

doi:10.3799/dqkx.2014.114

# 莺歌海盆地流体垂向输导体系及其 对天然气成藏控制作用

赵宝峰, 陈红汉\*, 孔令涛, 王倩茹, 刘睿

中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

**摘要:** 垂向输导体系主控下的热流体活动是莺歌海盆地重要的地质特征之一, 决定了盆内独特的油气成藏过程. 依据地震剖面综合解释、三维地震属性提取和岩石薄片观察, 分析了流体垂向输导体系的构成要素, 并利用 PetroMod v11 进行 2D 盆地数值模拟, 量化计算了自源超压和传导超压的大小, 获得以下主要认识: (1) 底辟伴生断裂和水力破裂是东方区最主要的 2 种垂向输导要素, 且在垂向上存在分异性, 深部流体输导以水力破裂为主, 浅层输导以底辟伴生断裂为主; (2) 流体的垂向输导刺穿了超压封存箱并导致自源超压面在盆地中央抬升近 2 000 m, 现今盆地东方区 3 000 m 左右黄流组油气藏中剩余压力的 90% 来自传导型超压; (3) 盆内存在 2 个有利天然气聚集带: 箱顶传导常压带和箱内自源—传导超压带, 其中后者天然气藏受水力破裂输导控制, 具有流体输导高效且距离烃源灶近的优势, 是盆地内最有勘探潜力的天然气聚集带.

**关键词:** 地震; 垂向输导; 底辟; 水力破裂; 油气成藏; 石油地质.

**中图分类号:** P618.13

**文章编号:** 1000-2383(2014)09-1323-10

**收稿日期:** 2014-03-07

## Vertical Migration System and Its Control on Natural Gas Accumulation in Yinggehai Basin

Zhao Baofeng, Chen Honghan\*, Kong Lingtao, Wang Qianru, Liu Rui

Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

**Abstract:** Thermal fluid activity controlled by vertical migration system is one of major geological characteristics in the Yinggehai Basin, which contributes to special hydrocarbon accumulation processes. Combined with a comprehensive interpretation of seismic section, 3D property parameter extractions and thin section observation, The elements of the vertical migration system are analyzed and the diffused and migration overpressure are quantitatively calculated by PetroMod v11 2D software in the paper. It is concluded that, diapir-associated fractures and hydraulic fractures are two main elements of vertical migration system in the basin. The processes vary vertically, with deep migration mainly controlled by hydraulic fractures while the shallow one mainly controlled by diapir-associated fractures in Dongfang area. Fluid activity pierces through the overpressure compartment vertically leading to the diffused overpressure surface being uplifted about 2 000 m in the center of the Yinggehai Basin. 90% of the reservoir remaining pressure comes from migration overpressure at about 3 000 m of the Huangliu Group at present. (3) There are two potential nature gas accumulation zones in the basin, including a top-compartment conductive pressure zone and in-compartment diffused-conductive overpressure zone. As the nature gas reservoir is controlled by hydraulic fracture migration system and has the advantage of being close to the hydrocarbon source kitchen and effective migration, the in-compartment diffused-conductive overpressure zone is the most potential nature gas accumulation zone in the basin.

**Key words:** earthquake; vertical migration system; diapirs; hydraulic fracture; hydrocarbon accumulation; petroleum geology.

基金项目: “十二·五”国家科技重大专项(No. 2011ZX05023-004-010).

作者简介: 赵宝峰(1984—), 男, 博士研究生, 主要从事含油气盆地分析研究. E-mail: zhaobaofengxo@163.com

\* 通讯作者: 陈红汉, E-mail: hhchen@cug.edu.cn

# 0 引言

世界上大多数快速沉降的年轻沉积盆地的岩性以低渗透性页岩、泥质粉砂岩和泥岩为主,盆地内流体主要通过断裂和裂缝等组成的输导体系发生垂向运移,垂向输导体系的发育和圈闭的合理匹配决定了此类盆地内油气聚集的有效性(Prior *et al.*, 1989; Holland *et al.*, 1990; Grauls and Baleix, 1994; Heppard *et al.*, 1998; Finkbeiner *et al.*, 2001). 莺歌海盆地是南海北部新生代含油气盆地,盆地中央凹陷带沉积了巨厚的细粒海相地层(殷秀兰等,2005),带内天然气主要通过垂向输导体系运聚成藏(Roberts and Nunn, 1995; Xie *et al.*, 2003; Wang and Huang, 2008).

前人对莺歌海盆地流体垂向输导体系的研究主要集中在底辟的结构、性质、油气地球化学特征及成藏年代学方面(Hao *et al.*, 1996; Xie *et al.*, 2001; Huang *et al.*, 2003; Luo *et al.*, 2003;何家雄等,2007),但流体垂向运移的程度和规模到底有多大,

目前仍处在定性描述阶段. 本次研究在总结莺歌海盆地内流体垂向输导体系要素的基础上,以超压计算为切入点,模拟计算了垂向输导体系对盆地内流体压力场的影响,探讨流体垂向运移的地质特征以及与天然气成藏的耦合关系.

# 1 地质背景

莺歌海盆地位于南海北部(图 1),盆地早期发育海陆过渡相沉积,中期为浅海—半深海沉积,晚期主要为浅海沉积(吕明,2002). 盆地构造沉积经历了 4 个阶段,分别为断陷幕(T100~T70/65.5~30.0 Ma)、断拗幕(T70~T60/30.0~21.0 Ma)、热沉降幕(T60~T30/21~5.5 Ma)和加速沉降幕(T30~T0/5.5~0 Ma)(任建业和雷超,2011). 受红河断裂等深大断层的控制,新生代最大沉积厚度大于 17 km,具有独特的高沉积速率(500~1400 m/Ma)、高地温梯度(46 °C/km)和高压特征,发育了规模巨大的热泥流体底辟(张启明等,1996;

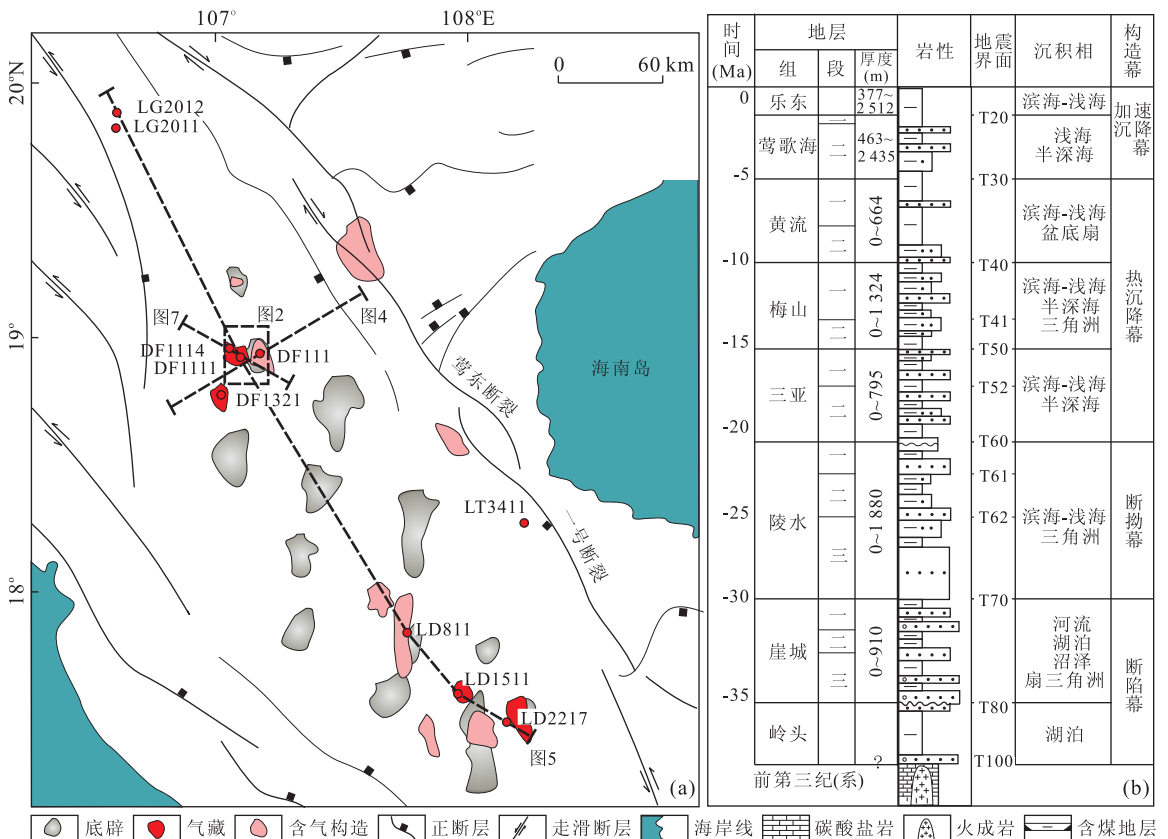


图 1 莺歌海盆地底辟与天然气藏分布(a)和沉积充填概况(b)

Fig. 1 Distribution of diapirs (a) and petroleum pools in the Yinggehai Basin (b)

图 a 中底辟位置和沉积充填参考 Xie *et al.* (2003)

龚再升等,1997;殷秀兰等,2005;任建业和雷超,2011)。底辟受盆地内右旋走滑应力场影响,在平面上呈雁裂分布(Xie *et al.*, 2003)。

## 2 流体垂向输导体系要素

### 2.1 底辟伴生断裂

在莺歌海盆地中央拗陷带内,底辟穿刺过程中伴随着周围地层的变形破裂,例如底辟终止带上部的顶盖破裂。在3D均方根振幅属性水平切片中,顶盖破裂断层近NNW-SSE走向(图2a),在2D剖面中,呈高角度断层组合,断距比普通断距小,只有几十米(图2e)。断裂周围分布有大量强振幅地震“亮点”,“亮点”是含烃或CO<sub>2</sub>热流体进入高渗透地层后导致地层波阻抗差增大的地震响应,是潜在气藏的声学标志(Yun *et al.*, 1999; Fowler *et al.*, 2000; Hustoft *et al.*, 2007; Seth *et al.*, 2009)。

### 2.2 水力破裂微裂缝

底辟形成过程另一个重要的产物是水力破裂,水力破裂形成过程非常类似于钻井工程中为了提高

页岩气等非常规油气资源采收率使用的水力压裂法,即地层或岩体在超压流体侵入下发生的破裂,这种破裂在岩层中形成微裂缝,通常只有几十微米(Delaney *et al.*, 1986)。当水力破裂在空间上传导并伴随着流体运移时,便形成气烟囱,气烟囱可在垂向延伸几百米或数千米(Cosgrove, 2001; Engelder and Lash, 2008),大量气烟囱在空间上缝密集发育交织成网时,在地震上表现为模糊带(Weinberger *et al.*, 2000; Cosgrove, 2001; Sagy *et al.*, 2001; Engelder and Lash, 2008; Hurst *et al.*, 2011)。本次研究通过岩石薄片观察统计,单个水力破裂微裂缝宽度大约15~25 μm,长度300~1 000 μm。这些裂缝或者被后期的矿物胶结,如图3a所示;或者现今依然残留烃类运移过程中形成的沥青,如图3b所示。水力破裂在空间上传递形成的气烟囱垂向延伸500~1 000 m,气烟囱顶端出现多个地震“亮点”,说明流体通过气烟囱排泄并最终重新聚集,如图2e所示。气烟囱下部的底辟核部为强模糊带,模糊带在3D均方根振幅属性水平切片中呈近椭圆状强振幅模糊体(图2b,2c),说明底辟带核部基本被水力破

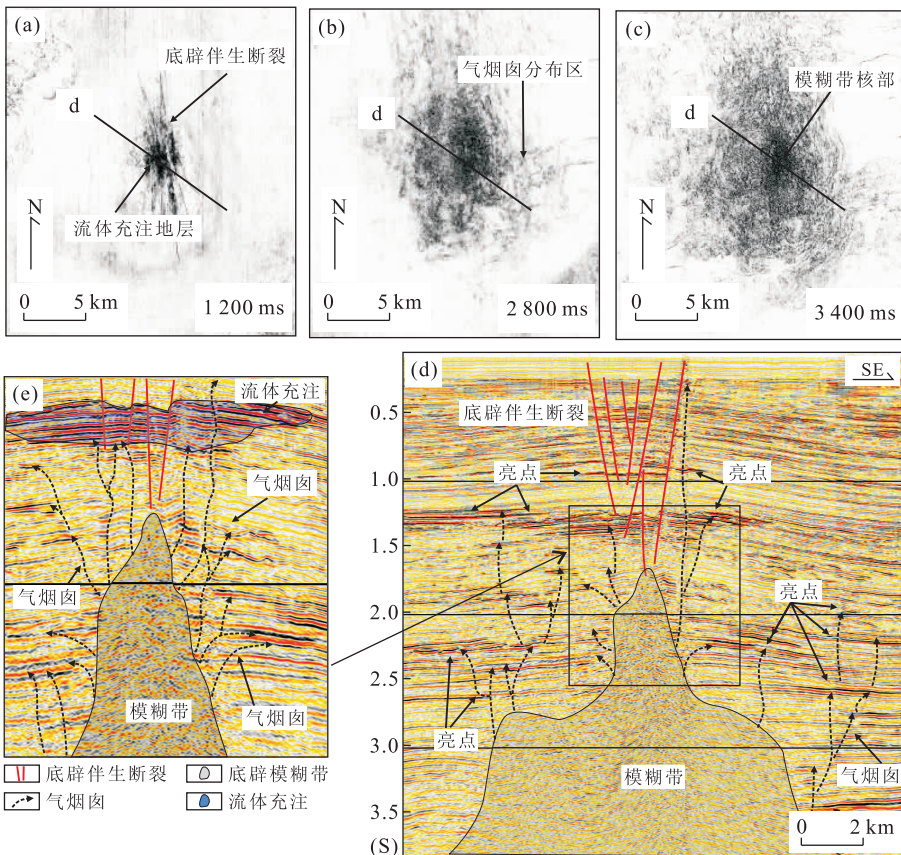


图2 垂向流体输导体系的2D地震解释,3D均方根振幅属性水平切片

Fig. 2 2D cross section interpretation and 3D root mean-square amplitude attributes of vertical migration systems

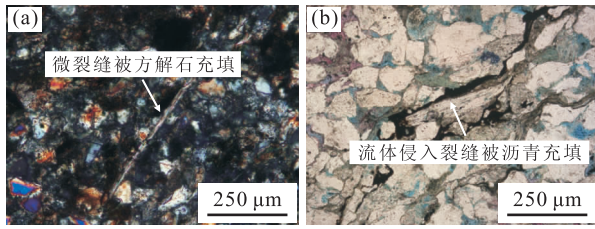


图 3 水力破裂形成的微裂缝

Fig. 3 Photomicrographs showing micro-fractures of hydrofracturing type

a. 微裂缝被方解石充填, DF119 井, 1 413. 5 m; b. 流体侵入裂缝被沥青充填, DF1322 井, 3 134. 9 m

裂形成的微裂缝占据. 模糊带顶端大面积强振幅地层的形成是流体强烈充注的结果(图 2e).

底辟伴生断裂和水力破裂导致的微裂缝共同组成了中央凹陷带重要的流体垂向输导要素, 在空间上叠置搭配控制着流体的运移. 从深到浅流体垂向输导要素存在分异性(图 2a~2c), 深层底辟模糊带核心部位以密集分布的水力破裂微裂缝为主, 能量最强, 向上水力破裂强度逐渐减弱, 在地震上表现为气烟囱构造, 到浅层流体垂向输导主要通过底辟伴生断裂.

### 3 流体垂向输导伴随的超压调整

#### 3.1 超压计算

流体的运移伴随着物质和能量的亏损和迁移, 其中超压(或叫剩余压力)是流体运移的原始动力, 决定了流体的运移效率和运移方式(叶加仁等, 1999; 解习农等, 2006). 相反, 大规模的流体垂向运移将导致超压囊内压力的散失和超压顶面的升高. 分析由流体垂向输导引起的超压变化是我们正确认识流体垂向运移规模和方式的重要途径.

前人将莺歌海盆地内超压分为自源超压和传导超压, 其中自源超压由于欠压实和流体增压形成, 是不受流体垂向输导体系影响下盆地内自生剩余压力的大小, 而传导超压则是指由垂向输导体系传导而来的它源剩余压力(张启明和郝芳, 1997). 现今地层剩余压力由自源剩余压力和传导超压 2 部分组成, 它们与静水压力一起形成了地层空隙流体压力, 约等于钻井实测地层压力, 因此传导超压的大小为:

$$\Delta P_t = P - P_h - \Delta P_e, \quad (1)$$

式中,  $\Delta P_t$  为传导超压(MPa);  $P$  为地层孔隙流体压力(MPa);  $P_h$  为静水压力(MPa),  $P_h = \rho g Z$ , ( $\rho = 1.025 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ , 为海水密度;  $g = 9.780 \text{ m/s}^2$ , 为

当地重力加速度;  $Z$  为海拔深度(m), 取绝对值;  $\Delta P_e$  为自源剩余压力(MPa), 可通过数值模拟计算求得.

自源剩余压力通过借助德国有机地化研究所(IES)的 PetroMod v11 2D 数值模拟软进行计算, 软件默认垂直剖面方向为封闭系统. 在这套商业软件中, 超压的计算考虑了多种地质因素的影响, 软件通过建立压实与流体压力方程, 经过多次动态校正得到孔隙压力. 不同岩性的机械压实孔隙度变化参考 Hantschel and Kauerauf (2009) 的公式, 化学胶结孔隙度变化参考 Walderhaug *et al.* (2001) 的公式; 流体水热增压和生烃增压参考 Luo and Vasseur (1992, 1996) 的公式. 计算过程同时包括流体的温度、粘度(Danesh, 1998)及矿物转换(Swarbrick *et al.*, 2002)对压力的影响.

通过建立精细的地质模型, 划分出半深海、浅海、滨海、海岸平原、水道、水下扇、扇三角洲、三角洲、盆底扇、滨浅湖和半深湖 10 种地震沉积相(图 4a), 并根据钻井资料统计对每种沉积相进行岩性、物性和地化参数赋值, 古水深、古地温和古热流的赋值参考了前人对本区的研究(何丽娟等, 2000; 吕明, 2002)并对计算结果进行了矫正分析. 最终计算结果显示, 在垂向输导体系不发育的地区, 传导超压大小几乎为零, 计算总剩余压力与静水压力之和与实测压力相等, 这说明我们的自源剩余压力计算结果可靠(表 1 中 LG2011 井和 LT3411 井).

#### 3.2 计算结果分析

大约 5 MPa 左右模拟计算剩余压力突变的区域为自源超压顶面, 如图 4b 所示, 自源超压顶面在 DF1111 井下方的深度约 3 700 m 左右, 超压面向盆地边缘深度逐渐加大, 在盆地东部边界深度达到 6 km 左右. 自源超压面在盆地边缘呈指状深入盆地内部, 这和盆地边缘大量发育的滨浅海相沉积、过低的有机碳(TOC)含量、更低的古大地热流值及剥蚀面的存在等因素相关.

通过进一步对比盆地南北方向连井剖面, 模拟计算自源超压面和现今实测超压面(可称之为传导超压面)的深度(图 5), 可以看出自源超压顶面和传导超压面在盆地中央的 LD811 井附近最浅, 说明传导超压垂向运移幅度和自源超压大小正相关. 对比东方区的 DF1111 井和乐东区的 LD811 井发现, T40 之上地层越厚的地方自源超压顶面埋深相对越浅, 这说明盆地晚期的快速沉降对自源超压保存有利. 总体而言, 盆地中央拗陷垂向输导体系发育的地

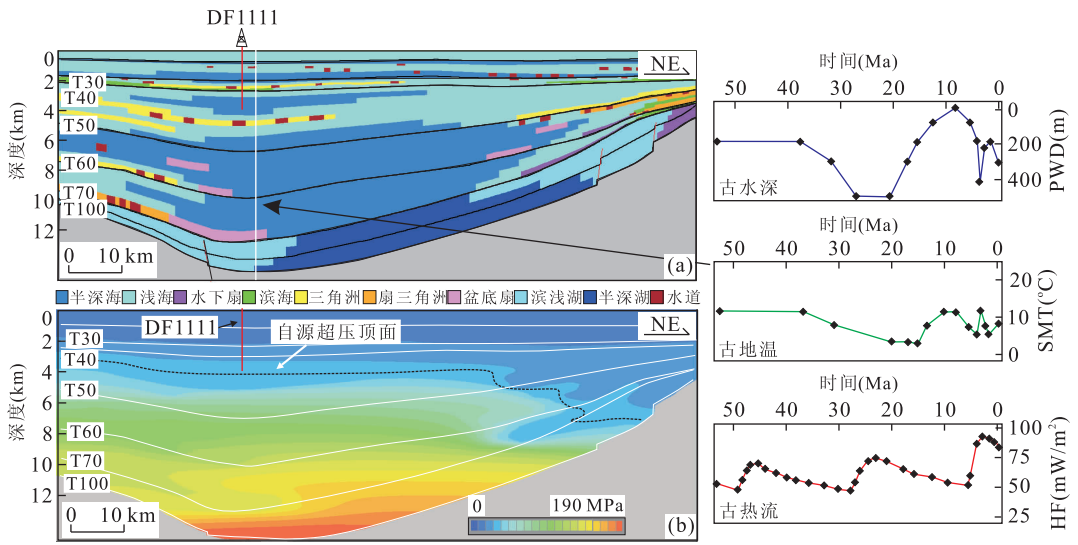


图 4 2D 超压数值模拟地质模型(a)和剩余压力计算结果(b)

Fig. 4 2D overpressure geological modeling (a) and computed results of excessive pressure (b)

表 1 不同地区代表井压力计算结果

Table 1 Calculated pressure results of typical wells from different locations

区域	井号/深度 (m)	地层压力 P(MPa)	静水压力 P <sub>h</sub> (MPa)	自源超压 ΔP <sub>e</sub> (MPa)	传导超压 ΔP <sub>t</sub> (MPa)	ΔP <sub>t</sub> /P	ΔP <sub>t</sub> /P <sub>h</sub>	ΔP <sub>t</sub> / (ΔP <sub>e</sub> +ΔP <sub>t</sub> )
临高区	LG2011/3019	29.35	29.21	0.09	0.05	0.002	0.002	0.36
岭头	LT3411/2937	28.32	28.24	0.04	0.04	0.001	0.001	0.50
	DF1321/3088	53.34	31.72	1.70	19.92	0.370	0.630	0.92
东方区	DF1114/2939	54.53	30.01	1.62	22.90	0.420	0.760	0.93
	DF1111/2580	52.82	26.59	1.51	24.72	0.470	0.930	0.94
	DF1111/2785	55.80	28.51	1.58	25.71	0.460	0.900	0.94
乐东区	LD2217/2187	34.48	22.52	1.14	10.82	0.310	0.480	0.90
	LD1511/2450	33.65	25.09	1.21	7.35	0.220	0.290	0.86

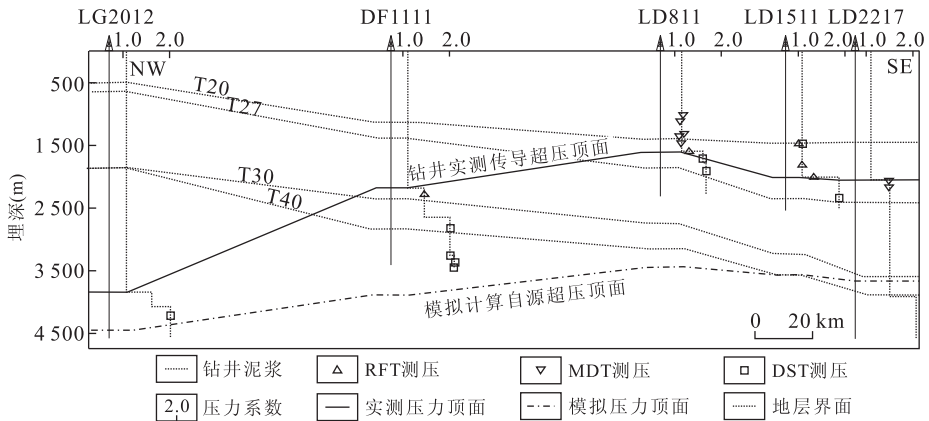


图 5 地层界面及自源和传导超压顶面埋深连井剖面

Fig. 5 Connecting-well section of sequence boundary, diffused and conductive overpressure surface depth

区传导超压面高出自源超压面 2 000 m 左右。

为了更加准确的刻画传导超压的大小,我们计算了盆内垂向输导体系控制区域 3 000 m 左右深层储集层中的实测钻井压力和计算模拟了压力的大小

差值(表 1),计算结果显示,受到垂向输导体系的影响,在东方区 2 580~3 088 m 深度范围内,传导超压(ΔP<sub>t</sub>)大小达到实测地层压力(P)的 37%~46%,而传导超压(ΔP<sub>t</sub>)占总超压(ΔP<sub>e</sub>+ΔP<sub>t</sub>)的比值

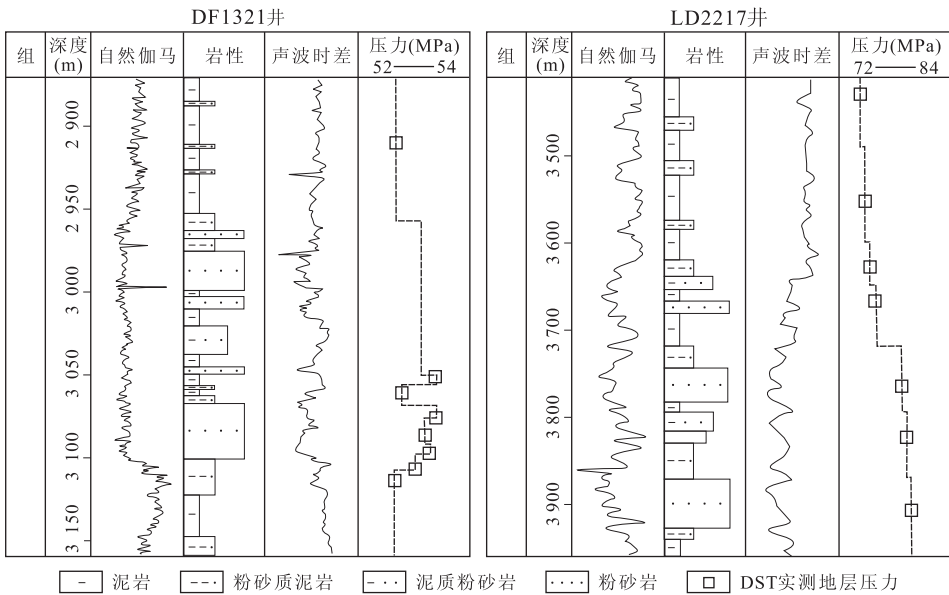


图 6 实测地层压力和岩性关系

Fig. 6 Relationship between measured layer pressure and lithology

达到了 0.92~0.94。这说明,在莺歌海盆地底辟发育区深层储集层中,超压的绝大部分来源于传导超压。

储层中的超压来源于传导超压的另一个重要的证据是,在东方区和乐东区垂向输导体系控制的地层内,孔渗条件好的砂岩储层中实测压力大于相邻近的孔渗率小的泥岩中的实测压力,如图 6 所示,DF1321 井 3 077 m 处砂岩中的压力大于下部 3 120 m 粉砂质泥岩中的压力(图 6a),而 LD2217 井则在砂岩发育的地层中压力突然增大。以上的压力倒转和异常,说明本区超压主要来自于垂向输导体系控制下的它源传导超压,而非泥岩中生成的自源超压。

## 4 垂向输导体系与油气成藏的耦合关系

### 4.1 典型油气藏解剖

垂向输导体系不仅控制了盆地内自源超压面的上移和大量流体的垂向泄露,不同的垂向输导体系要素间的配合同样决定了盆地内烃类的聚集方式和油气成藏过程。经过 30 余年勘探,莺歌海盆在不同深度发现了工业性油气藏,这些气藏主要围绕盆地中央拗陷带底辟周围分布,流体垂向输导系统控制了油气成藏过程(董伟良和黄保家,1999;王振峰和胡代圣,1999;郝芳等,2003;何家雄等,2007;谢玉洪

等,2012)。

浅层莺歌海组 DF11 常温常压天然气藏和中深层梅山组 DF131 高温超压天然气藏是不同成藏环境中最具代表性的 2 类油气藏,2 个油气藏在空间上的叠置关系、压力场环境和输导要素如图 7 所示。从图 7a 中可以看出,从深度上气藏有上下两大套,上部为 DF1-1 气藏,时间深度在 1.5 s(深度 1 500 m)以上,包括气组 1、2、3,下部为 DF13-1 气藏,时间深度 2.5 s(深度 3 200 m)左右,包括气组 4、5、6、7。

DF11 气藏 1 号主气组位于底辟模糊带顶端,向上过渡为 2 号小型气组,向 DF13-1-4 井方向侧翼形成 3 号气组。过 DF1-1 气藏的 DF11-1-1 井和 DF13-1-4 井钻井压力显示其为常压气藏,位于传导超压面以上,如图 7b 中蓝色线所示。DF1-1 气藏的垂向输导要素包括水力破裂和底辟伴生断裂,水力破裂在地震上形成大量气烟囱,为 1 号和 3 号气组提供烃类输送通道,底辟伴生断裂切穿了 1 号气组与底辟模糊带相连,为 1 号和 2 号气组提供烃类输送通道。

DF13-1 气藏 4 号气组位于底辟模糊带侧翼上方,向 DF13-1-4 井方向依次出现 5、6、7 号 3 个气组。过 DF13-1 气藏的 DF11-1-1 井和 DF13-1-4 井钻井压力显示其为超压气藏,见表 1 中压力测试数据和图 7 钻井泥浆压力曲线。DF1-1 气藏的垂向输导要素主要是水力破裂,其中 4 号和 5 号气组受底辟模糊带侧向和底部水力破裂垂向双向控制,6 号和 7 号气组则受剖面左侧水力破裂形成的气烟囱输导,

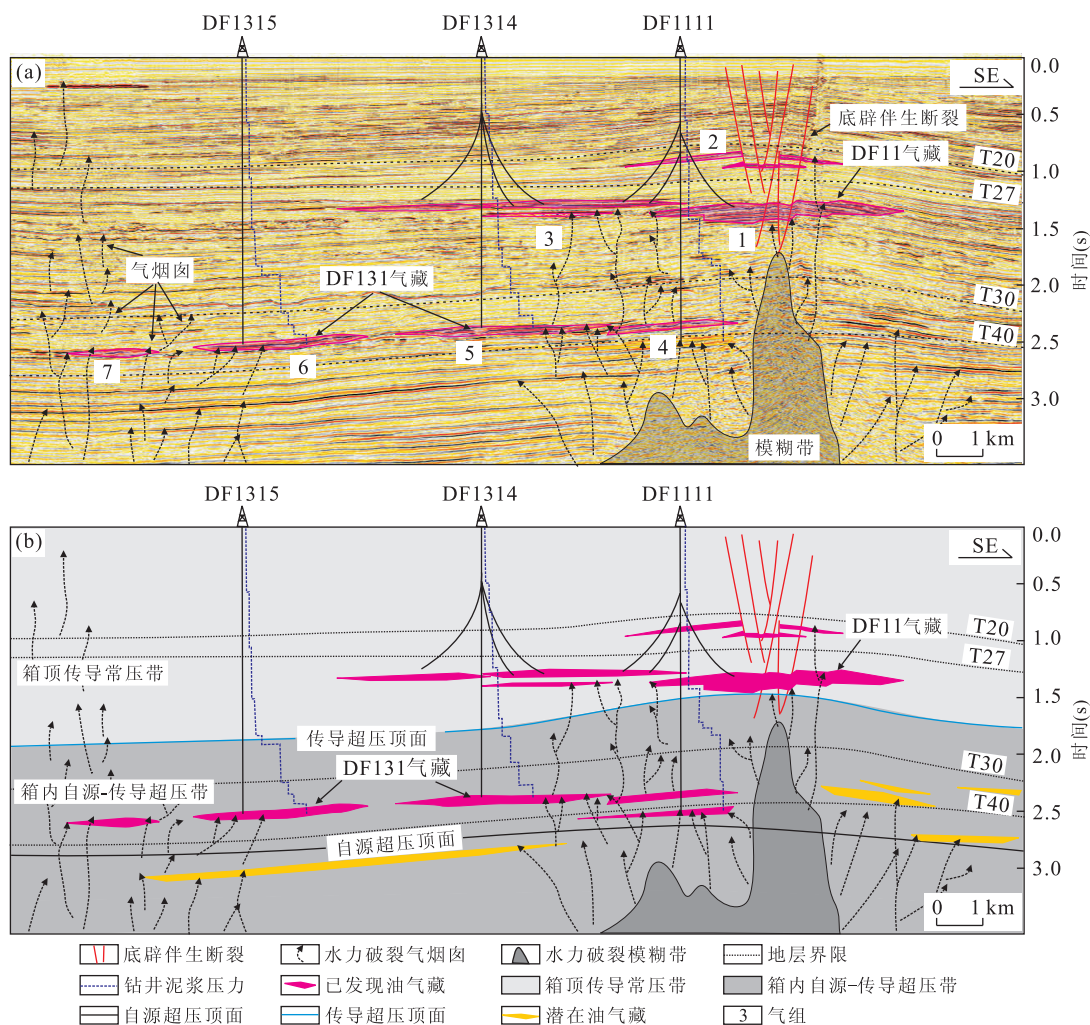


图 7 典型油气藏成藏要素空间分布(a)及其与 2 类天然气气聚集带的关系示意(b)

Fig. 7 Relationship between typical reservoir accumulation factors distribution (a) and two kinds of gas accumulation zone (b)

可见 DF13-1 气藏的烃类来源具有多个方向。

通过以上分析可以看出,DF1-1 气藏代表了常压环境下由水力破裂和底辟伴生断层控制的天然气藏,DF13-1 代表了超压环境下由水力破裂控制的天然气藏.这 2 类气藏处于不同的有利天然气聚集带中,分别是箱顶传导常压带和箱内自源-传导超压带(图 7b).

#### 4.2 有利天然气聚集带

箱顶传导常压带主要位于传导超压面以上,为常压环境,形成的天然藏多分布在盆地浅层底辟模糊带上方,这些油气藏主要通过底辟伴生断裂和水力破裂双重输导,如图 7b 所示.天然气藏形成的关键是垂向输导体系的能量大小和盖层的保存条件,如果输导体系能量太弱,则无法将深层的天然气运移到上部地层,如 DF1315 井相同深度并无天然气发现;如果垂向输导体系能量过大,对盖层破坏严重,则同样无法圈闭足够的天然气,如 2 气组被大量

的底辟伴生断裂破坏,气层规模明显减小.因此合适的垂向输导体系能量是箱顶传导常压带内天然气成藏的关键.

箱内自源-传导超压带通常位于传导超压面以下自源超压面以上,为超压环境,形成的天然气藏多分布在盆地中-深层模糊带侧翼及气烟囱顶部,这些油气藏主要通过不同强度的水力破裂输导,如图 7b 所示.天然气藏形成的关键是距离模糊带核心的距离,如果距离模糊带太近,则气藏被破坏,烃类被运移至上部箱顶传导常压带,如果距离模糊带太远,则气烟囱发育减弱,不利于烃类大规模聚集.

箱内自源-传导超压带内模糊带和气烟囱发育规模明显大于底辟伴生断裂,且不同的模糊带之间发育多个次级气烟囱构造,如图 7b 中 DF1315 底部侧翼发育的气烟囱,这些次级输导体系同样可以成为较好的天然气运移通道.因此箱内自源-传导超压带内天然气藏流体来源方向多样,分布面积广.加

之带内地层埋藏深度较大,盖层条件优越,且带内黄流(T40~T30 之间地层)组发育大面积的海底扇优质储集层(张伙兰等,2013),下方梅山组(T40 之下)发育良好的烃源岩(Huang *et al.*, 2003),这些优越的条件决定了箱内自源—传导超压带内天然气勘探潜力。因此,距离烃源灶近,输导方式多样,储集层条件良好等条件决定了箱内自源—传导超压带是最具潜力的天然气聚集带。

## 5 结论

(1)底辟伴生断裂和水力破裂导致的微裂缝是中央凹陷带东方地区 2 类重要的垂向输导要素,在空间上叠置搭配控制着流体的运移。从深层到浅部流体垂向输导要素存在分异性,深层底辟模糊带核心部位以密集分布的水力破裂微裂缝为主,向上水力破裂强度逐渐减弱,在地震上表现为气烟囱构造,到浅层流体垂向输导主要通过底辟伴生断裂。

(2)流体垂向输导导致盆地中央拗陷带自源超压面抬升近 2 000 m,现今发现东方地区 3 000 m 左右黄流组超压油气藏约 90% 的剩余压力来自于传导型超压。

(3)盆地内存在 2 个有利天然气聚集带,分别是箱顶传导常压带和箱内自源—传导超压带。其中箱内自源—传导超压带内输导要素主要是水力破裂,天然气成藏具有流体垂向输导效率高,距离烃源灶近等优势,是盆内最具勘探潜力的天然气聚集带。

## References

Cosgrove, J. W., 2001. Hydraulic Fracturing during the Formation and Deformation of a Basin: A Factor in the De-watering of Low-Permeability Sediments. *AAPG Bulletin*, 85(4): 737—748. doi: 10. 1306/8626C997—173B—11D7—8645000102C1865D

Danesh, A., 1998. PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids (47). Elsevier, Amsterdam.

Delaney, P. T., Pollard, D. D., Ziony, J. I., et al., 1986. Field Relations between Dikes and Joints: Emplacement Processes and Paleostress Analysis. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (1978—2012), 91(B5): 4920—4938. doi: 10. 1029/JB091iB05p04920

Dong, W. L., Huang, B. J., 1999. Heterogeneity of Natural Gases and the Episodic Charging Process: A Case Study for Dongfang 1-1 Gas Field, Yinggehai Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 26(2): 35—38 (in Chi-

nese with English abstract).

Engelder, T., Lash, G. G., 2008. Marcellus Shale Play's Vast Resource Potential Causing Big Stir in Appalachia. The American Oil and Gas Report.

Finkbeiner, T., Zoback, M., Flemings, P., et al., 2001. Stress, Pore Pressure, and Dynamically Constrained Hydrocarbon Columns in the South Eugene Island 330 Field, Northern Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin*, 85(6): 1007—1031. doi: 10. 1306/8626CA55—173B—11D7—8645000102C1865D

Fowler, S. R., Mildenhall, J., Zalova, S., et al., 2000. Mud Volcanoes and Structural Development on Shah Deniz. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28(4): 189—206. doi: 10. 1016/S0920—4105(00)0078—4

Gong, Z. S., Li, S. T., Xie, T. J., et al., 1997. Continental Margin Basin Analysis and Hydrocarbon Accumulation of the Northern South China Sea. Science Press, Beijing (in Chinese).

Grauls, D. J., Baleix, J. M., 1994. Role of Overpressures and In-Situ Stresses in Fault-Controlled Hydrocarbon Migration: A Case Study. *Marine and Petroleum Geology*, 11(6): 734—742. doi: 10. 1016/0264—8172(94)90026—4

Hantschel, T., Kauerauf, A. I., 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer-Verlag, Heidelberg. doi: 10. 1007/978—3—540—72318—9

Hao, F., Dong, W. L., Zou, H. Y., et al., 2003. Overpressure Fluid Flow and Rapid Accumulation of Natural Gas in Yinggehai Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 24(6): 7—12 (in Chinese with English abstract).

Hao, F., Li, S. T., Sun, Y. C., et al., 1996. Characteristics and Origin of the Gas and Condensate in the Yinggehai Basin, Offshore South China Sea: Evidence for Effects of Overpressure on Petroleum Generation and Migration. *Organic Geochemistry*, 24(3): 363—375. doi: 10. 1016/0146—6380(96)00009—5

He, J. X., Yao, Y. J., Liu, H. L., et al., 2007. Migration and Accumulation Characteristics and Resource Potential of Crust-Derived Inorganic CO<sub>2</sub> in the Yinggehai Basin, Northern South China Sea. *Geology in China*, 34(5): 887—893 (in Chinese with English abstract).

He, L. J., Xiong, L. P., Wang, J. Y., et al., 2000. The Numerical Modeling of Tectonic Development in the Yinggehai Basin. *Science in China (Series D)*, 30(4): 415—419 (in Chinese).

Heppard, P. D., Cander, H. S., Eggertson, E. B., 1998. Abnormal Pressure and the Occurrence of Hydrocarbons off the East Coast of Trinidad, West Indies. In: Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., eds., Abnormal



- Pressures in Hydrocarbon Environments. *AAPG Memoir*, 70:215—246.
- Holland, D. S., Leedy, J. B., Lammlin, D. R., 1990. Eugene Island Block 330 Field—USA, Offshore Louisiana. In: Beaumont, E. A., Foster, N. H. eds., *Structural Traps III, Tectonic Fold and Fault Traps*. AAPG Treatise of Petroleum Geology Atlas of Oil and Gas Fields, 103—143.
- Huang, B., Xiao, X., Li, X., 2003. Geochemistry and Origins of Natural Gases in the Yinggehai and Qiongdongnan Basins, Offshore South China Sea. *Organic Geochemistry*, 34(7):1009—1025. doi:10.1016/S0146-6380(03)00036-6
- Hurst, A., Scott, A., Vigorito, M., 2011. Physical Characteristics of Sand Injectites. *Earth-Science Reviews*, 106(3):215—246. doi:10.1016/j.earscirev.2011.02.004
- Hustoft, S., Mienert, J., Büinz, S., et al., 2007. High-Resolution 3D-Seismic Data Indicate Focussed Fluid Migration Pathways above Polygonal Fault Systems of the Mid-Norwegian Margin. *Marine Geology*, 245(1):89—106. doi:10.1016/j.margeo.2007.07.004
- Luo, X., Dong, W., Yang, J., et al., 2003. Overpressuring Mechanisms in the Yinggehai Basin, South China Sea. *AAPG Bulletin*, 87(4):629—645.
- Luo, X., Vasseur, G., 1992. Contributions of Compaction and Aquathermal Pressuring to Geopressure and the Influence of Environmental Conditions (1). *AAPG Bulletin*, 76(10):1550—1559.
- Luo, X., Vasseur, G., 1996. Geopressuring Mechanism of Organic Matter Cracking: Numerical Modeling. *AAPG Bulletin*, 80(6):856—874.
- Lü, M., 2002. A New Discussion on Lowstand Deposition Models in Ying-Qiong Basin. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 16(4):221—230 (in Chinese with English abstract).
- Prior, D. B., Doyle, E. H., Kaluza, M. J., 1989. Evidence for Sediment Eruption on Deep Sea Floor, Gulf of Mexico. *Science*, 243(4890):517—519. doi:10.1126/science.243.4890.517
- Ren, J. Y., Lei, C., 2011. Tectonic Stratigraphic Framework of Yinggehai-Qiongdongnan Basins and Its Implication for Tectonic Province Division in South China Sea. *Chinese Journal of Geophysics*, 54(12):3303—3314 (in Chinese with English abstract).
- Roberts, S. J., Nunn, J. A., 1995. Episodic Fluid Expulsion from Geopressed Sediments. *Marine and Petroleum Geology*, 12(2):195—204. doi:10.1016/0264-8172(95)92839-0
- Sagy, A., Reches, Z., Roman, I., 2001. Dynamic Fracturing: Field and Experimental Observations. *Journal of Structural Geology*, 23(8):1223—1239. doi:10.1016/S0191-8141(00)00190-5
- Seth, L. H., Gading, M., Wensaas, L., 2009. Hydrocarbon Leakage Interpreted on Seismic Data. *Marine and Petroleum Geology*, 26(7):1304—1319. doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.09.008
- Swarbrick, R. E., Osborne, M. J., Yardley, G. S., 2002. Comparison of Overpressure Magnitude Resulting from the Main Generating Mechanisms. In: Hoffmann, A. R., Bowers, G. L., eds., *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*. *AAPG Memoir*, 76:1—12.
- Walderhaug, O., Bjørkum, P. A., Nadeau, P. H., et al., 2001. Quantitative Modelling of Basin Subsidence Caused by Temperature-Driven Silica Dissolution and Reprecipitation. *Petroleum Geoscience*, 7(2):107—113. doi:10.1144/petgeo.7.2.107
- Wang, Z. F., Hu, D. S., 1999. Prospecting for Giant Gas Fields in the Central Mud Diapir Structure Belt in Yinggehai Basin. *Natural Gas Industry*, 19(1):28—30 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. F., Huang, B. J., 2008. Dongfang 1-1 Gas Field in the Mud Diapir Belt of the Yinggehai Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 25(4):445—455. doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.01.004
- Weinberger, R., Lyakhovsky, V., Baer, G., et al., 2000. Damage Zones around En Echelon Dike Segments in Porous Sandstone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (1978—2012), 105(B2):3115—3133. doi:10.1029/1999JB900361
- Xie, X., Li, S., He, H., et al., 2003. Seismic Evidence for Fluid Migration Pathways from an Overpressured System in the South China Sea. *Geofluids*, 3(4):245—253. doi:10.1046/j.1468-8123.2003.00070.x
- Xie, X. N., Li, S. T., Dong, W. L., et al., 2001. Evidence for Episodic Expulsion of Hot Fluids along Faults near Diapiric Structures of the Yinggehai Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 18(6):715—728. doi:10.1016/S0264-8172(01)00024-1
- Xie, X. N., Li, S. T., Liu, X. F., 2006. The Hydrodynamics of Abnormal Pressure Basins. China University of Geosciences Press, Wuhan (in Chinese).
- Xie, Y. H., Liu, P., Huang, Z. L., 2012. Geological Conditions and Pooling Process of High-Temperature and Overpressure Natural Gas Reservoirs in the Yinggehai Basin. *Natural Gas Industry*, 32(4):19—23 (in Chinese with English abstract).

- Ye, J. R., Wang, L. J., Shao, R., 1999. Fluid Dynamic Fields in Pool-Forming Dynamics of Oil and Gas. *Oil & Gas Geology*, 20 (2): 86—89 (in Chinese with English abstract).
- Yin, X. L., Ma, Y. S., Feng, X. Y., et al., 2005. Thermal Stresses and Their Effects during the Deep Hot Fluids Penetrating upward in DF 1-1 Diapiric Area, Yinggehai Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 30 (1): 83—88 (in Chinese with English abstract).
- Yun, J. W., Orange, D. L., Field, M. E., 1999. Subsurface Gas Offshore of Northern California and Its Link to Submarine Geomorphology. *Marine Geology*, 154: 357—368. doi:10.1016/S0025—3227(98)00123—6
- Zhang, H. L., Pei, J. X., Zhang, Y. Z., et al., 2013. Overpressure Reservoirs in the Mid-Deep Huangliu Formation of the Dongfang Area, Yinggehai Basin, South China Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 40 (3): 284—293 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q. M., Hao, F., 1997. Evolution and Hydrocarbon System in Ying-Qiong Basin. *Science in China (Series D)*, 27(2): 149—154 (in Chinese).
- Zhang, Q. M., Liu, F. N., Yang, J. H., 1996. Overpressure System and Hydrocarbon Accumulation in the Yinggehai Basin. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 10 (2): 65—75 (in Chinese with English abstract).
- 郝芳,董伟良,邹华耀,等,2003. 莺歌海盆地汇聚型超压流体流动及天然气晚期快速成藏. *石油学报*, 24(6): 7—12.
- 何家雄,姚永坚,刘海龄,等,2007. 南海北部莺歌海盆地壳源型非生物 CO<sub>2</sub> 运聚成藏特征与资源潜力. *中国地质*, 34 (5): 887—893.
- 何丽娟,熊亮萍,汪集暘,等,2000. 莺歌海盆地构造热演化模拟研究. *中国科学(D辑)*, 30(4): 415—419.
- 吕明,2002. 莺—琼盆地低位沉积模式的新探讨. *中国海上油气(地质)*, 16(4): 221—230.
- 任建业,雷超,2011. 莺歌海—琼东南盆地构造—地层格架及南海动力变形分区. *地球物理学报*, 54 (12): 3303—3314.
- 王振峰,胡代圣,1999. 莺歌海盆地中央泥拱构造带大气田勘探方向. *天然气工业*, 19(1): 28—30.
- 解习农,李思田,刘晓峰,2006. 异常压力盆地流体动力学. 武汉:中国地质大学出版社.
- 谢玉洪,刘平,黄志龙,2012. 莺歌海盆地高温超压天然气成藏地质条件及成藏过程. *天然气工业*, 32(4): 19—23.
- 叶加仁,王连进,邵荣,1999. 油气成藏动力学中的流体动力学. *石油与天然气地质*, 20(2): 86—89.
- 殷秀兰,马寅生,冯向阳,等,2005. 莺歌海盆地东方 1-1 底辟区深部热流体穿层的热应力及其效应. *地球科学——中国地质大学学报*, 30(1): 83—88.
- 张伙兰,裴健翔,张迎朝,等,2013. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征. *石油勘探与开发*, 40(3): 284—293.
- 张启明,郝芳,1997. 莺—琼盆地演化与含油气系统. *中国科学(D辑)*, 27(2): 149—154.
- 张启明,刘福宁,杨计海,1996. 莺歌海盆地超压体系与油气聚集. *中国海上油气(地质)*, 10(2): 65—75.

## 附中文参考文献

- 董伟良,黄保家,1999. 东方 1-1 气田天然气组成的不均一性与幕式充注. *石油勘探与开发*, 26(2): 35—38.
- 龚再升,李思田,谢泰俊,等,1997. 南海北部大陆边缘盆地分