

文章编号:1001-6112(2012)04-0352-05

# 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩有机储集空间研究

朱日房,张林晔,李钜源,李政,刘庆,王秀红,王茹,王娟

(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:**根据干酪根生烃过程中的体积变化,讨论了渤海湾盆地东营凹陷沙三下亚段和沙四上亚段泥页岩生烃演化对储集空间的贡献。研究认为,东营凹陷这2套泥页岩具有较高的脆性矿物含量,2 000~3 000 m是泥页岩岩石力学性质发生明显转变的阶段,岩石脆性变大,在3 000 m以下,有机孔隙保存条件较好。在此基础上计算2套不同丰度泥页岩在不同埋深条件下的有机储集空间的大小。结果表明,有机质丰度较低(TOC含量小于2.0%)的泥页岩,生烃次生孔隙非常有限,而高丰度烃源岩(TOC含量大于4.0%),在演化程度较高的条件下生烃转化能形成4%以上的次生孔隙。东营凹陷沙四上亚段埋藏较深,演化程度较高,在深洼处具有较丰富的生烃次生孔隙;而沙三下亚段总体演化程度不高,其生烃产生的次生孔隙仅局部地区发育。

**关键词:**有机孔隙;有机储集空间;生烃转化;泥页岩;东营凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2<sup>+</sup>1

文献标识码:A

## Organic matter reservoir space of shale in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

Zhu Rifang, Zhang Linye, Li Juyuan, Li Zheng, Liu Qing, Wang Xiuhong, Wang Ru, Wang Juan

(Research Institute of Geosciences, SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257015, China)

**Abstract:** The contribution of hydrocarbon conversion to reservoir space of the shale in the lower Es<sup>3</sup> and the upper Es<sup>4</sup> in the Dongying Sag of the Bohai Bay Basin is discussed according to the volume change of kerogen in the process of hydrocarbon generation. It is proposed that the two sets of shale is of high brittle mineral content, and the mechanic property of the shale changes obviously in the depth intervals of 2 000–3 000 m and the shale becomes more brittle. There are good preservation conditions for pores within organic matter below 3 000 m, and the porosities within organic matter of the two sets of shale with different organic matter abundance in different buried depth are further discussed. It is shown that the porosities within organic matter are very limited for the shale with low abundance of organic matter (TOC content < 2%); however, for the shale with higher abundance of organic matter (TOC content > 4%), the porosities formed during hydrocarbon generation process can reach 4% in the higher mature stage. In the Dongying Sag, the upper Es<sup>4</sup> section has a higher maturity, and the porosities within organic matter are widely developed during hydrocarbon generation in the deep depression. For comparison, it has a much lower organic maturity and porosity, and only locally developed in the lower Es<sup>3</sup>.

**Key words:** pores within organic matter; organic matter reservoir space; hydrocarbon conversion; shale; Dongying Sag; Bohai Bay Basin

近10年来,国内外学者对页岩气的勘探开发进行了大量的研究<sup>[1-13]</sup>,页岩作为储集层成为关注的焦点,许多关于泥页岩作为储集层的基本问题被提出来。页岩气是指赋存于富含有机质的细粒碎屑岩(主要为暗色页岩和碳质泥页岩),游离于页岩孔隙和天然裂缝中,或吸附于有机质和粘土矿物表面的非常规天然气<sup>[1]</sup>,主要包括泥页岩中的游离气和吸附气。孔隙度作为游离气赋存的主要场所,是计算游离气含量的关键参数<sup>[1-2]</sup>。

泥页岩的孔隙直径非常小,许多孔隙用常规的

分析方法难以测量出来,目前大部分测量方法主要是针对砂岩储层,泥页岩孔隙度是页岩气研究的难点之一。

## 1 泥页岩储集空间组成

泥页岩的储集空间由粒间孔隙(包括层间孔隙)和粒内孔隙组成。许多研究者又把泥页岩中的孔隙分为有机孔隙和无机孔隙<sup>[5-7]</sup>。无机孔隙指基质孔隙(包括裂缝)、矿物间隙和无机矿物粒内孔隙。有机孔隙(pores within organic matter)为有

收稿日期:2012-03-01;修订日期:2012-05-22。

作者简介:朱日房(1974—),男,高级工程师,从事油气地球化学研究。E-mail:zhurifang2005@163.com

基金项目:国家自然科学基金项目(41072096)、中国石化科技攻关项目(P11066)和国家科技重大专项(2008ZX05006)联合资助。

机质内部的孔隙,是由固体干酪根转化为烃类流体而在干酪根内部形成的孔隙<sup>[5-8]</sup>。干酪根的生烃作用能使有机质本身产生5~200 nm左右的纳米级孔隙<sup>[5]</sup>。在四川盆地寒武系和志留系高一过成熟海相页岩中的“有机质颗粒”内部发现大量微米—纳米级孔隙<sup>[6]</sup>,这部分孔隙为亲油性的,一般不含水,是页岩油气的重要储存场所。研究显示,页岩对气的存储能力与页岩的有机质(有机碳)含量之间存在明显正相关关系<sup>[14-17]</sup>,有机孔隙对页岩气的储集能力具有重要影响。

## 2 泥页岩有机储集空间影响因素

有机储集空间是由泥岩中的固体干酪根转化为液态或气态的烃类而形成的新的次生孔隙,这些孔隙大者3~4 μm,小至几个纳米,一般都大于100~200 nm<sup>[7]</sup>。显然,这种孔隙的形成主要受有机质丰度、类型及演化程度的控制。另一方面,与粒间孔隙一样,这种孔隙也会受到埋藏压实的影响,在塑性较大的泥页岩中,并不能很好地保存下来。而在以下几种有利的情况下,有机孔隙能有效地保存下来:(1)压实程度较高,已进入化学胶结阶段,岩石脆性较大;(2)具有较高的地层流体压力。

### 2.1 泥页岩力学性质

岩石的力学性质是有机孔隙保存的重要条件之一,压实程度较高的脆性岩石有利于有机孔隙的保存。矿物组成是影响岩石力学性质的重要因素之一,一般认为,脆性矿物(碳酸盐矿物、石英、长石等)的含量越高,岩石的脆性相对越大,而粘土含量越高,岩石的塑性越大。同时,岩石的力学性质还受成岩演化的影响。

“X”衍射全岩矿物分析结果表明,渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷沙三下和沙四上亚段泥页岩的全岩矿物主要为粘土矿物和碳酸盐,普遍含有石英。总体来看,脆性矿物含量(碳酸盐含量与石英含量的和,普遍在50%以上)普遍高于粘土含量(一般在40%以下)(图1),这与李志明等<sup>[18]</sup>对这2套泥页岩的研究结果一致。

矿物的成岩演化是影响岩石力学性质的另一重要因素。从碳酸盐岩和粘土含量的成岩演化特征看,东营凹陷在2 000~3 000 m之间是粘土矿物转化的一个重要阶段,在2 000 m以上,粘土矿物以伊利石/蒙脱石混层矿物为主,含量一般在80%左右;2 000 m以下,伊利石/蒙脱石混层矿物迅速减少,由80%下降到20%,同时伊利石含量增加<sup>[19]</sup>。蒙脱石向伊利石的转化过程中所产生的SiO<sub>2</sub>使岩

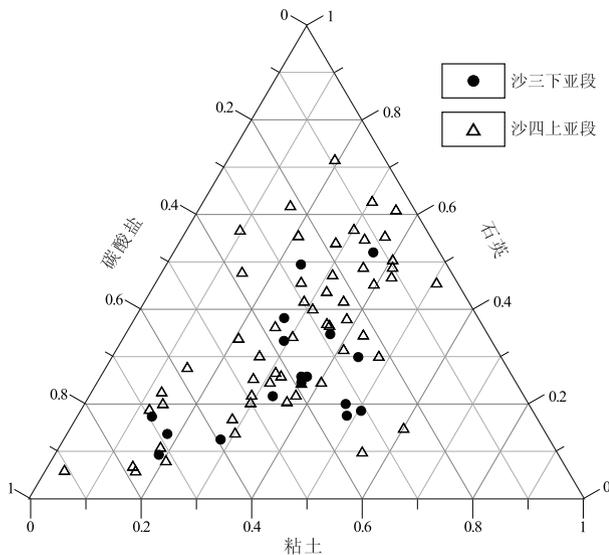


图1 济阳拗陷东营凹陷泥页岩矿物组成分布

Fig. 1 Mineral composition distribution of shale in Dongying Sag, Jiyang Depression

石的胶结作用增强,脆性增大。碳酸盐岩矿物的变化主要发生在2 500~3 100 m之间,在2 500 m深度之上以原生泥晶碳酸盐岩为主;2 500~3 100 m之间,原生泥晶碳酸盐岩与次生亮晶碳酸盐岩共存;而3 000 m深度之下,原生泥晶碳酸盐岩消失,代之以重结晶碳酸盐岩<sup>[19]</sup>。2 000~3 000 m之间和2 500~3 100 m之间的碳酸盐岩重结晶作用,也对岩石的力学性质具有重大影响,使暗色泥岩由塑性向脆性转化,形成脆性较大的岩层。

### 2.2 泥页岩孔隙流体压力

许多研究表明,东营凹陷是一个典型的超压盆地<sup>[20-24]</sup>。东营凹陷异常高压主要发育在沙三下和沙四上亚段,在纵向上,随着埋深增加,地层压力逐渐偏离静水压力,在埋深2 200 m以下开始出现异常高压,2 500 m以下普遍存在异常高压,压力系数在1.0~1.8之间;平面上,异常高压以各洼陷中心为高压中心,除博兴洼陷外,其他洼陷中心部位的最高压力系数均超过1.8。异常高压的空间分布与生油洼陷基本一致,分布于深洼、斜坡前缘及较大型盆倾断层下降盘稳定湖相及前三角洲泥岩沉积物中<sup>[20]</sup>。泥岩中存在较高的流体压力,显然对孔隙保存具有积极意义。

### 2.3 泥页岩有机地化特征

沙三下和沙四上亚段是东营凹陷的主力烃源岩层系,从其有机碳分布特征来看(图2),沙四上亚段泥页岩有机碳含量主要分布在1.0%~7.0%之间,最高可达10%以上;沙三下亚段泥页岩有机碳含量分布在1.0%~6.0%之间,最高可达16.7%,有机碳

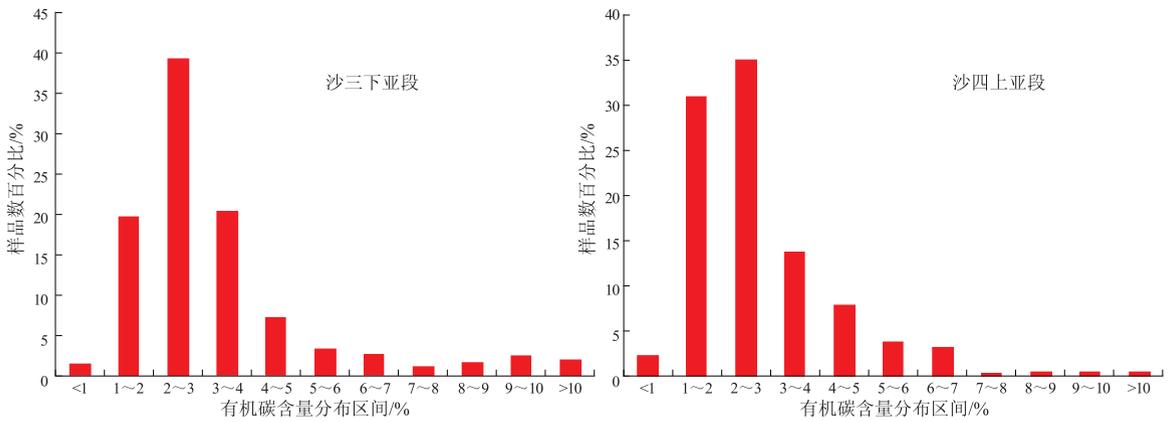


图2 济阳坳陷东营凹陷泥页岩中有机碳含量分布

Fig. 2 Organic carbon content distribution of shale in Dongying Sag, Jiyang Depression

含量由洼陷边部向中部逐渐增大。据全岩光片和干酪根有机显微组分鉴定,沙三下亚段和沙四上亚段有机质的主要来源为低等水生生物,有机显微组分中以藻类体为主,主要包括层状藻、颗石藻及渤海藻等,显微组分中绝大多数为腐泥组分,一般大于95%,有机质类型为典型的富油I型<sup>[25]</sup>。2套泥页岩的有机质成熟度变化范围较宽,从未熟到高成熟阶段均有分布。表征有机质成熟度的参数——镜质体反射率 $R_o$ 随埋深的增加而增大,其中沙三下亚段泥页岩实测 $R_o$ 分布在0.35%~0.87%之间,主要处于成熟演化阶段;沙四上亚段泥页岩实测 $R_o$ 分布在0.50%~1.44%之间,部分样品已进入高成熟演化阶段。

### 3 有机质生烃与有机储集空间形成

对于有机孔隙的研究,有些学者通过显微照片进行定性研究<sup>[5,7-8]</sup>,或根据质量平衡原理计算有机生烃孔隙(intraparticle organic-matter pores created during hydrocarbon maturation)的大小<sup>[6,26]</sup>,也有学者把统计学与显微照片相结合,估算有机质中孔隙的大小<sup>[27]</sup>。从这些研究结果看,在高演化阶段( $R_o > 1.1\%$ ),干酪根中存在大量纳米级的孔隙,平均超过20%,最高可达30%<sup>[27]</sup>。

#### 3.1 生烃孔隙计算方法

本文在考虑有机孔隙保存条件的情况下,应用物质平衡原理,计算泥页岩中有机质在生烃演化过程中产生的有机孔隙。即在计算生烃产生的有机孔隙之前,先确定有机孔隙的保存深度,以及岩石力学性质发生明显转变的深度,并假设在这个深度以上,有机质生烃孔隙不能保存,而在这个深度以下,有机质生烃孔隙能全部保存。其计算公式如下:

$$\Phi = 100Q/\rho_k \quad (1)$$

式中: $\Phi$ 为有机质生烃产生的孔隙,%; $Q$ 为埋深超过

保存深度以后的单位体积生烃量, $\text{kg}/\text{m}^3$ ; $\rho_k$ 为干酪根密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ 。

单位体积生烃量 $Q$ 的计算公式如下<sup>[28]</sup>:

$$Q = \rho_r \omega(\text{TOC}) I_H F \quad (2)$$

式中: $\rho_r$ 为烃源岩密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ ; $\omega(\text{TOC})$ 为有机碳含量,%; $I_H$ 为氢指数, $\text{mg}/\text{g}$ ; $F$ 为超过保存深度以后的成烃转化率。

#### 3.2 保存深度确定

东营凹陷沙三下和沙四上亚段页岩的主要矿物演化特征分析认为,2 000~3 000 m是岩石力学性质由塑性向脆性发生明显转变的重要时期,3 000 m以下为脆性较大的岩石。从地层流体压力看,这2套地层在3 000 m以下具有较高的流体压力。因此,本研究认为,在3 000 m以下这2套地层的有机生烃孔隙能很好地保存下来。

从东营凹陷实测的这2套泥页岩孔隙度随深度变化情况来看(图3),在3 000 m以上,泥页岩孔隙度随深度变化具有较好的负相关性;到3 000 m以下,低有机质丰度烃源岩(TOC含量小于2.0%)与深度仍保持负相关。而对于高有机质丰度的烃源岩,其孔隙度出现增大现象,这暗示了孔隙度增大与有机质的生烃转化具有密切关系,生烃形成的有机孔隙在3 000 m以下是烃源岩中重要的次生孔隙。

#### 3.3 有机生烃孔隙分析

东营凹陷沙四上亚段烃源岩的生烃一般在2 200 m以下,大量生烃阶段在3 000~4 000 m之间<sup>[25]</sup>;沙三下亚段生烃门限在2 600 m以下,大量生烃阶段在3 000~4 000 m之间<sup>[25,29]</sup>。根据东营凹陷沙三下和沙四上亚段的生烃转化特征、泥页岩中有机质及其原油的性质、温压环境、沉积埋藏

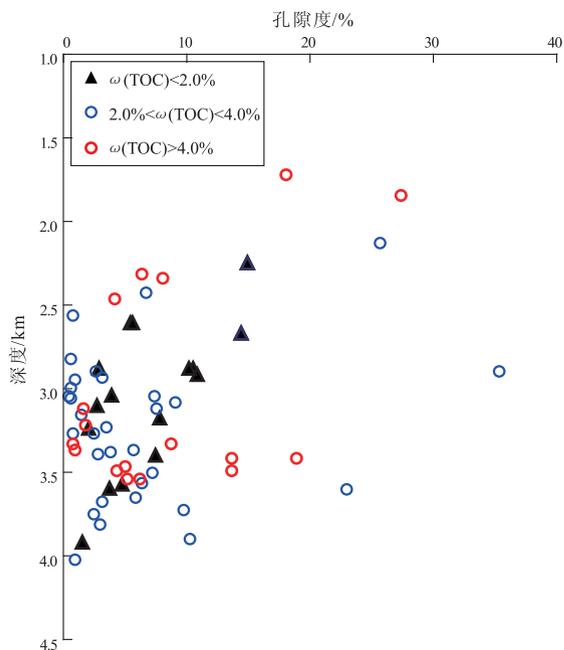


图3 济阳拗陷东营凹陷沙河街组泥页岩中实测孔隙度与深度关系

Fig. 3 Relationship between measured porosity and depth of shale in Shahejie Formation, Dongying Sag, Jiyang Depression

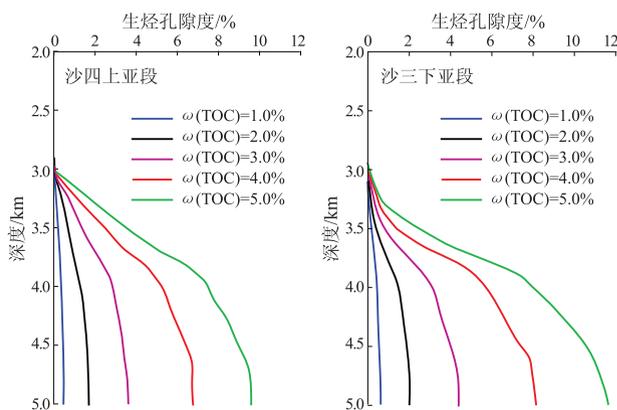


图4 济阳拗陷东营凹陷不同丰度烃源岩生烃孔隙度随深度变化

Fig. 4 Porosities within organic matters of source rocks with different abundances vs. depth in Dongying Sag, Jiyang Depression

热演化史等资料<sup>[25]</sup>,在假定3 000 m以下东营凹陷干酪根中的生烃孔隙能有效保存的条件下,分别计算了东营凹陷沙三下和沙四上亚段不同有机质丰度烃源岩生烃转化对次生孔隙贡献的大小(图4)。计算结果表明,低丰度烃源岩(TOC含量小于2.0%)的生烃孔隙相对较小,在整个生烃演化过程中保存下来的孔隙度不超过2%;高丰度烃源岩具有较高的有机生烃孔隙,有机碳含量为5.0%的烃源岩,有机生烃孔隙最终(4 500 m)可超过8%。

东营凹陷沙四上亚段烃源岩在3 000~4 000 m之间是生烃孔隙的主要形成阶段。以有机碳含量为4.0%的烃源岩为例,在3 500 m时能保存下来的有机生烃孔隙在2.5%左右,3 750 m为4.0%,4 000 m时超过5%。东营凹陷洼陷内沙四上亚段有相当部分烃源岩埋藏在3 500 m以下,且原始有机质丰度较高,有机生烃孔隙较大,具有较好的储集条件。

沙三下亚段烃源岩由于其生烃母质、沉积环境及沉积埋藏的差异,其有机生烃门限相对较深,孔隙的主要产生深度相对较深。在3 500 m处,有机碳含量为4.0%的烃源岩保存下来的有机生烃孔隙在1.5%左右,3 750 m为4.0%,在4 000 m处接近6%,比沙四上亚段烃源岩略大,这是由于其生烃较晚,能保存下来的孔隙比例反而较大。由于沙三下亚段烃源岩埋藏相对较浅,只有在洼陷中心相对较小的区域才有埋藏深度超过3 750 m的烃源岩,因此,其有机生烃的储集空间只有在深洼局部区域相对有利。

## 4 结论

通过对东营凹陷有机生烃次生孔隙的保存条件研究,认为东营凹陷在2 000~3 000 m之间是沙三下和沙四上亚段泥页岩岩石力学性质发生明显转换的关键层段。在此深度之下,泥页岩脆性明显增大,同时,其较高的地层压力使有机生烃孔隙能够较好地保存。

有机生烃次生孔隙计算结果表明,对于低有机质丰度的泥页岩,其生烃次生孔隙不发育;而对于高有机质丰度(TOC含量大于4%)的泥页岩,在有机质进入高演化阶段后,生烃产生的次生孔隙最高可超过8%。东营凹陷沙四上亚段和沙三下亚段在洼陷内均为高有机质丰度的泥页岩,沙四上亚段生烃门限深度较浅,埋藏较深,转化率相对较高,生烃次生孔隙广泛发育;而沙三下亚段生烃门限深度相对较深,埋藏相对较浅,只有局部地区的泥页岩具有较好的生烃次生孔隙。

## 参考文献:

- [1] 李延钧,刘欢,刘家霞,等.页岩气地质选区及资源潜力评价方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(2):28-34.
- [2] 李玉喜,乔德武,姜文利,等.页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J].地质通报,2011,30(2-3):308-317.
- [3] 张大伟.加速我国页岩气资源调查和勘探开发战略构想[J].石油与天然气地质,2010,31(2):135-139,150.
- [4] 范柏江,师良,庞雄奇.页岩气成藏特点及勘探选区条件[J].油气地质与采收率,2011,18(6):9-13.

- [5] Reed R M, Loucks R G. Imaging nanoscale pores in the Mississippian Barnett Shale of the northern Fort Worth Basin [J]. AAPG Annual Convention Abstracts, 2007, 16: 115.
- [6] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [7] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [8] Ross D J K, Bustin R M. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada [J]. AAPG Bulletin, 2007, 55(1): 51-75.
- [9] 聂海宽, 张金川. 页岩气储层类型和特征研究: 以四川盆地及其周缘下古生界为例 [J]. 石油实验地质, 2011, 33(3): 219-225.
- [10] 李智锋, 李治平, 王杨, 等. 页岩气储层渗透性测试方法对比分析 [J]. 断块油气田, 2011, 18(6): 761-764.
- [11] 陈祥, 王敏, 严永新, 等. 泌阳凹陷陆相页岩油气成藏条件 [J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(4): 568-576.
- [12] 陈祥, 严永新, 章新文, 等. 南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩气形成条件研究 [J]. 石油实验地质, 2011, 33(2): 137-141.
- [13] 刘成林, 葛岩, 范柏江. 页岩气成藏模式研究 [J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(5): 1-5.
- [14] 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件 [J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 27-32.
- [15] 陈更生, 董大忠, 王世谦, 等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探 [J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 17-21.
- [16] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 288-299, 308.
- [17] 张林晔, 李政, 朱日房. 页岩气的形成与开发 [J]. 天然气工业, 2009, 29(1): 124-128.
- [18] 李志明, 余晓露, 徐二社, 等. 渤海湾盆地东营凹陷有效烃源岩矿物组成特征及其意义 [J]. 石油实验地质, 2010, 32(3): 270-275.
- [19] 隋风贵, 刘庆, 张林晔. 济阳拗陷沙河街组烃源岩的成岩演化及其排烃意义 [J]. 石油学报, 2007, 28(6): 12-16.
- [20] 郑和荣, 黄永玲, 冯有良. 东营凹陷下第三系地层异常高压体系及其石油地质意义 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 67-70.
- [21] 刘晓峰, 解习农. 东营凹陷流体压力系统研究 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2003, 28(1): 78-85.
- [22] 解习农, 刘晓峰. 超压盆地流体动力系统与油气运聚关系 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2000, 19(2): 103-107.
- [23] 邱桂强, 凌云, 樊洪海. 东营凹陷古近系烃源岩超压特征及分布规律 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 71-75.
- [24] 张善文, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究 [J]. 科学通报, 2009, 54(11): 1570-1578.
- [25] 张林晔, 刘庆, 张春荣. 东营凹陷成烃与成藏组合关系研究 [M]. 北京: 地质出版社, 2005: 1-193.
- [26] 范昌育, 王震亮. 页岩气富集与高产的地质因素和过程 [J]. 石油实验地质, 2010, 32(5): 465-469.
- [27] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale [J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.
- [28] 卢双舫, 郭春萍, 申家年, 等. 化学动力学法在黄骅拗陷未熟—低熟油资源评价中的应用 [J]. 中国石油勘探, 2005, (6): 18-23.
- [29] 张守春. 东营凹陷沙三段烃源岩生烃模式研究 [J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(4): 49-51.

(编辑 韩 彧)

~~~~~  
(上接第351页)

构与构造, 它们才是主要的油气生成与聚集成藏的场所和区带。但是在油气勘探和资料解释过程中, 仔细地鉴别和区分逆冲与平移走滑 2 种不同性质的断层, 及其相关褶皱的变形特征及分布规律, 是能否获得油气突破的关键。

#### 参考文献:

- [1] 刘本培, 冯庆来, 方金乔. 滇西南昌宁—孟连带和澜沧江古特提斯多岛洋的构造演化 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 1993, 18(5): 529-539.
- [2] 吴根耀. 藏东左贡地区碧土蛇绿岩: 古特提斯主洋盆的地质记录 [J]. 科学通报, 2006, 25(6): 685-693.
- [3] 钟大赉, 吴根耀, 翟国明, 等. 滇川西部古特提斯造山带 [M]. 北京: 科学出版社, 1998.
- [4] 吕伯西, 王增, 张能德, 等. 三江地区花岗岩类及其成矿专属性 [M]. 北京: 地质出版社, 1993.
- [5] 云南省地质矿产局. 云南省区域地质志 [M]. 北京: 地质出版社, 1995: 352-447.
- [6] 蔡立国. 楚雄盆地形成、构造形变及叠加改造关系研究 [R]. 北京: 中国科学院地质研究所, 1998.
- [7] 沈上越, 魏荣, 程惠兰, 等. “三江”哀牢山带蛇绿岩特征研究 [J]. 岩石矿物学杂志, 1998, 17(1): 1-8.
- [8] 程裕淇. 中国区域地质概论 [M]. 北京: 地质出版社, 1994: 165-384.
- [9] 刘福田, 刘建华, 何建坤, 等. 滇西古特提斯造山带下扬子地块的俯冲板片 [J]. 科学通报, 2000, 45(1): 79-83.
- [10] 谭富文, 尹福光, 许效松, 等. 楚雄前陆盆地系统的构造单元及沉积标识 [J]. 沉积学报, 2000, 18(4): 573-579.
- [11] 李秀梅. 楚雄盆地烃源岩有机地化特征及综合评价 [J]. 云南地质, 2000, 19(4): 416-422.
- [12] 何登发, 雷振宇, 金维竣, 等. 楚雄盆地构造特征与油气保存单元研究 [R]. 昆明: 南方海相油气勘探项目经理部, 2001.
- [13] 夏维书, 李云杰, 苟汉成, 等. 楚雄盆地西舍路至碧城镇区域地质综合大剖面研究报告 [R]. 昆明: 滇黔桂油田分公司勘探开发研究院, 2001.
- [14] 刘池阳, 王震亮, 任战利, 等. 楚雄盆地原盆恢复及油气动态、成藏条件研究 [R]. 西安: 西北大学含油气盆地研究所, 2003.
- [15] 汤良杰, 金之钧, 李儒峰, 等. 楚雄盆地波动过程及其对油气形成与分布的控制作用 [R]. 北京: 中国石油大学盆地与油藏研究中心, 2002.

(编辑 叶德燎)