

# 基于孔隙成因的泥页岩总孔隙度恢复方法研究

——以渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段为例

王保华, 陆建林, 李浩, 宋振响, 左宗鑫

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126)

**摘要:** 泥页岩中具有多种类型孔隙, 为页岩油气富集提供了重要的储渗空间。恢复泥页岩孔隙演化史, 是页岩油气资源评价与区带优选的关键, 同时也是开展烃源岩排烃过程研究的重要基础。泥页岩中压实作用减孔、生烃作用增孔以及构造作用造缝是泥页岩孔隙形成的重要机制。基于这三种成孔机制, 采用泥岩压实模型计算不同深度泥页岩孔隙度减少量, 结合泥页岩的镜质体反射率、有机碳含量以及物性等实测数据, 建立了地史演化过程中泥页岩有机质孔与有机碳变化量( $\Delta C$ )的数学模型; 在拟合不同成因孔隙类型演化趋势模型的基础上, 综合构造、岩相、成岩以及应力场特征, 建立基于孔隙成因的多类型泥页岩孔隙恢复方法。应用该方法恢复了渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段 3 种成因类型孔隙的演化趋势, 并预测了不同成因类型孔隙的空间展布, 进而确定了其泥页岩总孔隙度的分布。预测结果与实钻资料较吻合, 可靠性较好。

**关键词:** 页岩油气; 泥页岩; 孔隙度恢复; 生烃孔隙度; 孔隙演化

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

## Recovery method for total porosity of shale based on porosity origin:

A case study of the lower part of the third member  
of Shahejie Formation in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin

Wang Baohua, Lu Jianlin, Li Hao, Song Zhenxiang, Zuo Zongxin

(Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

**Abstract:** There are many types of pores in shale, which provide an important permeable-storage space for oil and gas enrichment. The restoration of shale pore evolution is the key to the evaluation of shale oil and gas resources and the optimization of zone, and it is also an important basis for the study of hydrocarbon expulsion process. The compaction of mud shale which reduces pore, hydrocarbon generation which forms pore, and tectonic effect which forms fracture are important mechanisms of shale pore generation. Based on these three kinds of pore forming mechanisms, a mudstone compaction model was used to calculate the porosity change of shale at different depths. The relationship between organic pore and organic carbon content during geologic evolution was modeled according to the measured data such as vitrinite reflectance, organic carbon content and physical properties of shale. After modeling the evolutionary trend of different pore types, a the multi-type shale pore recovery method based on pore formation was established based on comprehensive tectonics, facies, diagenesis and stress field characteristics. The evolution of three pore types in the lower part of the third member of Shahejie Formation in the Dongying Sag was restored by this method, and the spatial distribution of pores of different genetic types was predicted. The distribution of the total porosity of shale was determined. The forecast results are in good agreement with the real drilling data.

**Key words:** shale oil and gas; shale; porosity recovery; hydrocarbon generation porosity; porosity evolution

## 1 研究概况

随着国内外非常规油气的勘探突破, 泥页岩除作为烃源层外, 同样可以作为油气储集层的观念被普遍接受<sup>[1-3]</sup>。非常规页岩油气勘探实践表明<sup>[4-6]</sup>,

泥页岩储集油气能力的大小主要取决于其孔隙发育情况和裂缝发育程度。因此, 恢复地史过程中泥页岩孔隙度演化及预测泥页岩现今孔隙分布是非常规油气勘探的重点工作, 也是页岩油气富集区优选和资源潜力评价的关键和基础。

收稿日期: 2017-04-05; 修订日期: 2017-07-21。

作者简介: 王保华(1981—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事油气资源评价工作。E-mail: wangbh.syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技部项目“东部断陷盆地页岩油富集主控因素及选区评价”(P15094)资助。

根据泥页岩孔隙成因类型,可将泥页岩储集空间分为无机矿物质孔、有机孔和微裂缝 3 种类型<sup>[1-2]</sup>。无机矿物质孔主要指地层沉积成岩过程中保留下来的粒间孔隙<sup>[3]</sup>;有机质孔主要发育在有机质颗粒内部,是有机质在生烃演化过程中形成的孔隙,生烃作用是该类孔隙发育的主控因素<sup>[4]</sup>;裂缝主要包括构造缝、层理缝、有机质生烃微裂缝等,其中构造及层理缝主控因素为地应力作用,有机质生烃微裂缝受控于生烃作用<sup>[1]</sup>。

前人针对泥页岩孔隙演化恢复主要采用 2 种方法:(1)将富烃泥页岩地层视为常规地层,其孔隙演化采用 Athy<sup>[5]</sup> 泥岩压实模型,这种方法仅适用于常规砂岩储层油气勘探,将泥页岩地层视为上覆盖层或烃源层,而非油气储层,其获得的孔隙度值为地层粒间孔隙,因此该方法不适用于页岩油气勘探;(2)物理模拟实验法:即选择低熟样品,设定温度序列,通过加温生烃,利用气体吸附定量分析不同阶段孔隙度的变化<sup>[6]</sup>。通过这种方法获得的孔隙度为样品点总孔隙度,无法对粒间孔隙、有机质孔隙及裂缝进一步表征。通过实验室模拟的方法,可以揭示富有机质泥页岩有机孔隙在实验条件下生烃过程中的演化总体趋势,但一方面由于实验条件与实际地质演化过程存在的差异,物理实验还需要进一步的完善<sup>[7-8]</sup>;另一方面实验室获得的测试数据为单个点某一深度的演化数据,若要拓展至平面及纵向上孔隙演化则需要大量的测试样品支撑,测试成本巨大。

## 2 研究方法建立

以 TSM 盆地模拟软件为平台,基于孔隙成因的泥页岩总孔隙度演化恢复方法研究的主要流程包括:综合利用钻井岩心常规实测总孔隙度、 $w(\text{TOC})$ 、 $R_o$  数据,应用 Athy 泥岩压实孔隙恢复模型,计算各地质演化阶段粒间孔隙度,应用烃源岩原始有机碳恢复模型,建立研究区多口钻井生烃孔隙度、构造裂缝孔隙度与  $w(\text{TOC})$  转化( $\Delta C$ )关系,结合埋藏史、热史及生烃史模拟,计算各地质演化阶段生烃孔隙;通过工区内已知钻井的构造裂缝孔隙及目的层现今构造应力场分布,建立钻井点应力与构造裂缝孔隙分布关系,结合研究区构造应力场演化史模拟,预测各地质演化阶段构造裂缝孔隙。在上述工作基础上,恢复地史演化过程中富烃泥页岩粒间孔隙度、裂缝孔隙度、生烃孔隙度及总孔隙变化过程(图 1)。

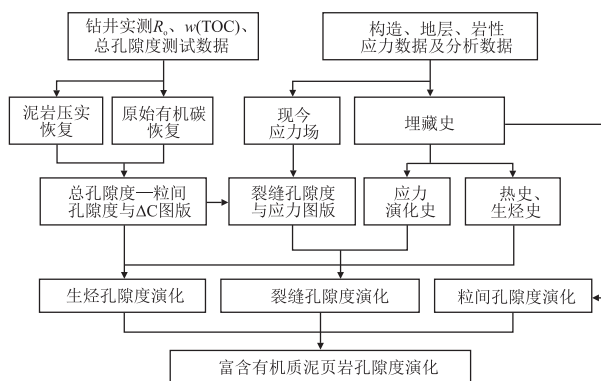


图 1 富含有机质泥页岩孔隙度演化恢复流程

Fig.1 Recovery process of porosity evolution of organic-rich shale

根据前人对泥页岩孔隙构成的认识<sup>[9-12]</sup>,即富含有机质泥页岩孔隙度主要由压实作用成因的粒间孔隙<sup>[13]</sup>、生烃作用成因的生烃孔隙及生烃微裂缝<sup>[4]</sup>、构造作用成因的裂缝 3 类孔隙构成<sup>[14]</sup>。因此,泥页岩总孔隙可表示为:

$$\Phi_{\text{泥}} = \Phi_{\text{粒}} + \Phi_{\text{生}} + \Phi_{\text{构}} \quad (1)$$

式中: $\Phi_{\text{泥}}$ 为泥页岩地层总孔隙度; $\Phi_{\text{粒}}$ 为泥页岩粒间孔隙度; $\Phi_{\text{生}}$ 为泥页岩生烃孔隙度及生烃微裂缝孔隙度; $\Phi_{\text{构}}$ 为构造裂缝孔隙度。

### 2.1 压实作用孔隙度演化恢复

20 世纪 30 年代,Athy<sup>[5]</sup>认为在正常压实条件下泥页岩孔隙度与埋深之间存在指数关系,即泥页岩在压实过程中孔隙度随深度增加而呈现指数减小,之后人们在分析泥页岩压实程度时大多运用这个指数关系式。在拟合孔隙度与深度关系方面,前人做了大量研究工作<sup>[13,15]</sup>。1959 年,Rubey 等<sup>[13]</sup>建立了指数关系模型,在盆地模拟中广泛应用。

本文首先应用 Athy 泥岩压实模型,计算钻井样品点粒间孔隙度  $\Phi_{\text{粒}}$ :

$$\Phi_{\text{粒}} = A \cdot e^{-Bh} \quad (2)$$

式中: $A$ 为泥页岩初始孔隙度; $B$ 为压实系数,参数  $A$ 、 $B$  的选取可采用数值拟合的方法确定; $h$ 为地层埋深。

应用公式(2),结合埋藏史模拟计算的各地质演化时间中的泥页岩深度,计算目的层泥页岩粒间孔隙在各地质演化阶段任意点的粒间孔隙度值:

$$\Phi_{\text{粒}}(x, y, t) = A \cdot e^{-BZ(x, y, t)} \quad (3)$$

式中: $t$ 为地质演化时间; $(x, y)$ 为研究区平面内任意点; $Z(x, y, t)$ 为  $t$ 时刻  $(x, y)$ 点埋深。

### 2.2 有机质孔隙度演化恢复

应用地球化学实验方法,建立富含有机质泥岩

样品原始有机碳恢复系数与成熟度变化关系。通过物理实验方法,建立原始有机碳恢复系数与烃源岩成熟度拟合关系,该方法是目前有机碳恢复研究较成熟方法<sup>[16]</sup>。恢复系数与成熟度关系可通过统计回归方法建立方程,本文采用渤海湾盆地实际钻井模拟实验数据,通过回归建立有机碳恢复系数  $f_{\text{恢复}}(R_o)$  与  $R_o$  关系的公式(图 2):

$$f_{\text{恢复}}(R_o) = 0.089R_o^3 - 0.673R_o^2 + 1.716R_o + 0.199 \quad (4)$$

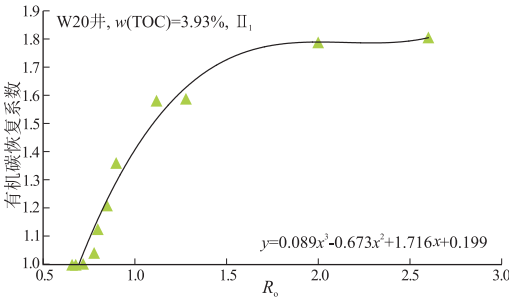


图 2 富含有机质泥页岩有机碳恢复系数与  $R_o$  关系

Fig.2 Relationship between organic carbon recovery coefficient and  $R_o$  of organic-rich shale

应用公式(4)将样品残余有机碳恢复至原始有机碳,通过原始有机碳—残余有机碳计算  $\Delta C$ :

$$w(\text{TOC})_{\text{原}} = f_{\text{恢复}}(R_o) \cdot w(\text{TOC})_{\text{残}} \quad (5)$$

$$\Delta C = w(\text{TOC})_{\text{原}} - w(\text{TOC})_{\text{残}} \quad (6)$$

式中:  $w(\text{TOC})_{\text{原}}$  为原始有机碳;  $w(\text{TOC})_{\text{残}}$  为残余有机碳;  $\Delta C$  为生烃演化消耗的有机碳。

通过钻井实测泥页岩总孔隙度数据  $\Phi_{\text{泥}}$  与公式(2)获得的  $\Phi_{\text{粒}}$  计算  $\Phi_{\text{泥}} - \Phi_{\text{粒}}$ , 结合公式(6)计算的  $\Delta C$ , 建立  $\Phi_{\text{泥}} - \Phi_{\text{粒}}$  与  $\Delta C$  关系图版(图 3)。根据公式(1), 泥页岩总孔隙空间去除粒间孔隙即为生烃孔隙及构造裂缝孔隙空间, 因此, 通过统计回归方法建立  $\Phi_{\text{泥}} - \Phi_{\text{粒}}$ 、 $\Phi_{\text{生}} + \Phi_{\text{构}}$  与  $\Delta C$  关系模型:

$$\Phi_{\text{泥}} - \Phi_{\text{粒}}(\Delta C) = \Phi_{\text{生}} + \Phi_{\text{构}} = 1.348\Delta C + 3.221 \quad (7)$$

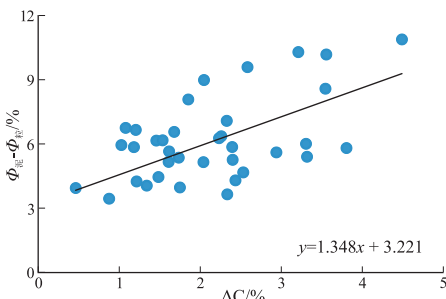


图 3 富含有机质泥页岩  $\Phi_{\text{泥}} - \Phi_{\text{粒}}$  与  $\Delta C$  图版

Fig.3 Relationship between  $\Phi_{\text{total}} - \Phi_{\text{original}}$  and  $\Delta C$  of organic-rich shale

$$\Phi_{\text{生} + \text{构}}(\Delta C) = \Phi_{\text{生}} + \Phi_{\text{构}} = 1.348\Delta C + 3.221 \quad (8)$$

式中:  $\Delta C$  为公式(6)计算值;  $\Phi_{\text{泥} - \text{粒}}(\Delta C)$  为泥页岩总孔隙度去除粒间孔隙度值;  $\Phi_{\text{生} + \text{构}}(\Delta C)$  为泥页岩生烃孔隙度、生烃微裂缝孔隙度及构造裂缝孔隙度。

根据前述泥页岩孔隙成因认识可知,  $\Phi_{\text{生}}$  与有机质生烃演化相关,  $\Phi_{\text{构}}$  与构造应力场分布相关。当选取的样品处于未成熟阶段, 有机质尚未转化生烃, 此时未形成有机碳转化, 即:  $\Delta C = 0$ ,  $\Phi_{\text{生}} = 0$ , 回归曲线与 Y 轴 ( $\Phi_{\text{生}} + \Phi_{\text{构}}$ ) 截距即为裂缝孔隙度  $\Phi_{\text{构}}$ 。

应用成熟度史模拟, 可获得目的层各点及演化阶段成熟度:

$$\Phi_{\text{生}}(x, y, t) + \Phi_{\text{构}}(x, y, t) = \Phi_{\text{生} + \text{构}}(f_{\text{恢复}}(R_o(x, y, t)) - 1)w(\text{TOC})_{\text{残}}(x, y) \quad (9)$$

$$\Phi_{\text{生}}(x, y, t) = \Phi_{\text{生} + \text{构}}(f_{\text{恢复}}(R_o(x, y, t)) - 1)w(\text{TOC})_{\text{残}}(x, y) - \Phi_{\text{构}}(x, y, t) \quad (10)$$

式中:  $w(\text{TOC})_{\text{残}}(x, y)$  为现今  $(x, y)$  点残余有机碳;  $R_o(x, y, t)$  为  $t$  演化阶段任意  $(x, y)$  点目的层成熟度值; 地质演化阶段构造裂缝孔隙度值由下述 2.3 给出, 各地质演化阶段生烃孔隙度值采用公式(10)计算。

### 2.3 构造裂缝孔隙度演化恢复

泥页岩地层构造裂缝发育程度与其经历的应力场演化史具有较强的相关性, 利用构造信息进行应力模拟是国内外应力模拟和应力预测的主要技术手段之一。本文基于薄板弯曲模型<sup>[14]</sup>, 应用地史演化过程中古构造埋深、地层厚度、岩性及实测应力数据, 计算各地质演化阶段应力分布。

应用现今目的层构造应力分布数据, 统计工区内钻井点应力值与公式(8)中确定的  $\Phi_{\text{构}}$ , 建立钻井点应力值与  $\Phi_{\text{构}}$  图版。若工区内钻井测试数据较少, 可通过地质分析, 预先给出构造裂缝孔隙度范围 ( $\Phi_{\text{构}1}, \Phi_{\text{构}2}$ ), 结合现今应力平面分布数据, 可获得构造应力值取值范围 ( $P_1, P_2$ ), 则任意点  $(x, y)$  对应裂缝孔隙度可用下式表达:

$$\Phi_{\text{构}}(x, y) = \begin{cases} \Phi_{\text{构}1} + (\Phi_{\text{构}0} - \Phi_{\text{构}1}) \cdot (P(x, y) - P_1) / (P_0 - P_1), & P(x, y) < P_0 \\ \Phi_{\text{构}0}, & P(x, y) = P_0 \\ \Phi_{\text{构}0} + (\Phi_{\text{构}2} - \Phi_{\text{构}0}) \cdot (P(x, y) - P_2) / (P_0 - P_2), & P(x, y) > P_0 \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $\Phi_{\text{构}0}$  为公式(8)计算的裂缝孔隙, 对应压力为  $P_0$ ;  $P_1, P_2$  为地质分析获得的工区最大主应力分布的最小值与最大值;  $\Phi_{\text{构}1}, \Phi_{\text{构}2}$  为对应的裂缝孔隙度。

通过盆地模拟可获得地质演化各时间构造埋深、地层厚度数据, 通过盆地模拟获得各地质演化

阶段古应力分布,则依据公式(9)可计算出各地质演化阶段点(x,y)裂缝孔隙度值。

$$\Phi_{\text{构}}(x,y,t) = \begin{cases} \Phi_{\text{构}1} + (\Phi_{\text{构}0} - \Phi_{\text{构}1}) \cdot (P(x,y,t) - P_1) / (P_0 - P_1), & P(x,y,t) < P_0 \\ \Phi_{\text{构}0}, & P(x,y,t) = P_0 \\ \Phi_{\text{构}0} + (\Phi_{\text{构}2} - \Phi_{\text{构}0}) \cdot (P(x,y,t) - P_2) / (P_0 - P_2), & P(x,y,t) > P_0 \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P(x,y,t)$ 为任意地质演化时间研究区应力分布; $t$ 为地质演化时间。

### 2.4 总孔隙度演化恢复

目的层各地质演化阶段孔隙度可表示为:

$$\Phi_{\text{泥}}(x,y,t) = \Phi_{\text{粒}}(x,y,t) + \Phi_{\text{生}}(x,y,t) + \Phi_{\text{构}}(x,y,t) \quad (13)$$

式中: $\Phi_{\text{粒}}(x,y,t)$ ,  $\Phi_{\text{生}}(x,y,t)$ ,  $\Phi_{\text{构}}(x,y,t)$ 为上述公式(3),(10),(12)计算的各地质演化阶段不同

成因地层孔隙度。

## 3 应用效果

针对渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段泥页岩总孔隙度演化史开展数值模拟预测。东营凹陷专门针对页岩油勘探钻井相对较少,本次模拟选择了3口页岩油专探井,共82组实测总孔隙度、 $w(\text{TOC})$ 、 $R_0$ 数据。应用过程中采用研究区实测样品建立有机碳恢复系数关系,通过本文所述方法建立模板(图3),应用TSM盆地模拟软件模拟各地质演化阶段目的层埋深、 $R_0$ 、最大主应力、粒间孔隙度数据,通过公式(9)建立图3中构造裂缝与应力关系,应用公式(3)计算各演化阶段粒间孔隙度,应用公式(10)恢复各地质演化史过程中裂缝孔隙度

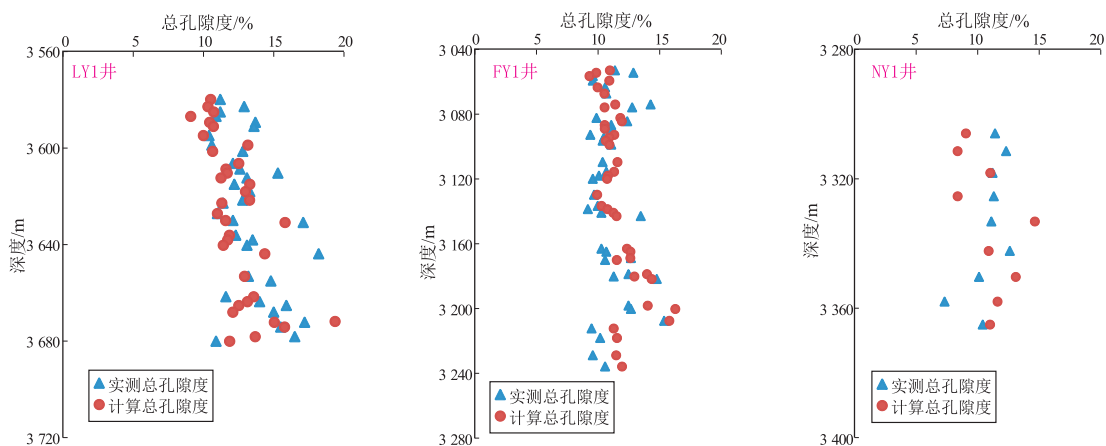


图4 渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段钻井实测与计算孔隙度拟合

Fig.4 Fitting chart between the measured total porosity from drilled wells and the calculated porosity of the lower part of the third member of Shahejie Formation in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin

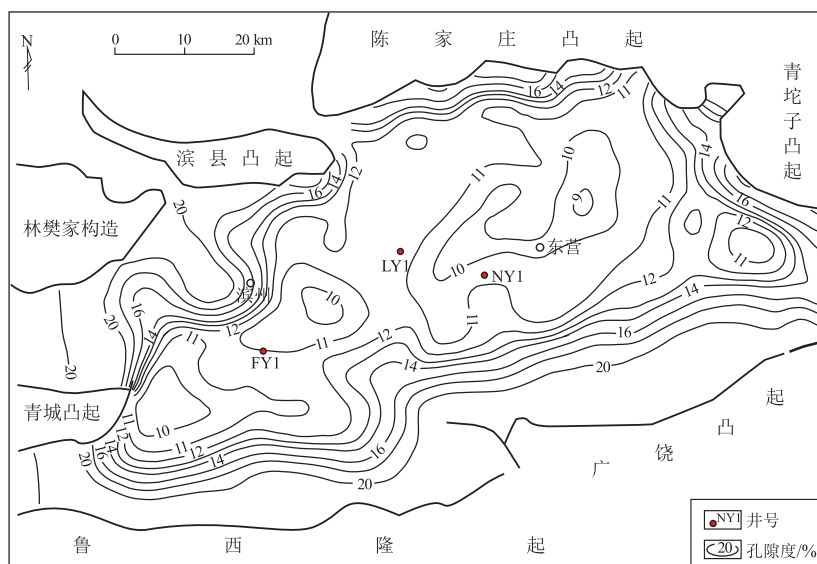


图5 渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段现今总孔隙度分布

Fig.5 Distribution of present total porosity of the lower part of the third member of Shahejie Formation in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin



演化,应用公式(12)计算各演化阶段生烃孔隙度演化,应用公式(13)计算各地质演化阶段总孔隙度。通过以上应用实现了东营凹陷沙三下亚段总孔隙度纵向分布预测(图4)及不同成因类型孔隙度平面分布预测,东营凹陷沙三下亚段现今总孔隙度分布如图5所示。实测总孔隙度与计算总孔隙度值对比显示,本文所述方法具有较高的可靠性。

## 4 结论

(1)本文建立的泥页岩总孔隙度恢复方法可有效实现泥页岩地层地史演化过程中粒间孔隙度、有机孔隙度、裂缝孔隙度及总孔隙度的恢复。

(2)应用本方法对渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段不同类型泥页岩孔隙度进行恢复,通过与钻井实测总孔隙度数据对比,显示本方法具有较高的可靠性。

(3)本方法对泥页岩地层的孔隙度定量预测计算提供了较好的途径,可进一步用于盆地模拟计算、资源评价计算,以及非常规油气勘探评价。

### 参考文献:

[1] 黄潇,张金川,李晓光,等.陆相页岩孔隙类型、特征及油气共聚过程探讨:以辽河拗陷西部凹陷为例[J].天然地球科学,2015,26(7):1422-1432.  
Huang Xiao,Zhang Jinchuan,Li Xiaoguang,et al.Pore types and characteristics of continental shale and discussion on the process of oil and gas accumulation:A case study of the western sag of Liaohe Depression[J].Natural Gas Geoscience,2015,26(7):1422-1432.

[2] 王书彦,胡润,任东超,等.页岩孔隙成因类型及其演化发育机理:以川东南地区页岩为例[J].山东科技大学学报(自然科学版),2015,34(6):9-15.  
Wang Shuyan,Hu Run,Ren Dongchao,et al.Genetic types and development mechanism of shale pores:With the example of shale in Southeast Sichuan[J].Journal of Shandong University of Science and Technology,2015,34(6):9-15.

[3] Loucks R G,Reed R M,Ruppel S C,et al.Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J].AAPG Bulletin,2012,96(6):1071-1098.

[4] 罗小平,吴昊,赵建红,等.富有机质泥页岩有机质孔隙研究进展[J].成都理工大学学报(自然科学版),2015,42(1):50-59.  
Luo Xiaoping,Wu Piao,Zhao Jianhong,et al.Study advances on organic pores in organic matter-rich mud shale[J].Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition),2015,42(1):50-59.

[5] Athy L F.Density,porosity and compaction of sedimentary rocks[J].AAPG Bulletin,1930,14(1):1-24.

[6] 崔景伟,朱如凯,崔京钢.页岩孔隙演化及其与残留烃量的关

系:来自地质过程约束下模拟实验的证据[J].地质学报,2013,87(5):730-736.

Cui Jingwei,Zhu Rukai,Cui Jinggang.Relationship of porous evolution and residual hydrocarbon:Evidence from modeling experiment with geological constrains[J].Acta Geologica Sinica,2013,87(5):730-736.

- [7] 胡海燕.富有机质 Woodford 页岩孔隙演化的热模拟实验[J].石油学报,2013,34(5):820-825.  
Hu Haiyan.Porosity evolution of the organic-rich shale with thermal maturity increasing[J].Acta Petrolei Sinica,2013,34(5):820-825.
- [8] 薛莲花,杨巍,仲佳爱,等.富有机质页岩生烃阶段孔隙演化:来自鄂尔多斯延长组地质条件约束下的热模拟实验证据[J].地质学报,2015,89(5):970-978.  
Xue Lianhua,Yang Wei,Zhong Jia'ai,et al.Porous evolution of the organic-rich shale from simulated experiment with geological constrains,samples from Yanchang Formation in Ordos Basin[J].Acta Geologica Sinica,2015,89(5):970-978.
- [9] 郭秋麟,陈晓明,宋焕琪,等.泥页岩埋藏过程孔隙度演化与预测模型探讨[J].天然地球科学,2013,24(3):439-449.  
Guo Qiulin,Chen Xiaoming,Song Huanqi,et al.Evolution and models of shale porosity during burial process[J].Natural Gas Geoscience,2013,24(3):439-449.
- [10] 焦淑静,张慧,薛东川,等.泥页岩孔隙类型、形态特征及成因研究[J].电子显微学报,2015,34(5):421-427.  
Jiao Shujing,Zhang Hui,Xue Dongchuan,et al.Study on morphological characteristics of micropores and microcracks in shale[J].Journal of Chinese Electron Microscopy Society,2015,34(5):421-427.
- [11] 柴肇云,郭卫卫,陈维毅,等.泥岩孔隙分布特征及其对吸水性的影响[J].煤炭学报,2012,37(增刊1):75-80.  
Chai Zhaoyun,Guo Weiwei,Chen Weiyi,et al.Distribution characteristics of mudstone pore fracture and its influence on absorption[J].Journal of China Coal Society,2012,37(S I):75-80.
- [12] 李军,路菁,李争,等.页岩气储层“四孔隙”模型建立及测井定量表征方法[J].石油与天然气地质,2014,35(2):266-271.  
Li Jun,Lu Jing,Li Zheng,et al.'Four-pore' modeling and its quantitative logging description of shale gas reservoir[J].Oil & Gas Geology,2014,35(2):266-271.
- [13] Rubey W W,Hubbert M K.Role of fluid Pressure in mechanics of overthrust faulting:II.Overthrust belt in geosynclinal area of western Wyoming in light of fluid-pressure hypothesis[J].GSA Bulletin,1959,70(2):167-206
- [14] Kiang F R.Some applications of perturbation method in thin plate bending problems[J].Applied Mathematics and Mechanics,1980,1(1):35-53.
- [15] Baldwin B,Butler C O.Compaction curves[J].AAPG Bulletin,1985,69(4):622-626.
- [16] 张辉,彭平安.烃源岩有机碳含量恢复探讨[J].地球化学,2011,40(1):56-62.  
Zhang Hui,Peng Ping'an.Study on the recovery of original organic carbon content of source rock[J].Geochimica,2011,40(1):56-62.