

琼东南盆地异常压力分布与形成机理探讨

祝建军^{1,2}, 张晓宝¹, 张功成³, 刘 方³, 张明峰¹, 陈国俊¹, 夏燕青¹

(1. 中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000;

2. 中国科学院研究生院, 北京 100049;

3. 中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100027)

摘要:基于测井资料和地震层速度预测盆地地层压力, 结合实测压力和泥浆数据, 从琼东南盆地测井资料和地震资料入手, 综合前人的研究成果, 分析了琼东南盆地地层压力分布特点, 总结了琼东南盆地异常地层压力分布规律, 认为此盆地单井压力类型可以划分为常压、微超压、超压; 超压出现的层位, 层速度剖面上出现速度反转现象, 在凹陷中心易形成强超压体; 上新统陵水组压力平面上发育陵水凹陷、松南宝岛凹陷、乐东凹陷等强超压凹陷, 具有从北向南、从西向东超压逐渐增强、超压范围增大的特点。在此基础上, 分析了琼东南盆地的超压成因机理, 认为该盆地上高达 110m/Ma 的沉降速率造成的不平衡压实是该盆地上超压层形成的主要成因; 高达 105m/Ma 的沉降速率、较高的地温梯度引起的生烃作用以及断层活动性减弱、封堵性增强共同控制着下超压层的形成。

关键词:琼东南盆地; 速度谱; 超压成因机理; 封堵性

中图分类号: TE122.2⁺3

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2011)02-0324-07

引用格式: 祝建军, 张晓宝, 张功成, 等. 琼东南盆地异常压力分布与形成机理探讨[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(2): 324-330.

0 引言

琼东南盆地的温度、压力在油气运移的过程中起着至关重要的作用, 尤其是异常压力, 它直接参与了盆地中几乎所有的地质作用过程。此外, 现今压力的分布还涉及到油气井的安全建设、油气田的开采等方面, 压力研究的成功与否影响到一个油气田的开采效率, 对于节省开采成本、提高油气井成功率有着很大的帮助, 因此, 现在各个油田对于盆地内异常压力的分布越来越重视。

关于异常压力机制的研究和讨论由来已久, 经过多年来前辈^[1-3]的积累总结发现, 在盆地中起着主导作用的压力机制有: 不平衡压实作用、构造应力(包括断层活动、褶皱、底辟盐丘等等)、有机质的生烃裂解及与矿物相变相关的成岩作用等。本文在总结前人研究成果的基础上, 重点研究琼东南盆地现今压力场分布与成因机制。

1 地质背景

琼东南盆地位于海南岛东南、西沙群岛以北的海域中, 总体上由北东—北北东方向向西南方向延伸, 是一个典型的在新生代发育起来的陆缘拉张型含油气盆地, 与莺歌海盆地毗邻, 两者以 I 号断裂为界, 盆地东侧为神狐暗沙隆起, 南界为西沙群岛和中建南盆地。琼东南盆地水深为 50~2 000 m, 总面积为 $3.4 \times 10^4 \text{ km}^2$, 最大沉积厚度为 12 000 m^[4], 盆地在构造演化上经历了特征显著不同的 2 个发育阶段: 始新世至渐新世的早期断陷阶段, 以及渐新世以来的晚期拗陷阶段, 形成了以 T₆₀ 为界的上、下 2 个不同的构造层。上构造层为统一拗陷, 断裂不发育; 下构造层由 9 个凹陷构成(图 1)。琼东南盆地由北西向东南方向依次划分为北部拗陷带、中央隆起带、中央拗陷带、北礁低隆起带和南部断拗带, 形成了两隆三拗且隆拗相间的构造格局。其中北部拗陷带包

收稿日期: 2010-05-10; 修回日期: 2010-09-23.

基金项目: 国家科技重大专项(编号: 2008ZX05025-006); 国家重点基础研究发展规划项目(编号: 2009CB219400)联合资助。

作者简介: 祝建军(1985-), 男, 山东兖州人, 博士研究生, 主要从事油气储层地球化学研究. E-mail: zhujiannan831211@163.com.

括崖北凹陷、松西凹陷、松东凹陷和松东斜坡等 4 个三级构造单元;中部隆起带包括崖城凸起、崖南低凸起、陵水低凸起、松涛凸起和崖南凹陷等 5 个三级构造单元;

造单元;中央拗陷带包括乐东凹陷、陵水凹陷、松南凹陷、宝岛凹陷、长昌凹陷等 5 个凹陷;南部断拗带包括北礁凹陷、永乐凹陷等三级构造单元^[5]。

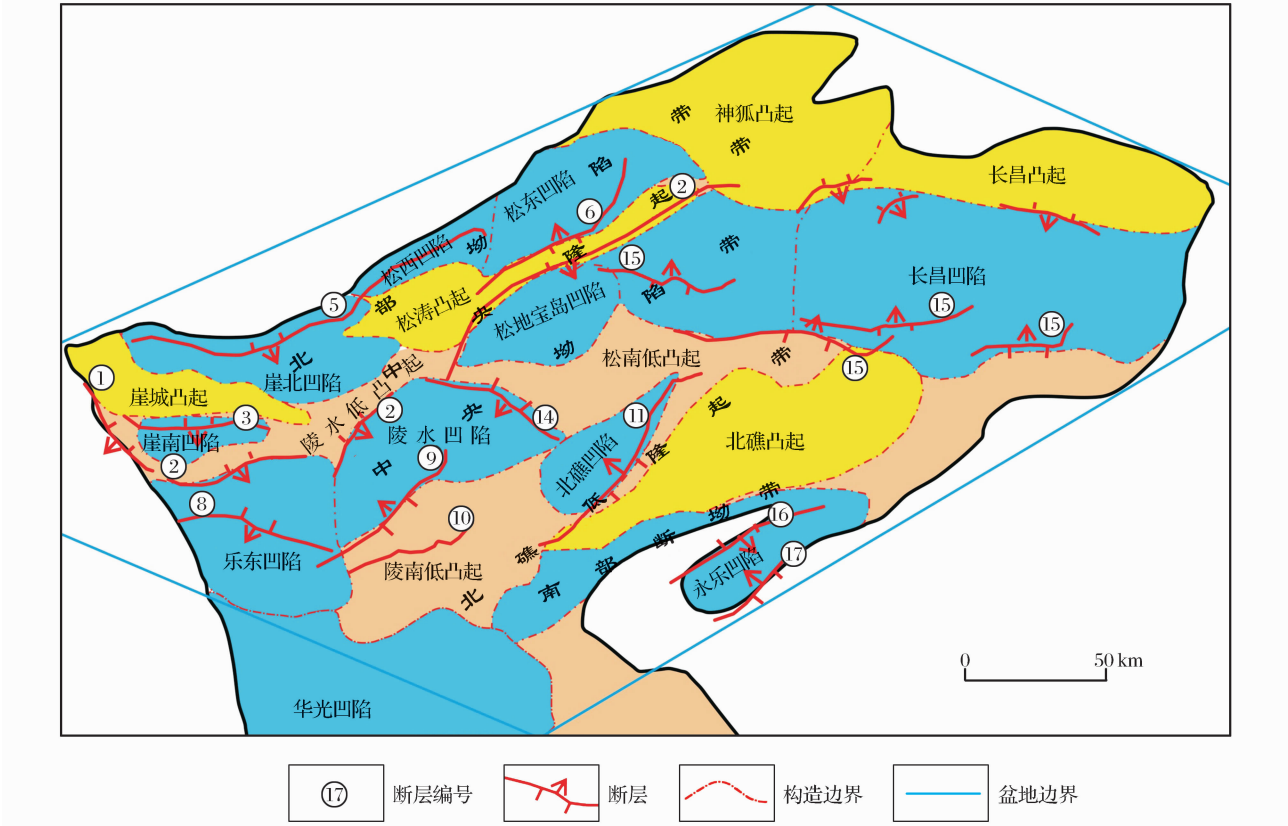


图 1 琼东南盆地构造分区(据中海油研究院,2008,改编)

2 地层压力分布规律

2.1 纵向压力场分布特征

探井证实,在琼东南盆地中新统黄流组和梅山组、渐新统陵水组等地层中钻遇高压。在松南宝岛凹陷中,LS4-2-1 井在 3 114.7 m 处测试地层压力为 41.7MPa,压力梯度^①为 1.37 g/cc,在 4 469 m 处测试地层压力为 85.07MPa,地层温度为 163℃,压力梯度为 1.94 g/cc,压力系数^②为 1.95;陵水凹陷 LS13-1-1 井中新统黄流组二段 3 053 m 处实测压力值为 43.37MPa,压力梯度达 1.48 g/cc;在盆地的南部,崖南凸起和崖南凹陷中,压力异常明显, YA19-1-1 井在中新统梅山组 4 230 m 处钻遇高压,渐新统陵水组三段 4 759 m 处 RFT 测试压力为 79.08MPa,温度 210℃,压力梯度达 1.69 g/cc。

由于琼东南盆地 区域广泛,井位稀少,且大部分

集中于浅水区,因此本文运用声波测井以及声波速度资料相结合的方法来对琼东南盆地压力场进行综合解释。

根据实测资料(表 1)和处理的测井资料预测对比可以看出,琼东南盆地存在的主要压力类型可以分为常压、微超压、超压和强超压 4 种主要类型,单井压力类型主要有常压、单段超压、阶梯式超压、超压囊以及旋回超压 5 种类型^[6-7]。如 ST24-1-1 井压实曲线趋势(图 2)正常,压力值大部分在 15~40MPa 之间,压力梯度分布在 0.750~1.30 g/cc 之间,属于常压—微超压井;LS13-1-1 井(图 3)声波时差在 2 577 m 以深出现异常,根据预测孔隙压力(Porpressure)与泥浆密度数据(MW)以及实测压力数据(MDT)对比可以看出,该井在 2 677 m 时泥浆密度开始增大,最大预测压力梯度为 1.7 g/cc,属于单段超压井;YC26-1-1 井压力预测剖面(图 4)中,

① 压力梯度:地层垂直深度每增加单位深度时压力的增量,单位:g/cc。
② 压力系数:原始地层压力与静水压力的比值,无量纲。

表 1 琼东南盆地实测压力统计

井号	层位	实测深度/m	地层压力/MPa	流动性/(mD/cP)	地层压力系数	地层温度/℃	压力类型
LS13-1-1	黄流组二段	3 103.00	45.09	—	1.08	132.00	常压
YC13-6-1	梅山组二段	3 013.20	29.29	—	1.00	130.50	常压
YC13-4-2	三亚组	2 765.00	27.04	—	1.01	114.70	常压
YC13-4-2	三亚组	2 811.00	27.17	—	0.99	119.40	常压
YC13-4-2	三亚组	2 823.50	27.29	—	0.99	120.40	常压
YC13-6-1	三亚组一段	3 030.50	29.31	—	0.99	125.40	常压
YC13-6-1	三亚组一段	3 057.00	29.51	—	0.99	130.30	常压
BD19-2-2	三亚组二段	3 126.00	32.51	—	1.07	126.50	常压
BD19-2-2	陵水组三段	5 248.00	69.83	—	1.36	—	超压
BD19-2-2	陵水组三段	5 257.50	69.94	—	1.36	—	超压
BD19-2-2	陵水组三段	5 261.00	69.98	—	1.36	—	超压
LS4-2-1	陵水组一段	4 469.00	85.07	1.8	1.95	163.00	强超压
LS4-2-1	陵水组一段	4 498.00	85.26	0.4	1.94	164.70	强超压
LS4-2-1	陵水组一段	4 517.00	85.53	5.3	1.94	166.50	强超压
LS4-2-1	陵水组一段	4 531.50	85.63	3.3	1.94	169.00	强超压

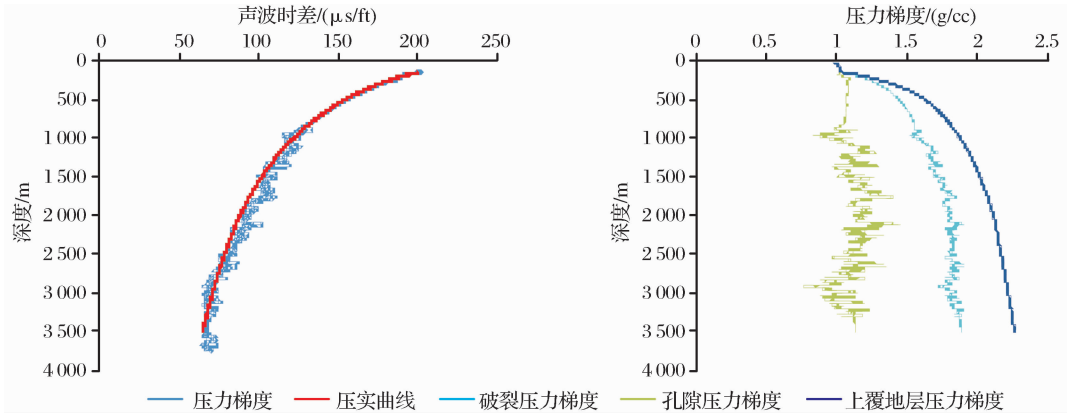


图 2 ST24-1-1 井压实曲线和压力预测

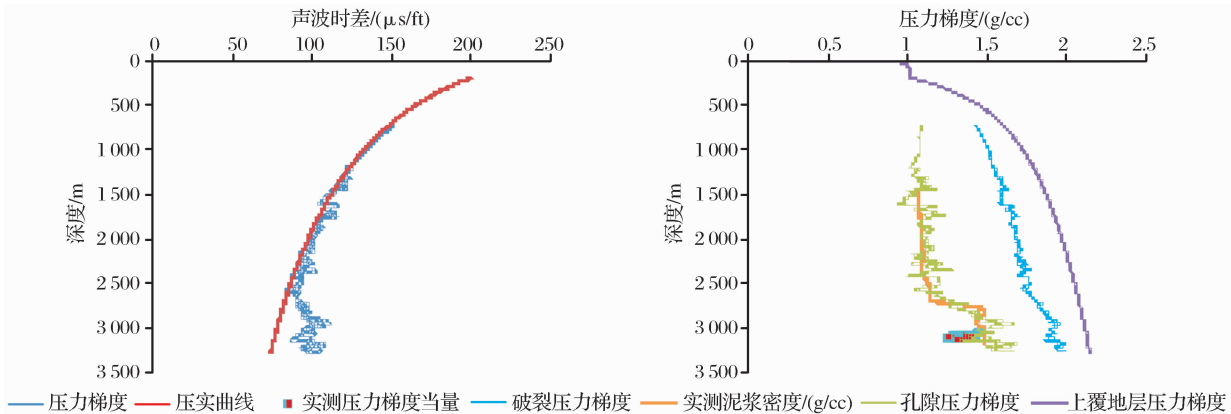


图 3 LS13-1-1 井压实曲线和压力预测

3 100 m以浅地层属于正常压力地层,压力梯度小于 1.3 g/cc,在 4 000 m左右时压力梯度达到 1.7 g/cc 以上,在 4 666 m时回到常压,4 700 m时回到高压,属于典型的旋回超压类型。通过单井压力预测可以看出,该地区单井超压主要出现在3 000 m以深。

结合琼东南盆地速度谱资料,我们对琼东南盆

地深水区(主要在陵水凹陷、松南宝岛凹陷等)进行了压力预测。在过陵水凹陷层速度剖面(图 5)中,LS13-1-1 井在中新统(T_{30} — T_{50})出现低速异常,通过单井压力预测以及泥浆密度对比分析(图 4)推测,该区存在着超压,分布范围较大。探井证实,该区烃源岩演化程度较低,3 000 m时实测 R_0 值小于0.7%,

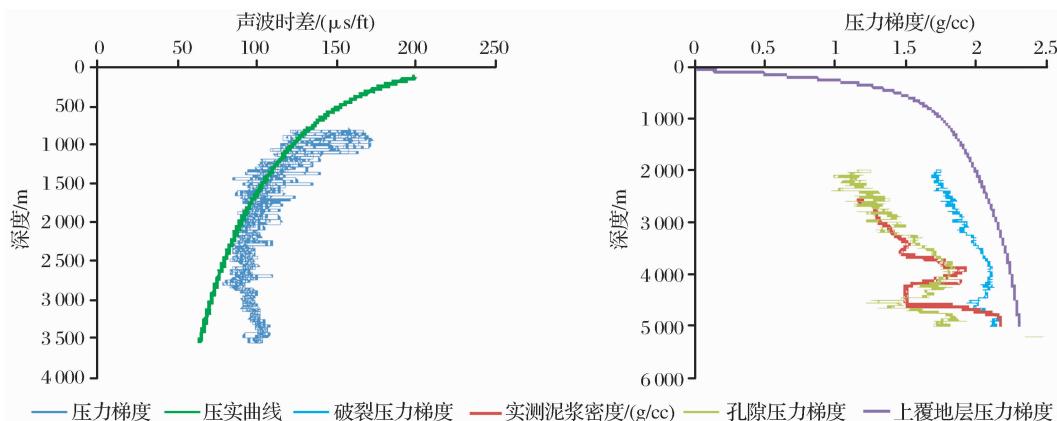


图4 YC26-1-1井压实曲线和压力预测

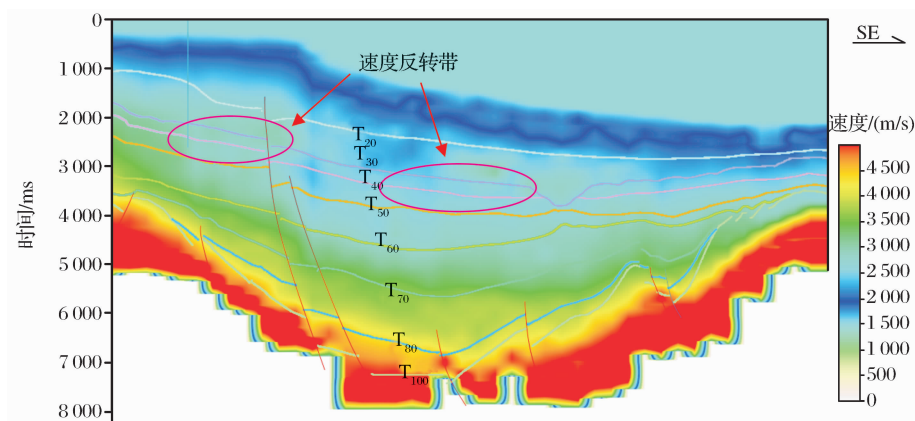


图5 琼东南盆地测线A—A'层速度剖面特征

处在低熟重油、生物气阶段,对超压形成贡献不大,因此判断盆地的快速沉降引起的欠压实是造成该超压带的主控因素。

2.2 平面压力场分布特征

琼东南盆地中,3 000 m 以浅基本为常压,超压系统主要分布在浅水区向深水区的过渡带上,并形成了松南宝岛凹陷、陵水凹陷以及乐东凹陷 3 大超压中心。在该盆地中,渐新统陵水组超压分布从西北方向的松东凹陷、松西凹陷向东南方向的松南宝岛方向超压系数逐渐增大;盆地的南部以乐东凹陷、陵水凹陷为中心,向两侧超压范围减小,超压范围总体上由北向南范围扩大(图 6)。琼东南盆地渐新统陵水组平面上识别出:3 大强超压凹陷,分别为陵水凹陷、松南宝岛凹陷、乐东凹陷等;超压凹陷有崖南凹陷等;常压凹陷为松东凹陷、松西凹陷、崖北凹陷等。

3 异常压力形成机理

异常压力形成的原因多种多样,它的形成可能是多种因素叠加所致,其中包括地质的、物理的、地球化学和动力学因素^[8-9],对于单个超压系统而言,

它的形成是以一种压力形成机制影响为主,其他影响因素为辅^[10]。

琼东南盆地是南海典型的伸展性盆地,它受到南海扩张的控制,压实不均衡因素、高地温场是造成该盆地超压的主要影响因素,断层的封堵性强、超压系统未及时泄压是导致该盆地下超压系统得以保留的先决条件。

3.1 构造运动、不均衡压实造成超压

泥质沉积物在埋藏过程中,沉积物泥质含量高、沉积速率快、流体排出受阻或来不及排出而导致沉积物的流体具有高于静水压力的高异常压力,一般认为沉积物堆积速率达到或超过 40 m/Ma 时,属于快速沉积,从而形成异常高压^[11]。张云帆等^[12]对琼东南盆地识别出了 3 个沉降幕:①第一沉降幕:Tg—T₆₀ (46~21Ma),琼东南盆地处于初始裂陷期,该期模拟并平均构造沉降速率为 81m/Ma,中央坳陷带乐东凹陷构造带沉降速率为 105 m/Ma,南部坳陷沉降速率为 74 m/Ma,崖北凹陷构造沉降速率为 59 m/Ma。该幕沉积主要为湖相、海陆过渡相沉积,岩石泥质含量丰富,是超压层形成的必要条件,但

由于该期断层比较发育,而且大多数都通到地表,造成了良好的垂向疏导条件,压实剩余孔隙流体得以有效地释放,后期盆地得到了不同程度的剥蚀抬升,故而该期还是以正常压力为主;②第二沉降幕: $T_{60}-T_{40}$ (21~10.5Ma),琼东南盆地进入裂后热沉降阶段,沉降速率较缓,平均沉降速率为70 m/Ma,该期沉降特点是东部沉降较快,西部比较缓慢,该期断层数量减少,活动性减弱或基本上停止活动,垂向疏导条件

变差,流体得不到很好的外泄,造成了该盆地不同程度的超压;③第三沉降幕: $T_{40}-$ 现今(10.5~0Ma),该期沉降特点是沉降中心向南部偏移,沉降速率经历了1次由快到慢的过程,北部几口井沉降速率为73 m/Ma。南部沉降速率平均为90 m/Ma,乐东凹陷沉降速率更大(达到110 m/Ma),这与平面上压力分布特点(同一层位超压系数由北向南、由西向东增大)符合较好。

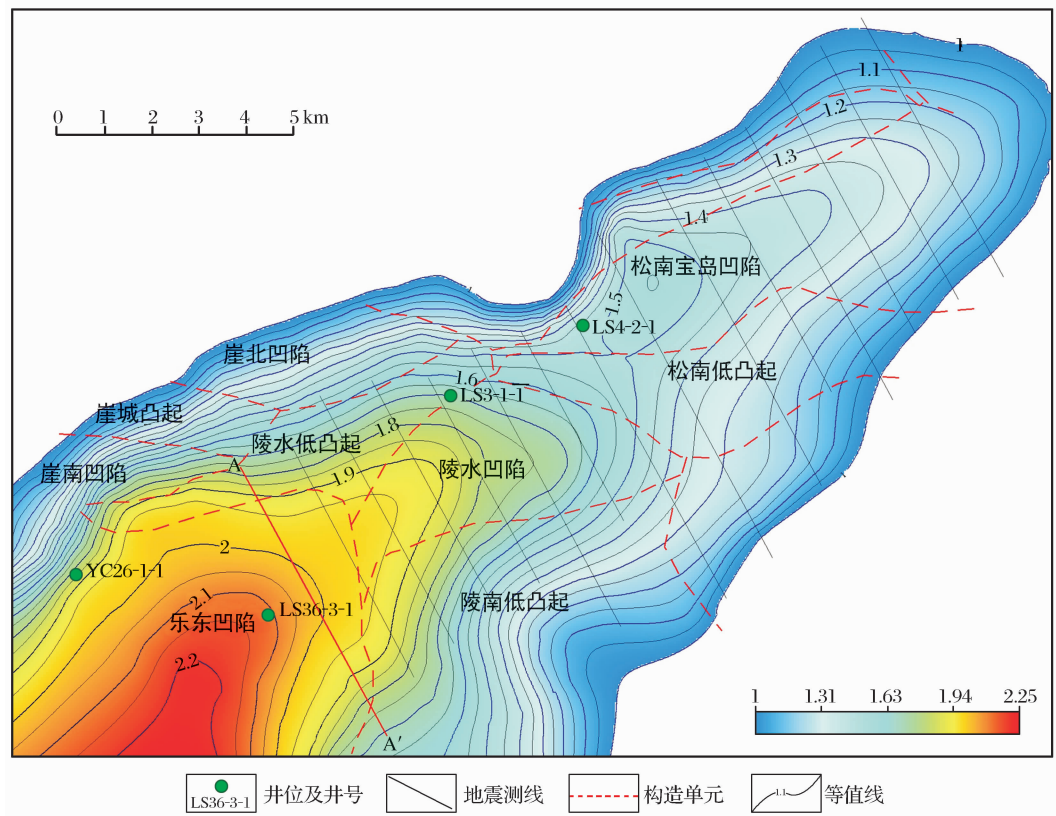


图6 琼东南盆地渐新统陵水组压力系数分布特征

3.2 高地温场引起的生烃增压作用造成超压

前人^[13]研究指出南海北部陆缘盆地区域现今地温场具有“热盆”特征,地温梯度、大地热流普遍偏高,地温梯度背景值为30~35℃/km,大地热流背景值为70~75 mW/m²。与中国东部华北盆地(33~35℃/km)和松辽盆地(38℃/km)等“热盆”的地温梯度相当,远高于西部鄂尔多斯盆地、四川盆地等克拉通的盆地,且大地热流从陆到海(从北向南)呈逐渐增高的趋势。南海海域从古新世到第四纪共发生过5期火山活动^[14],产生的大量热量累积,在上覆沉积的滨浅海相泥岩的影响下,得不到释放形成现今较高地温场。琼东南盆地存在着始新统中深湖相、渐新统海陆过渡相一半封闭式海相、中新统的浅

海、半深海、深海相烃源岩3套优质烃源岩,通过琼东南盆地4大凹陷代表井热解 R_o 演化图(图7)可

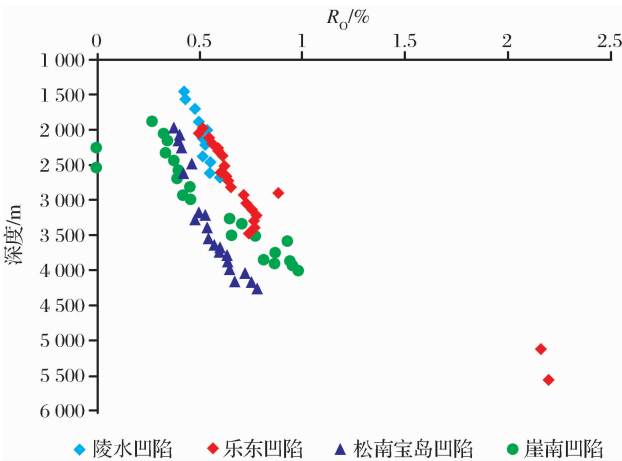


图7 琼东南盆地热解 R_o 演化特征

以看出,乐东凹陷 3 000 m 以浅泥岩 R_o 值小于 0.7%,处在低演化阶段;在 5 108 m 时,烃源岩热解 R_o 值高达 2.19%。在该阶段,烃源岩高成熟晚期产生的大量凝析油、湿气开始大量裂解为甲烷气,通过乐东凹陷层速度剖面看出,乐东凹陷下构造层存在着速度低异常现象,YC26-1-1 井、YC35-1-1 井等压力预测均存在着异常高压,因此推测,高温生烃裂解生气是造成乐东凹陷下超压层的主要因素;陵水凹陷、松南宝岛凹陷、崖南凹陷热解 R_o 值在 3 000 m 以深均达到 0.7%以上,处在生油高峰前阶段,生烃作用是造成该区超压的重要因素。

3.3 断层对超压层的影响

在琼东南盆地,断层活动对超压的分布起着至关重要的作用,在油气运聚过程中,断层起着运移通道和遮挡物的双重作用^[15]。如盆地西界 I 号断层,垂向发育终止于莺歌海组、黄流组下部,上部发育着巨厚的区域性的泥质盖层。在该区钻探的 YA13-1-1 井等 6 口井莺黄组上部地层孔隙流体压力为正常静水压力,黄流组下部和梅山组泥岩地层呈现异常高压,且该区断层下降盘超压现象比上升盘更普遍,超压值比上升盘更高,这是由于该断层封闭性较好,流体压力未得到较好的释放所致。在剖面上出现了异常高压囊,也是由于该区泥质岩发育,断层活动性偏弱,流体压力未及时排泄而导致。

4 结论

(1)琼东南盆地剖面上压力分布表现为:松南—宝岛凹陷由西北向东南方向超压层位逐渐变深,其中凹陷中央较平缓,两侧变化较大;陵水凹陷变化趋势较大,超压较明显,异常高压频繁;平面上,识别出陵水凹陷、松南宝岛凹陷、乐东凹陷 3 大超压凹陷,总体上有从北向南、从西向东逐渐增强之势。

(2)影响琼东南盆地压力场的主要因素有 3 个:①裂陷期的快速沉降引起的不均衡压实是造成该区超压的主要因素;②该地区具有较高的地温梯度,促使第三系有机质进一步成熟,烃类裂解,产生超压;③断层的活动性减弱,封堵性增强,造成的流体横向运移不利。

(3)根据琼东南盆地沉降史和压力演化史,以及异常压力形成机制的不同识别出上、下 2 套不同的超压系统,上超压系统形成于 10.5Ma 后,形成的主要原因是高达 73~110m/Ma 的快速沉降;下超压系统可以分为 2 类:①裂陷期的快速沉降引起的超压,但在盆地抬升剥蚀过程中未受到或受到较小的

影响,在后期被保留,并在盆地高地温的影响下得以加强;②裂陷期的快速沉降形成暂时性高压,裂陷后期,盆地得到快速抬升,断层活动性增强,因此,大部分超压系统因此而失效,但是由于后期断层活动的减弱,断层封堵性的加强,大套烃源岩在热流的影响下大量排烃、裂解生气形成超压。

参考文献:

- [1] Gong Zaisheng, Li Sitian, The Ocean Oil Field in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 183-190. [龚再升, 李思田. 中国近海大油气田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 183-190.]
- [2] Hu Haiyan. Overpressure cause and it affects the reserve formation[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(1): 99-101. [胡海燕. 超压的成因及其对油气成藏的影响[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(1): 99-101.]
- [3] He Jiaxiong, Chen Shenghong, Liu Hailing, *et al.* Petroleum resource potential and advantageous exploration targets in Ying-Qiong basin, northern margin of South China Sea[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 492-498. [何家雄, 陈胜红, 刘海龄, 等. 南海北部边缘莺—琼盆地油气资源前景及有利勘探方向分析[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 492-498.]
- [4] Wang Minfang. The character of overpressure and its relationship with the distribution of oil and gas, Qiongdongnan basin[J]. Marine Petroleum Exploitation, 2002, 23(1): 15-22. [王敏芳. 琼东南盆地超压特征及超压体与油气分布的关系[J]. 海洋石油, 2002, 23(1): 15-22.]
- [5] Wu Jingwu. Structural Characteristics and Formative Mechanism of Southern Sag, Qiongdongnan Basin[D]. Hangzhou: Article of University of Zhejiang Province for Master Degree, 2008: 13-20. [吴敬武. 琼东南盆地南部凹陷构造特征及形成机制[D]. 杭州: 浙江大学硕士学位论文, 2008: 13-20.]
- [6] Li Chunquan, Chen Honghan, Zhang Shulin, *et al.* Pressure field and its evolutionary characteristics in Qiongdongnan basin[J]. Xinjiang Oil Geology, 2002, 23(5): 389-392. [李纯泉, 陈红汉, 张树林, 等. 琼东南盆地压力场及其演化特征[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(5): 389-392.]
- [7] Zhu Guanghui, Chen Gang, Diao Yinghu, *et al.* Characteristics of geotherm-pressure field and its relationship with hydrocarbon migration and accumulation in Qiongdongnan basin, South Sea[J]. China Offshore Oil and Gas Geology, 2000, 14(1): 29-36. [朱光辉, 陈刚, 刁应护, 等. 琼东南盆地地温压场及其与油气运聚的关系[J]. 中国海上油气: 地质, 2000, 14(1): 29-36.]
- [8] Zhai Panpan, Zhang Jixi, Zhao Hong, *et al.* Formation mechanism and prediction method of abnormal high pressure[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2009, 19: 40-41. [翟盼盼, 张纪喜, 赵洪, 等. 异常高压成因机制及其预测方法[J]. 内蒙古石油化工, 2009, 19: 40-41.]
- [9] Zhang Shiqi, Ji Youliang. Subsurface Geology of Oil and Gas

- Fields[M]. Beijing: University of Petroleum Press, 2005: 137-148. [张世奇, 纪友亮. 油气田地下地质学[M]. 北京: 石油大学出版社, 2005: 137-148.]
- [10] Du Xu, Zheng Hongyin, Jiao Xiuqiong, *et al.* Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation[J]. *Earth Science Frontiers*, 1995, (4): 137-148. [杜栩, 郑红印, 焦秀琼, 等. 异常压力与油气分布[J]. 地学前缘, 1995, (4): 137-148.]
- [11] Zeng Zhiping, Song Guoqi, Liu Kuiyuan. Overpressure mechanisms in Taorhe sag of Chezheng depression[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(6): 71-75. [曾治平, 宋国奇, 刘魁元. 车镇凹陷套尔河洼陷地层超压成因机理[J]. 地质科技情报, 2008, 27(6): 71-75.]
- [12] Zhang Yunfan, Sun Zhen, Guo Xingwei, *et al.* Tectonic subsidence characteristics of Qiongdongnan basin in Cenozoic[J]. *Journal of Tropical Ocean*, 2008, 27(5): 30-36. [张云帆, 孙珍, 郭兴伟, 等. 琼东南盆地新生代沉降特征[J]. 热带海洋学报, 2008, 27(5): 30-36.]
- [13] Mi Lijun, Zhang Gongcheng. Dynamical Studies of Hydrocarbon Migration and Accumulation in the Northern Deepwater Area of the South China Sea[M]. Beijing: Science Press, 2008: 120-150. [米立军, 张功成. 南海北部深水区油气成藏动力学研究[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 120-150.]
- [14] Shi Xiaobin, Qiu Xuelin, Xia Kanyuan, *et al.* Heat flow characteristics and its tectonic significance of South China Sea[J]. *Journal of Tropical Oceanography*, 1998, 22(2): 63-73. [施小斌, 邱学林, 夏戡原, 等. 南海热流特征及其构造意义[J]. 热带海洋学报, 1998, 22(2): 63-73.]
- [15] Jiang Zhenxue, Chen Zhangming, Zhang Mingxue. Research on the fault sealing in Qiongdongnan basin[J]. *China Offshore Oil and Gas Geology*, 1998, 12(2): 91-96. [姜振学, 陈章明, 张明学. 琼东南盆地断层封闭性研究[J]. 中国海上油气: 地质, 1998, 12(2): 91-96.]

A Study of Abnormal Pressure Distribution and Formation Mechanism in Qiongdongnan Basin

ZHU Jian-jun^{1,2}, ZHANG Xiao-bao¹, ZHANG Gong-cheng³, LIU Fang³,
ZHANG Ming-feng¹, CHEN Guo-jun¹, XIA Yan-qing¹

(1. *Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China*; 2. *Graduate University of the Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China*; 3. *Beijing Research Center of CNOOC, Beijing 100027, China*)

Abstract: Started from logging data, combined with the test pressure data and plentiful mud fluid data, distribution characteristics of formation pressure in Qiongdongnan basin is analyzed. On the base of these and combined with previous research results, we summarize the distribution of overpressure in the basin. That is, characteristics of individual wells can be summed up into four types, which include normal pressure, micro-super-pressure, super-pressure and high pressure. High-pressure bladders appear on profile, which overpressure regimes can easily form in inner of sags. On the plane, high overpressure in the Lingshui Formation of Oligocene exists in Lingshui, Songnan-Baodao, Ledong Sag and so on. Generally, overpressure enhanced gradually from north to south, from west to east. On this basis, the mechanism of the basin overpressure is analyzed, and suggests that disequilibrium compaction caused by subsiding rate of up to 110m/Ma is the major factor for the formation of overpressure stratum. The formation of overpressure stratum is the result of subsiding rate of up to 105m/Ma, hydrocarbon-generation caused by high geothermal field, as well as weakened fault activity and enhanced sealing.

Key words: Qiongdongnan basin; Velocity spectrum; Mechanism of Overpressure; Plugging property.