孔隙度;综合分析方法也没有考虑建设性成岩作用的影响,预测精度较低不适用于油藏尺度孔隙度演化模拟;发表的模拟研究方法以模拟压实及石英胶结作用为主,实际运用受到限制。本文在前人研究基础上以鄂尔多斯盆地镇泾地区长8地层为例,综合考虑建设性和破坏性成岩作用,以地史时间为变量、现今孔隙度作为约束条件,提出基于数值模拟技术的砂岩古孔隙度恢复方法。

## 1 地质背景

镇泾地区处于鄂尔多斯盆地西缘天环向斜的南段,地层平缓西倾,构造比较简单,局部发育小型低幅度鼻状隆起;白垩纪以来盆地发生构造反转,长8地层由早期东倾逐渐演变为现在微幅西倾。三叠纪延长组长6—长8沉积期,该区处于盆地西南缘冲击扇—扇三角洲沉积体系发育的三角洲前缘主体上,储集砂体比较发育,同时与东北方向的半深湖—深湖区紧密毗邻,水进水退的沉积过程中发育了大套砂、泥岩互层地层<sup>[16]</sup>。研究区长8地层属于三角洲前缘亚相,水下分流河道和河口坝是有利的储集砂体;分流间湾的泥岩和上覆长7油页岩是有利的生油岩和有效的遮挡岩体。充足的油源和良好的遮挡,形成自生自储式成油组合<sup>[17]</sup>。储集岩以长石岩屑砂岩为主,其次为岩屑长石砂岩;储集空间包括原生孔隙和次生孔隙,孔隙度为4%~15%,渗透率为 $(0.01\sim 1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,属于低孔低渗储层。

## 2 砂岩古孔隙度恢复模拟原理

孔隙度演化缘于成岩演化。成岩作用数值模拟分为两类:①作用模拟,主要基于各种物理化学作用模型,模拟各种

具体的成岩作用,如压实、石英加大、溶蚀作用等,主要应用于单项成岩机制讨论;②效应模拟,不模拟具体成岩作用,而是通过地质参数来模拟各种成岩作用的综合叠加结果,强调储集层预测的目的<sup>[18]</sup>。

本文基于孔隙度变化效应模拟目的,采用效应模拟方法。以现今孔隙度剖面特征为切入点,将地层孔隙度演化过程分解为减孔和增孔作用两方面。减孔作用主要包括压实和胶结作用,增孔作用主要指次生溶蚀作用,二者叠加构成总孔隙度演化过程。

## 3 砂岩孔隙度模拟方法

运用“将今论古”原理,分析现今砂岩孔隙度深度剖面特征,确定不同阶段孔隙度演化的主要影响因素。进而研究各控制因素在时间域内的演化特征,建立演化模拟函数。最后将各个函数进行叠加,即为砂岩古孔隙度的计算模型。

### 3.1 砂岩孔隙度剖面特征

由于研究区长8地层以细砂岩为主,因此选取细砂岩地层建立孔隙度剖面,分析细砂岩地层的孔隙度在垂向上展布特征及其与深度的关系。

在分析孔隙度剖面时,首先要考虑不同埋深范围内孔隙度演化的控制因素。压实作用始于沉积之初,岩心覆压测试显示,长8地层的压实作用持续至今仍然存在。胶结作用始于早成岩B亚期,对应的地层温度为65~75℃,对应地层为洛河宜君上部,其后胶结作用持续进行<sup>[19]</sup>。溶蚀作用可以通过孔隙异常扩大加以区别。

现今细砂岩孔隙度剖面分析得出结果如下:①研究区长8地层孔隙度演化受到压实、胶结和次生溶蚀作用的影响,按照效应分析原则可以分为减孔作用(压实和胶结作用)和增孔作用(次生溶蚀作用)过程;②减孔作用在孔隙度演化的整个阶段持续存在,浅部以压实为主,深部压实和胶结作用同时存在并控制孔隙演化,整个减孔过程具有持续性、一致性特征;③溶蚀增孔作用横向和纵向差异较大,表现出复杂性特征(图1)。

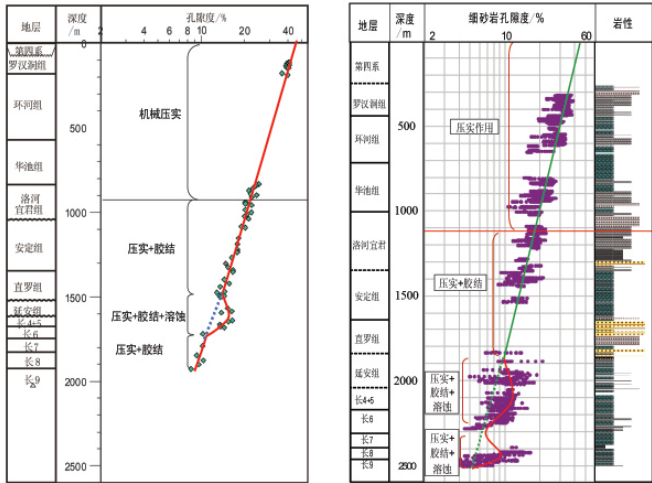
孔隙度深度剖面是特定时期孔隙度在深度域内的分布关系,并不代表地层在时间域内从沉积开始演化至今的完整过程,因此要进行深度域向时间域的转换。本文把孔隙度演化过程分解为增孔和减孔作用两个过程,分别建立它们在时间域内的演化函数(图2)。

### 3.2 减孔作用模拟

孔隙度减小源于地层的压实和胶结作用。前面分析,洛河宜君组上部压实阶段和下部压实和胶结综合作用对孔隙度变化的影响效应具有继承性和一致性,减孔过程是一个连续的指数模型,因此根据效应模拟原则,可以把浅部纯压实作用模型向下延伸来代替孔隙度减小模型。本文采用刘震等<sup>[10]</sup>提出的双元函数模型来模拟孔隙度减小过程,多元回归得

$$\phi_n = 47e^{(-0.0002051t - 0.000625t^2 - 0.000006152t^3)} \quad (1)$$

其中, $\phi_n$ 为压实和胶结持续作用下剩余的孔隙度,%; $t$ 为距今



(a) 人工拾取红河 38 井数据点 (b) 红河 5 井全部细砂岩层段数据  
(a) Manual picking porosity data of sandstone from Well Honghe 38 (b) Porosity data of sandstone form Well Honghe 5

图 1 镇泾地区细砂岩孔隙度剖面及成岩作用分段特征  
Fig. 1 Vertical distribution characteristics of porosity and diagenesis of fine sandstone in Zhenjing area

地质年代, Ma;  $z$  为埋深, m。

由式(1)可知,长 8 砂岩地层沉积孔隙度为 47%,孔隙度随深度和时间的增加而逐渐减小(图 2(b))。

### 3.3 增孔作用模拟

孔隙度增大源于次生溶蚀作用<sup>[20]</sup>。溶剂、可溶矿物、流体活跃性是次生溶蚀作用发生的必要条件,三者和时间、空间上匹配的差异导致次生溶蚀孔隙发育程度不同<sup>[21]</sup>。本研究结

合正演和反演方法,先将现今孔隙度特征作为约束条件确定次生孔隙的大小,然后从成因分析入手正演孔隙度溶蚀增大的过程。

首先根据式(1)计算没有次生孔隙情况下的剩余孔隙度  $\phi_n$ , 则现今实际的孔隙度  $\phi_i$  与  $\phi_n$  的差值  $\Delta\phi$  就是次生增孔量。前人研究表明次生溶蚀发育在 70~90℃的温度窗口内<sup>[3,22]</sup>。温度小于 70℃时地层缺少有机酸,不能形成大量的次生孔隙,而当地层温度高于 90℃时,由于酸浓度降低和原油侵位,次生溶蚀作用也很微弱<sup>[23]</sup>。因此增孔过程模拟的关键是地层在溶蚀窗口内演化过程的模拟。

根据化学动力学原理,溶解速率与有机酸浓度成正比,因此孔隙度随浓度变化率为

$$\frac{\partial\phi_s}{\partial t} = kC + c \quad (2)$$

其中,  $\phi_s$  为溶蚀形成的孔隙度, %;  $k$  为比例常数;  $c$  为待定常数;  $C$  为有机酸浓度, mol/L。

根据 Carothers 等<sup>[24]</sup>研究表明,油田水中有机酸浓度随温度变化曲线近似于抛物线,最大浓度对应 80℃左右,因此可以建立有机酸浓度与温度的关系:

$$C = aT^2 + bT + c_1 \quad (3)$$

其中,  $T$  为地层温度, °C;  $a, b, c_1$  为待定常数。根据温度与时间的关系,将式(3)转换为浓度随时间的演化函数,代入式(2),可得酸化窗口内孔隙度变化率模型:

$$\frac{\partial\phi_s}{\partial t} = a't^2 + b't + c' \quad (4)$$

其中,  $t$  为时间, Ma;  $a', b', c'$  为待定常数。

将式(4)中时间转换为地史时间,设定模型的时间范围

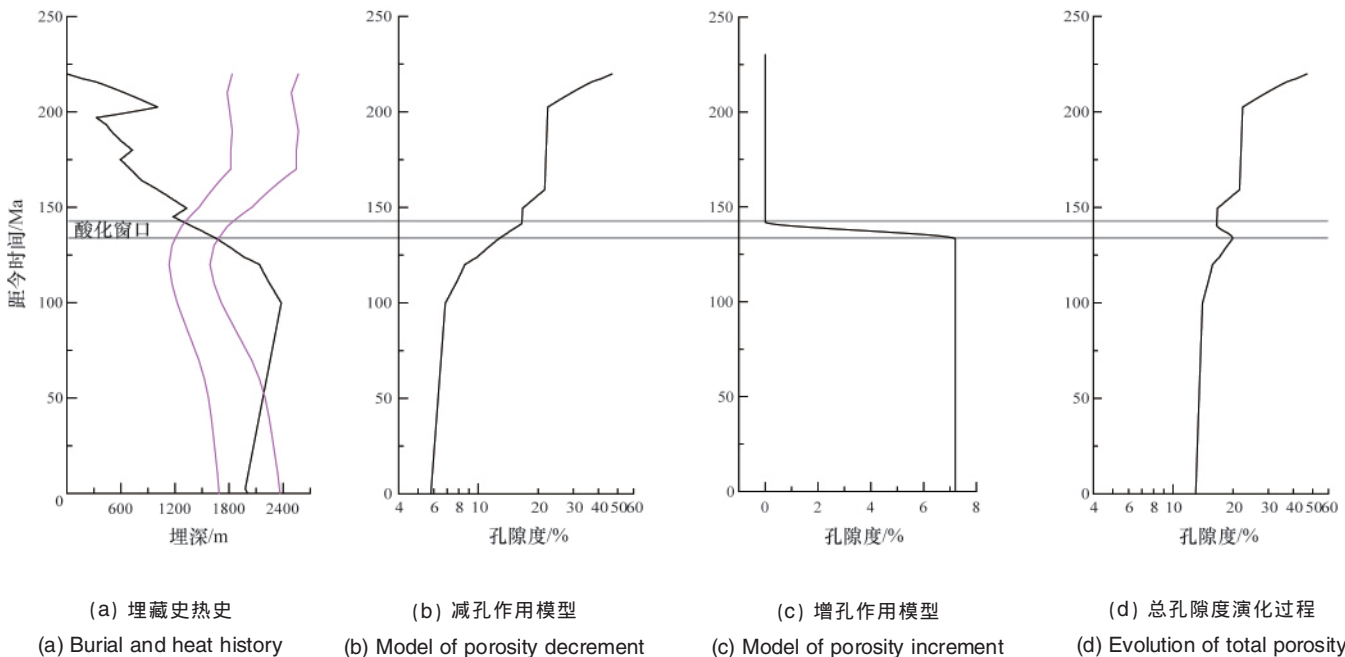


图 2 砂岩孔隙度演化模拟示意图  
Fig. 2 Schematic diagram of porosity evolution of sandstones

界于地层温度首次达到 70℃的时间  $t_1$  与首次达到 90℃的时间  $t_2$  之间, 代入边界条件:  $t-t_1=0$  时,  $\phi_s=0$  且孔隙度变化率为 0;  $t-t_2=0$  时,  $\phi_s=\Delta\phi$ , 增孔率曲线为中心对称曲线。解式(4)可得地层层生增孔量在酸化窗口内的函数模型

$$\phi_s = -\frac{2\Delta\phi}{\Delta t^3} (t-t_1)^3 + \frac{3\Delta\phi}{\Delta t^2} (t-t_1)^2 \quad (5)$$

根据现有的次生孔隙特征, 结合次生孔隙形成及演化中经历的地质过程, 发现在砂岩层深埋后, 已经形成的次生孔隙基本停止演化(图 2(c))<sup>[23]</sup>。增孔模型为

$$\phi_s = \begin{cases} 0 & t \geq t_1 \\ -\frac{2\Delta\phi}{\Delta t^3} t^3 + \frac{3\Delta\phi}{\Delta t^2} t^2 & t_1 \geq t > t_2 \\ \Delta\phi & t \leq t_2 \end{cases} \quad (6)$$

### 3.4 总孔隙度演化模型

减孔和增孔作用模型叠加构成总孔隙度演化模型。减孔作用过程从沉积初期持续至今, 其模型是一个随时间和深度变化的函数; 增孔作用的过程只在特定的时间段及酸化窗口内存在, 其模型为一个分段函数; 二者叠加的总孔隙度模型也是一个随时间和埋深变化的分段函数(图 2(d))。

$$\phi = \begin{cases} \phi_n & t \geq t_1 (\text{正常压实阶段}) \\ \phi_n - \frac{2\Delta\phi}{\Delta t^3} t^3 + \frac{3\Delta\phi}{\Delta t^2} t^2 & t_1 \geq t > t_2 (\text{酸化增孔阶段}) \\ \phi_n + \Delta\phi & t \leq t_2 (\text{增孔后演化阶段}) \end{cases} \quad (7)$$

式(7)即为砂岩地层孔隙度的演化模型, 该模型以时间为变量, 可以计算任意时间点上的孔隙度。同时该模型以现今实际孔隙度作为约束条件, 模拟得到的现今孔隙度和实际孔隙

度一致, 具有较高可靠性。

### 4 实例应用

利用砂岩孔隙度演化模型, 结合地层埋藏史和热史研究成果, 可以恢复地层在任意时间点上的孔隙度。本文列举了镇泾油田长 8 砂岩成藏期孔隙度的恢复过程。首先, 求取各井长 8 砂岩的平均孔隙度, 得到长 8 砂岩现今孔隙度平面分布图(图 3(a)); 其次, 结合埋藏史和热演化史, 计算各井长 8 地层在成藏期的埋深; 最后, 根据式(7)计算各井成藏期孔隙度, 作平面等值线图(图 3(b))。

通过对比现今和成藏期的孔隙度等值线图可以发现, 研究区孔隙度演化具有继承特点。区域内构造平缓, 构造对孔隙度演化的影响较小。只是后期盆地发生构造反转, 西部沉降大于东部。对比东部 HH03 井区和西部 HH49 井区孔隙度变化量, 可以看出西部压实作用更强, 其最低孔隙损失量比东部高 1.5%(图 3)。

沉积微相是砂岩孔隙度演化的主控因素, 由于差异压实水下分流河道主砂体具有较高的孔渗条件和相对高的构造位置。早期下伏长 7 地层的有机酸通过断裂进入砂体, 优先进入这些具微凸起的高孔渗部位溶蚀长石形成次生增孔带。随后油气沿着优势通道进入储层, 原油侵位又抑制了压实和胶结作用, 使得高孔渗带得以保存形成有利成藏区, 这是高产油藏的主控因素。例如 HH50、HH38 和 H09 井区油气充注时间早, 孔隙度保存好, 目前是镇泾区块产能最高最具开发潜力的油藏区。

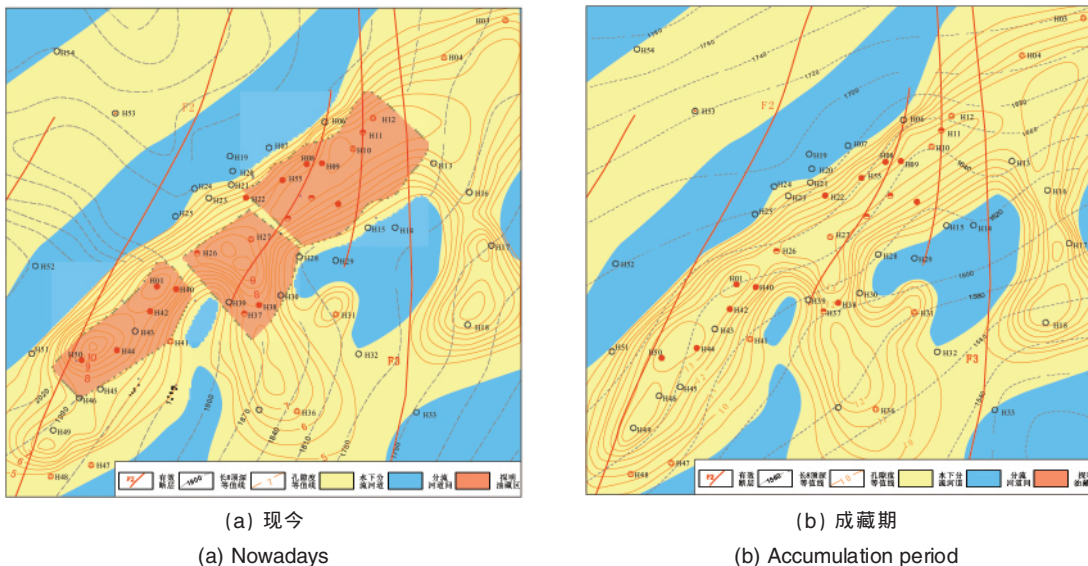


图 3 镇泾区块 HH105—ZJ5 油藏区长 8 砂岩孔隙度等值线图  
Fig. 3 Isoline map of sandstone porosity in Chang 8 reservoir HH105 to ZJ5 Zhenjing area

### 5 结论

(1) 本文提出砂岩古孔隙度恢复方法, 综合考虑了破坏性成岩作用和建设性成岩作用对孔隙度的影响, 以地史时间为变量, 先分解后叠加建立砂岩孔隙度演化的数学模型, 能

体现砂岩孔隙度演化的动态过程。模型以现今孔隙度作为约束条件, 具有操作简单、结果可靠的特征。

(2) 减孔作用模型是关于埋深和时间的函数, 从沉积开始到现今持续进行。增孔作用模型受地温控制具有窗口特

征,是关于时间的分段函数。总孔隙度演化模型是关于时间的三段式分段函数。

(3) 实际应用表明,镇泾油田孔隙度演化受构造和沉积相控制,其中沉积相是主控因素。溶蚀作用的存在和油气早期充注是孔隙得以保存的重要条件,是形成工业油藏的主控因素。

### 参考文献 (References)

- [1] Athy L F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks[J]. *AAPG Bulletin*, 1930, 14(1): 1-24.
- [2] Athy L F. Compaction and oil migration [J]. *AAPG Bulletin*, 1930, 14(1): 25-35.
- [3] Surdam R C, Boese S W, Crossey L J. The chemistry of secondary porosity[J]. *AAPG Memoir*, 1984, 37: 127-149.
- [4] Schmoker J W, Gautier D L. Sandstone porosity as a function of thermal maturity[J]. *Geology*, 1988, 16(11): 1007-1010.
- [5] Wangen M. Modeling porosity evolution and cementation of sandstones[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1998, 15(5): 453-465.
- [6] He W W, Hajash A, Sparks D. A model for porosity evolution during creep compaction of sandstones [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2002, 197(3-4): 237-244.
- [7] Lemee C, Gueguen Y. Modeling of porosity loss during compaction and cementation of sandstones[J]. *Geology*, 1996, 24(10): 875-878.
- [8] Lander R H, Walderhaug O. Predicting porosity through simulating sandstone compaction and quartz cementation [J]. *AAPG Bulletin*, 1999, 83(3): 433-449.
- [9] Hayes J B. Porosity evolution of sandstones related to vitrinite reflectance [J]. *Organic Geochemistry*, 1991, 17(2): 117-129.
- [10] 刘震, 邵新军, 金博, 等. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响[J]. *现代地质*, 2007, 21(1): 125-132.  
Liu Zhen, Shao Xinjun, Jin Bo, et al. *Geoscience*, 2007, 21(1): 125-132.
- [11] 褚喜准, 王琪, 陈国俊, 等. 珠江口盆地恩平凹陷碎屑岩储层孔隙度纵向演化特征[J]. *天然气地球科学*, 2007(5): 643-647, 666.  
Gao Xizhun, Wang Qi, Chen Guojun, et al. *Natural Gas Geosciences*, 2007(5): 643-647, 666.
- [12] 李明刚, 褚喜准, 陈刚, 等. 恩平凹陷珠海组储层的孔隙度演化模型 [J]. *石油学报*, 2009(6): 862-868.  
Li Minggang, Gao Xizhun, Chen Gang, et al. *Acta Petrolei Sinica*, 2009 (6): 862-868.
- [13] 邓秀芹, 刘新社, 李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. *石油与天然气地质*, 2009(2): 156-161.  
Deng Xiuqin, Liu Xinshe, Li Shixiang. *Oil & Gas Geology*, 2009 (2): 156-161.
- [14] 孟元林, 姜文亚, 刘德来, 等. 储层孔隙度预测与孔隙演化史模拟方法探讨——以辽河拗陷双清地区为例[J]. *沉积学报*, 2008(5): 780-788.  
Meng Yuanlin, Jiang Wenya, Liu Delai, et al. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008(5): 780-788.
- [15] 孟元林, 王志国, 杨俊生, 等. 成岩作用过程综合模拟及其应用[J]. *石油实验地质*, 2003(2): 211-215, 220.  
Meng Yuanlin, Wang Zhiguo, Yang Junsheng, et al. *Petroleum Geology & Experiment*, 2003(2): 211-215, 220.
- [16] 长庆油田石油地质志编写组. 中国石油地质志[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992.  
Editorial Committee of Petroleum Geology of Changqing Oil Field. *Petroleum geology of China*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992.
- [17] 张哨楠, 胡江泰, 沙文武, 等. 鄂尔多斯盆地南部镇泾地区延长组的沉积特征[J]. *矿物岩石*, 2000(4): 25-30.  
Zhang Shaonan, Hu Jiangtai, Sha Wenwu, et al. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2000(4): 25-30.
- [18] 应凤祥, 罗平, 何东博. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.  
Ying Fengxiang, Luo Ping, He Dongbo. *Diagenesis and diagenetic numerical simulation of clastic-rock reservoir in petroleum basin of China*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [19] 中国石油化工股份有限公司华北分公司. 镇泾区块中生界岩性油藏成藏模式及主控因素研究[M]. 郑州: 中国石油化工股份有限公司华北分公司, 2010.  
Huabei Subsidiary Corporation of Sinopec. *Study on hydrocarbon accumulating model and controlling factors on Mesozoic lithological reservoir, Zhenjing area* [M]. Zhengzhou: Huabei Subsidiary Corporation of Sinopec, 2010.
- [20] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. *石油学报*, 2007, 28(4): 57-61.  
Yang Xiaoping, Zhao Wenzhi, Zou Caineng, et al. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 57-61.
- [21] 王学军. 低渗透储层成因及石油运移聚集机理研究——以鄂尔多斯盆地镇北地区延长组为例[D]. 北京: 中国石油大学, 2009.  
Wang Xuejun. *The formation of low permeability reservoirs and petroleum migration and accumulation mechanism: A case study from the Yanchang Formation in Zhenbei area of Ordos Basin* [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2009.
- [22] Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic-inorganic and sandstone diagenesis[J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(1): 1-23.
- [23] 陈艳鹏. 柴达木盆地西部南区古近系岩性油气藏形成机理研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2008.  
Chen Yanpeng. *The accumulation mechanism of paleogene lithologic pools in the southwest of Qaidam Basin*[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2008.
- [24] Carothers W W, Kharaka Y K. Aliphatic acid anions in oil-field waters—implications for origin of natural gas [J]. *AAPG Bulletin*, 1978, 62(12): 2441-2453.

(责任编辑 刘志远)

### 《科技导报》“卷首语”栏目征稿

“卷首语”栏目每期邀请一位中国科学院院士和中国工程院院士就重大科技现象、事件,以及学科发展趋势、科学研究热点和前沿问题等,撰文发表个人的见解、意见和评论。本栏目欢迎院士投稿,每篇文章约2000字,同时请提供作者学术简历、工作照和签名电子文档。投稿信箱:kjdbjb@cast.org.cn。