

中国东部构造-热体制与断陷盆地多期性迁移特征*

朱建辉

(中国石化石油勘探开发研究院实验地质研究所, 江苏无锡 214151)

摘要: 中国东部新生代断陷盆地为台地岩石圈相对减薄区, 上地幔区域性抬升与今坳陷呈倒影关系。深部热能量通过壳幔层性质的改变以及岩浆岩的侵入传递到上地壳, 形成了断陷期较高的地热场。后期热物质冷却收缩或迁移与区域性坳陷差异补偿相匹配形成了坳陷期较低的地热场。断陷期的高地热场及坳陷期的进一步深埋使源岩全面进入生烃阶段。主断裂系统活动中心及强度的改变直接影响了凹陷的沉降、沉积中心的变化, 因而也带来了成烃作用的变化。因此, 构造-热体制是导致中国东部盆地(坳陷)的沉积、沉降速率及资源丰度变化较大的主导因素之一。

关键词: 断陷; 坳陷转化; 主断层; 多期; 迁移

作者简介: 朱建辉, 男, 33岁, 工程师, 石油地质及盆地数值模拟

中图分类号: TE111.1 文献标识码: A

晚白垩世以来, 中国东部大陆在“滑线场诱发的蠕散沿分体界限引起地块表层拉张”^[1]作用下, 产生晚白垩世到早第三纪一系列的断陷盆地。凹陷内巨厚的上白垩统至下第三系提供了东部油气富集的物质基础, 断陷发育期间的高地热场与新第三纪坳陷的叠加披盖作用相互影响, 控制着盆地源岩的演化特征, 同时也制约着油气藏的分布。本文以东营和高邮凹陷为例着重阐述盆地断陷发育多期性和坳陷叠加效应, 以及断陷发育所表现的迁移性对油气分布的影响。

1 构造-热体制简述

东部陆块在总体呈向东排斥应力作用下, 岩石圈“下压上张”出现上壳断陷(图1)^[2]。张渝昌^[3]从构造-热体制角度, 归纳为岩石圈热物质在热胀-拉伸作用下, 壳下粘热物质上涌, 上壳引张缩颈, 岩石圈减薄, 产生上壳的脆性破裂沉降, 形成拉张断陷盆地。盆地的沉降速率一般很高, 热梯度大, 非补偿性沉积物中的有机质转化为烃类所需要的地质时间不长, 而断层往往是流体势变化的重要位置, 控制着油气运移。热物质蠕散的不均一性, 造成热胀-拉伸表现为时间上多期发展、空间上侧向迁移。上壳的断陷相应呈多期叠加和侧向迁移, 具体表现为凹陷深浅层的拉张

量不同, 断层活动强度早晚不同, 主断裂控制下的沉降、沉积中心相对变化。

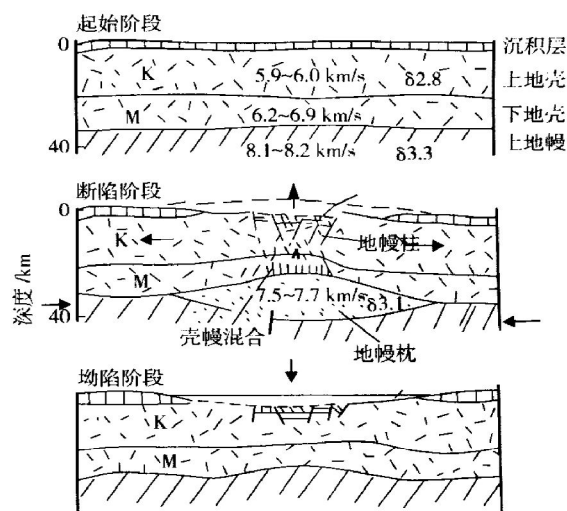


图1 在岩石圈受挤状况下断陷-坳陷转化的盆地形成模式^[2]

Fig. 1 Forming mechanism of basins transformed from fault-subsidence to depression under the circumstances of lithosphere being compressed

深部资料均表明东部新生代断陷盆地区为岩石圈相对减薄区, 如渤海湾盆地和苏北盆地的厚度大体在 90~70 km, 减薄区相对应岩石圈上地幔区域性上抬, 并与现今盆地坳陷呈倒影关系。断陷盆地区与其周边隆起区地壳地震速度存在明显差异, 我们解释为深部热物质上涌改变了壳幔结构。深部热能量通过壳幔层性质的改变以及岩浆

* 中国石化科技项目“中国东部第三系断陷盆地油气成藏理论”研究成果

收稿日期: 2003-07-19

岩的侵入传递到上壳,为盆地提供油气生成的热动力条件。据前人^[4]的研究,渤海湾盆地孔店-沙河街组沉积时的古地温梯度较高,每百米可达4.0℃,而东营-馆陶期的梯度偏低。深部结构特征反映了地幔热物质向东蠕散受阻上涌与区域性引张匹配,形成断陷期较高的地温场;后期热物质冷却收缩或迁移与区域性拗陷差异沉降补偿相匹配,形成拗陷期较低的地温场。图2是通过盆地热场模拟方法拟合的溱潼凹陷不同深度的古地温随时间的变化,其中1500m和2000m深度的54Ma以前的地温低点反映的是多期性断陷发育的转换阶段。拗陷对断陷的叠加一方面改造和最终定形了断陷期形成的结构形态;另一方面断陷期生油物质被进一步深埋补偿了拗陷期相对较低的热场,使源岩全面进入生油高峰阶段。

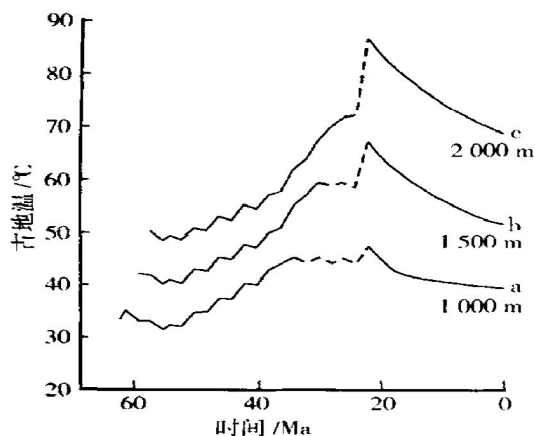


图2 溱潼凹陷不同深度的古地温随时间变化图^[5]

Fig. 2 Changes of paleogeotemperature in different depths with time in Qintong sag

2 主断裂演化与断陷沉积中心迁移

晚白垩世-第三纪,深部热物质蠕散上涌,三面压应力作用,上壳引张破裂作用与郯庐断裂和大别断裂走滑运动组合成断陷盆地形成的区域应力背景。燕山运动晚期到喜马拉雅期,郯庐断裂大规模左旋运动转换为右旋运动带动鲁西块体的逆时针扭动,使华北中生代NE-SW向的主压应力作用转化为主张应力作用,并沿着NE-SW向的应力轴线向西发展。而郯庐断裂东侧的苏北盆地呈向东散开的右旋帚状断裂构造体系(图3),主断裂明显带有右行走滑作用,越靠近郯庐断裂走滑性质越突出,如金湖凹陷的石港断裂。

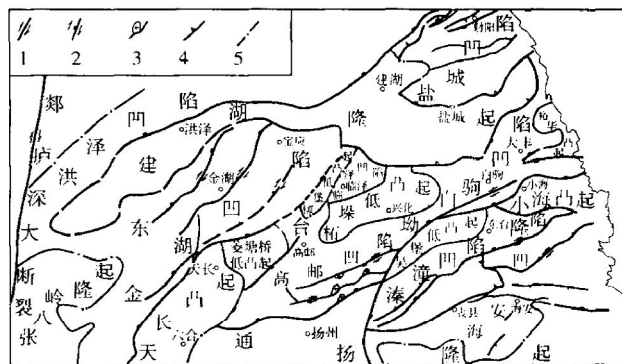


图3 苏北盆地主要断裂及兼右旋走滑的正断裂系统^[6]

Fig. 3 Major fault and right-lateral strike slip normal fault systems in Subei basin

1—走滑大断裂;2—走滑伸展正断层;3—高邮深凹陷两侧主要正向构造;4—剥蚀线;5—盆地边界

东部区域应力的NNE和NNW向的走滑运动与引张运动的并列,表现为断裂活动中心的迁移、断裂活动的多期性以及凹陷在发育过程存在多个沉降-沉积中心。

断陷盆地结构受控于各级断层的发展,尤其是边界主断层的发育和演化,所以对其演化特征和结构的发育可以用各级断裂的演化特点来表征。半地堑的边界断层的铲式特征已被各凹陷众多地震剖面所揭示。Ellise^[7]用物理模拟方法建立了简单铲式断层和坪坡式铲式断层结构的概念模型。模型揭示了犁式滑脱面连续滑脱下所形成的可容空间变化、地层连续形变、下降盘滚动背斜以及顶塌地堑的组合特征,很好地反映了东部早第三纪各凹陷发育的结构特征。下面将阐述断陷盆地主要控盆断裂活动的非均一性特征。

高邮凹陷边界真①断层,形成于仪征运动前,长期发育,多次活动,影响凹陷的形成和发育。平面展布西起黄钰以西,东至吴堡G78线,并接吴①断层向东延伸。表1表明真①断层主要活动期为泰州组至盐城组沉积期,其中泰州组-阜宁组沉积期该断层活动较戴南组-三垛组沉积期强烈。吴堡运动以后,戴南组-三垛组沉积期,东部断层的断距较西部大。控制东营凹陷发育的陈南断裂、平南断裂、高青断裂、胜北断裂等边界断层与高邮凹陷的真①、吴①断层的发育有相似之处(表2)。如北部边界以陈南断裂为界分东西两段,东部断层为坪坡式,倾角约33°~66°,呈NW向延伸;西段为铲式,倾角为66°,呈NEE向延伸。NW和NEE走向断裂在发育时期上同样存在早晚关

表 1 高邮凹陷南部真①断层断距变化表*

Table 1 Changes of fault displacements of
Zheer 1 fault in southern Gaoyou sag

地质年代	断距/m					
	黄钰 G8.5	邵伯 G15.1	许庄 G26	竹墩 G38.5	刘五舍 G44	陈堡 G56
Ny-Q	40.0	80	60	160	600	190
Es	330	300	390	40	860	420
Ed	280	缺数据	350	缺数据	1 010	740
Ef ₄	250	667	800	> 80	340	850
Ef ₁	560	530	180	420	540	1 130
K _{2t}	缺数据	150	40	> 20	缺数据	120

表 2 东营凹陷主断层几何学要素

Table 2 Geometric factors of major faults in Dongying sag

断层名称	断层走向	断层倾角/(°)	断层长度/km	断层最大视断距/m				
				Tg ₁	Tr	T ₆	T ₂	T ₁
陈南断层(东段)	NW	33~ 66	41.8	> 8 000	> 5 000	800	500	300
陈南断层(西段)	NEE	66	38.4	> 6 000	> 4 000	8 000	300	100
平南断层	NE	24~ 63	29.1	3 500	4 000	3 000	2 000	50
高青断层	EW	8~ 48	62.1	2 500	500	2 000	1 600	50
胜北断层	NEE	17~ 52	57.7	缺数据	缺数据	100	1 600	450
滨南断层	NEE	44~ 60	41.6	缺数据	缺数据	5 000	200	100

东营凹陷 NW 和 NE(NEE) 向断裂活动强度的转换导致了下第三系构造层序的转变, 东营凹陷孔店组- 沙河街组四段沉积期与沙河街组三段- 东营期分别受控于不同的构造应力场, 孔店组- 沙河街组四段沉积期有两个沉降中心, 分别位于陈南断裂和石村断层南侧, 后期地层厚度等值线延伸趋势呈 NE- SW 向发生偏转。对于高邮凹陷而言, 吴堡运动以前(T₃⁰ 以下) 的泰州- 阜宁组沉积

系。据宗国洪等* 研究 NW 向构造走向继承了中生代的构造格局, 控制着古新世孔店组沉积, 而沙河街组三段沉积期以后直到东营末期, NW 向活动为主的断裂系统逐步被 NE 向活动为主的断裂系统所取代, 表明随时间的推移高邮边界断裂活动中心由西向东变化, 而东营凹陷则是由东向西发展。由此可见, 晚白垩世以来, 郯庐断裂两侧主要断裂的活动趋势有镜像对应之现象。

边界断裂的变化直接影响凹陷沉降、沉积中心的变化。在郯庐断裂的右旋张扭应力场环境下,

西部比东部要厚(图 4), 表明 T₃⁰ 以前沉积中心位于西部, 而戴南- 三垛期的沉积往东迁移。从沉积相分布(图 5) 来看, 斜坡带上阜宁组三段沉积展布方向是 NE 往 SW 向, 而戴南组二段为 N 和 NNW 向, 表明早期和晚期断陷沉积中心由西往东的变化。沉降、沉积中心的迁移必然带来凹陷成烃作用的变化。高邮凹陷西部邵伯、黄钰地区早期沉积形成的烃源岩由于晚期沉积中心向东迁移而

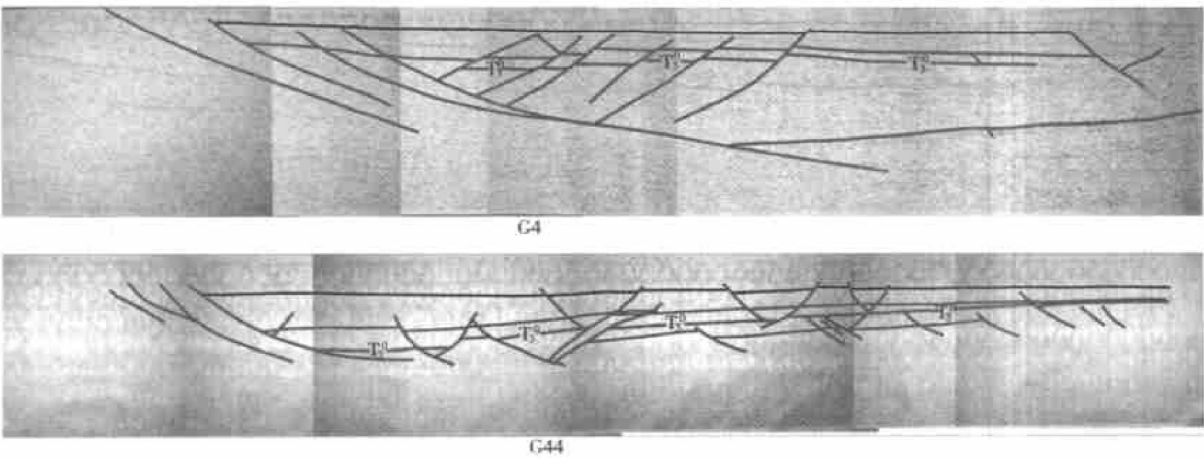


图 4 高邮凹陷 G4, G44 构造剖面

Fig. 4 Structural section of G4 and G44 faults in Gaoyou sag

* 江苏石油管理局. 高邮凹陷南部断裂带对泰州- 三垛组油气聚集的控制作用及 1989 年钻探目标研究. 1988
* * 宋洪国, 肖焕钦, 傅瑾平, 等. 济阳断块盆地构造条件及其对成油的控制作用. 1993

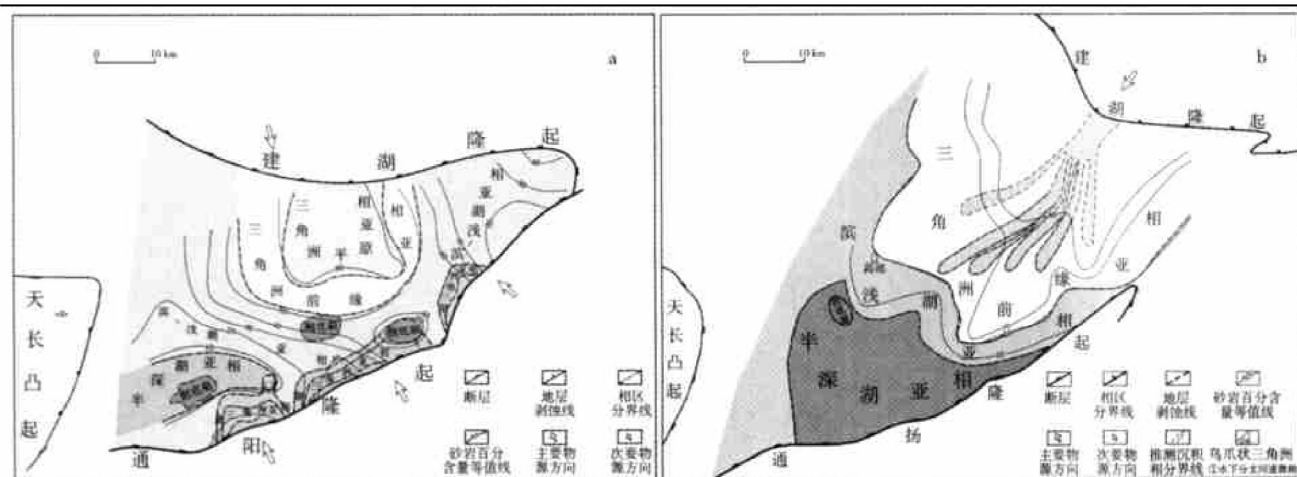


图5 高邮凹陷戴南组二段(a)及阜宁组三段(b)沉积相分布图

Fig. 5 Distribution map showing the sedimentary facies of 2nd member of Dainan Formation and 3rd member of Funing Formation in Gaoyou sag

埋深不够,进入生油门限的时间和成熟度均不及东部永安、肖刘庄地区。西部秦栏、车逻地区低熟油的普遍存在就是很好的例证。

东营凹陷和高邮凹陷边界断裂均存在活动的多期性和活动中心迁移的特点。高邮凹陷较强活动期分为古新世断陷期和始新世断陷期,东营凹陷也可分出两期较强活动期:早期的古新世—早始新世断陷,晚期晚始新世—渐新世断陷。从沉降、沉积速率对比来看,渤海湾盆地渐新世沙河街组三段沉积期以后较大的沉积速率和沉降速率是苏北盆地所缺少的。渤海湾盆地中厚层的沙河街组三段—东营组叠加在孔店—沙河街组四段沉积之上,早期断陷沉积物质埋深加大,沙河街组四段下(包括孔店组二段)的生油物质在早第三纪末期进入生油门限。苏北渐新世的沉积间断一方面使泰州—阜宁组生油岩的成熟要晚于渤海湾盆地,通过模拟计算,苏北溱潼凹陷泰州—阜宁组生油岩在28~24 Ma的时间进入生油门限;另一方面使苏北盆地缺失了渤海湾盆地沙河街组三段的生储配置^[8]。

4 结论和建议

早第三纪断陷盆地表现出地热场和沉降、沉积中心的期次性变化是盆地或凹陷油气资源分布

不同的重要原因之一。在这种变化下,早、晚期形成的不同层系生油岩在不同部位、不同时期,成熟情况不同。在箕状结构的控制下油气在盆地或凹陷的不同区带形成聚集,从而也产生了油气运聚成藏的模式差异。因而应进一步认识多期性变化下各级断裂的演化特征以及圈闭形成期与烃源岩成熟期的匹配关系,从本质上评价盆地或凹陷的区带油气资源。

参 考 文 献

- 1 孙肇才,张渝昌. 中国油气盆地分析(朱夏学术思想研讨文集)[M]. 北京:石油工业出版社,1993
- 2 朱夏. 论中国含油气盆地构造[M]. 北京:石油工业出版社,1986
- 3 张渝昌. 中国含油气盆地原型分析[M]. 南京:南京大学出版社,1997
- 4 周中毅,潘长春. 沉积盆地古地温测定方法及其应用[M]. 广州:广东科技出版社,1992
- 5 徐旭辉,江兴歌,朱建辉,等. TSM盆地模拟——在苏北溱潼凹陷的应用[M]. 北京:地质出版社,1997
- 6 谯汉生,纪友亮,姜在兴. 中国东部大陆裂谷与油气[M]. 北京:石油工业出版社,1999
- 7 Ellise P G, McClay K R. Listric extensional fault systems— results of analogue model experiments[J]. Basin Research, 1988, 1(1): 55~ 70
- 8 钱基. 苏北盆地油气田形成与分布——与渤海湾盆地比较研究[J]. 石油学报, 2001, 22(4): 410~ 414

(Please Turn to Page 400)

- 3 石宝珩. 油气勘探综合配套技术应用范例[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 17~ 30
- 4 王秀娟, 赵永胜, 文武. 低渗透储层应力敏感性与其产能物性下限[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(2): 162~ 167
- 5 王敏, 秦伟军, 赵追, 等. 南襄盆地泌阳凹陷油气藏形成条件及聚集规律[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2): 169~ 173
- 6 黄汉仁. 泥浆工艺原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1981. 67~ 70
- 7 郎兆新主编. 油藏工程基础[M]. 北京: 石油大学出版社, 1991. 20~ 22
- 8 刘振武. 油气层损害及其对石油勘探开发效益的影响[J]. 新疆石油地质, 1987, 8(3): 66~ 70
- 9 王新纯主编. 压裂系统工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 100~ 103

DAMAGE FACTOR AND PROTECTION AND STIMULATION TECHNIQUES OF DEEP RESERVOIRS IN BIYANG SAG

Wang Min^{1,2} Qin Weijun^{3,4}

(1. *Dep. of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi*; 2. *Research Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing*; 3. *Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing*; 4. *Henan Oilfield Company, SINOPEC, Nanyang, Henan*)

Abstract: The deep reservoirs are mainly referred to as the 5th sand layer in the lower part of the 3rd member of Hetaoyuan Formation and Dacangfang Formation in Biyang sag, they are characterized by their low porosity and low permeability. These oil/ gas reservoirs have been damaged heavily in the course of drilling, well completion, perforation and testing. As a result, the oil/ gas reservoirs would often be difficult to be found, and the productivity of those reservoirs with low porosity and permeability would be relatively low. Well productivity can only be increased by stimulation treatment. Through various studies, reservoir protection and stimulation techniques, such as formula of high quality drilling fluid, temporary plugging method and advanced reservoir protection technique with polymeric alcohol, high quality perforation fluid and underbalanced perforation, have been applied, and significant results have been obtained in Zhaowar Anpeng area. As for stimulation, optimization of high quality fracturing fluid has also been made, which are characterized by its heat-resisting quality, good compatibility, low friction resistance, and high proppant-carrying capacity. Besides, application and dissemination of large-scale fracturing technology have also been made in Zhaowar Anpeng area, which prove to be highly effective.

Key words: deep strata; low porosity; low permeability; oil and gas reservoir; reservoir protection and stimulation techniques; Biyang sag

(Continued from Page 370)

TECTONIC THERMAL REGIME AND MULTIPLE TRANSPORTING CHARACTERISTICS OF FAULTED BASINS IN EASTERN CHINA

Zhu Jianhui

(Wuxi Branch of Experimental Petroleum Geology, Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu)

Abstract: The Cenozoic faulted basins in eastern China are located in the relatively thinning area of platform lithosphere, where the regional uplifting of upper mantle and the present depression just like the inverted reflection in water. The thermal energy at depth can be transmitted upward to the upper crust through changes of crust and mantle properties and magmatic intrusion, which would result in a relatively high geothermal field during the fault-subsidence period. The high geothermal field during fault-subsidence and further deeply buried in depression stage would cause the source rocks to be in their hydrocarbon-generating stage. The changes of major fault system's active center and intensity would directly affect the variations of sag's subsidence and depocenter, which would also result in the variations of hydrocarbon generation. As for Subei basin, the relatively high resources abundance in the basin has resulted from the high sedimentation and subsidence rates of Bohai Bay basin in post-Oligocene.

Key words: fault depression; subsag transformation; major fault; multiple stages; transport