Vol. 38 No. 4 July 2 0 1 3

doi:10.3799/dqkx.2013.081

琼东南盆地超压系统泄压带:可能的天然气聚集场所

翟普强1,2,陈红汉1,2*

- 1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室,湖北武汉 430074
- 2. 中国地质大学资源学院,湖北武汉 430074

摘要:泄压带是超压系统内部流体向外运移的通道和有利的油气聚集场所,对水溶相天然气析离成藏更有着重要意义.本文综合应用速度谱、测井、钻井和地层测试等资料预测了琼东南盆地超压系统的分布,将其划分为3种结构类型;结合粘土分析等资料识别出了4种类型的泄压带,并讨论了泄压带的分布与可能的天然气聚集区带.琼东南盆地中央坳陷带整体发育一个超压系统,其分布格局主要受陆坡带的形成和莺歌海盆地超压传递的影响,陆坡区的超压明显强于非陆坡区,西部的超压整体强于东部并在浅部呈现自西向东传递的趋势.泄压带内的天然气成藏主要取决于压力、温度和溶解气量,需满足溶解气量足够多和溶解度变化量足够大,相对而言,Ⅱ型泄压带成藏条件最优,既有断裂沟通深部水溶气和浅部储层,又有温压条件的显著变化,因而流体运移最活跃.Ⅲ型泄压带次之,但分布最广,该类型最有利部位分布在陵水低凸起和宝岛凹陷北坡.

关键词: 泄压带;超压系统;流体运移;脱溶作用;天然气成藏;琼东南盆地;石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2013)04-0832-11

收稿日期: 2013-03-26

Discharging Zones of Overpressure System in Qiongdongnan Basin, Northern South China Sea: Implications for Favorable Sites of Natural Gas Accumulation

ZHAI Pu-giang^{1,2}, CHEN Hong-han^{1,2}*

- 1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China
- 2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: Discharging zones are channels for fluid to move out from inside the overpressure system and favorable sites for petroleum accumulation, which are of great significance to the accumulation of water-soluble gas by exsolution. The overpressure system distribution of Qiongdongnan basin is predicted and divided into three types based on the comprehensive analysis of the velocity spectrum, logging, drilling and formation test data. In addition, four types of discharging zones are identified according to the mineral analysis. The distribution of discharging zones and possible sites for petroleum accumulation are finally discussed. There exists only one overpressure system which is effected by the development of continental slop system and the pressure transfer from Yinggehai basin, the pressure along the slop belt is much stronger and the top surface of overpressure system in the west is shallower than that in the east. Accumulation of water soluble gas in the pressure discharging zones is totally determined by pressure, temperature and the amount of dissolved gas, and it is vital whether there is adequate amount of dissolved gas and sufficient changes in solubility. The accumulation conditions of type II discharging zone are the most favorable one, resulting in more active fluid activities. The favorable sites of type III discharging zone are distributed near the Lingshui low uplift and the northern slop of Baodao sag, along boundary faults and close to the normal pressure zone.

Key words: discharge zones; overpressure system; fluid migration; degasification; hydrocarbon accumulation; Qiongdongnan basin; petroleum geology.

沉积盆地内的油气分布常常与异常超压有着密切联系(Tissot et al., 1984; Hunt, 1990; Law

et al., 1998; 郝芳等, 2005; Cai, 2009). 据统计, 世界上已发现的 180 多个异常压力沉积盆地中有

基金项目:"十二五"国家科技重大专项(No. 2011ZX05023-004-010).

作者简介:翟普强(1983一),男,博士研究生,主要从事沉积盆地含烃流体地质和油气成藏过程研究. E-mail:zhaipq@163.com

^{*}通讯作者:陈红汉,E-mail:hhchen@cug.edu.cn

160 多个为富油气盆地,并且大部分油气的生成都 是在埋深大于 3 000 m 的超压封存箱内进行的,油 气自封存箱内烃源岩向外运移是一个压力驱动的周 期性过程(Hunt, 1990). 世界范围大量统计结果表 明,异常超压环境中超压顶部附近的油气最为富集, 超压越强则油气藏的规模越小,数量也越少(Leach, 1993a, 1993b, 1993c; Law et al., 1998; Zhang, 2002; 郝芳等, 2005; Webster et al., 2011; Wan et al., 2012),这一方面说明了强超压环境不利于 油气聚集,另一方面揭示了强超压容易导致储层压 力梯度超出其盖层破裂压力梯度,产生水力破裂,致 使早期聚集的油气发生散失. Leach(1993c)认为该 门限值为 19.6 kPa/m,而 Law et al. (1998)认为储 层流体压力梯度小于 17.4 kPa/m 时对油气聚集最 有利. 另外,高温高压环境天然气大量溶于地层水 (郝石生和张振英, 1993),尤其使得天然气运移过 程变得非常复杂,主要表现为影响天然气运移的相 态和动力;水溶相天然气可以在剩余压力驱动下侧 向运移,同时会导致盖层水力封闭失效而无法成藏, 只有析出为游离相的天然气才能聚集成藏. 由此可 见,超压系统边缘或内部地层压力快速释放的部位, 即泄压带是油气聚集的有利场所. 泄压带是超压系 统内部流体向外运移的优势通道,储集条件和运移 条件良好,压力梯度变化大使得油气运移动力充足.

泄压带还可看作超压系统的能量释放带,常伴随地 层温度降低,对水溶气的析离十分有利.

琼东南盆地已被证实为高温高压富油气盆地(龚再升等,1997),自从在环崖南凹陷地区发现YC13-1、YC13-4和YC13-6气田以来,虽然陆续在其周缘及盆地东部地区发现了一些气藏和含气构造,但至今尚未有新的突破,其根本原因可能在于对该盆地超压环境下的油气富集规律,尤其是泄压带分布与油气聚集的关系还了解得不够.该盆地独特的埋藏史和温压条件使得深部天然气的生成和运移聚集过程非常复杂(陈红汉等,1994; Zhang and Hao,1997; 龚再升等,2001),研究泄压带分布特征对指导该盆地的油气勘探有着重要意义.

1 地质概况

琼东南盆地位于南海西北部陆缘,处在莺歌海盆地和珠江口盆地之间,总体呈 NE 向展布,其主体位于深水区,最大水深达 3 km 以上(图 1). 该盆地为晚中生代一新生代发育的准被动型大陆边缘盆地,其形成演化受印度板块、欧亚板块和太平洋地板相互作用的影响,总体经历了 3 个阶段:(1)多幕裂陷阶段,包括晚白垩世一早始新世的初始裂谷,早始新世一晚始新世的早期裂陷,晚始新世一渐新世的

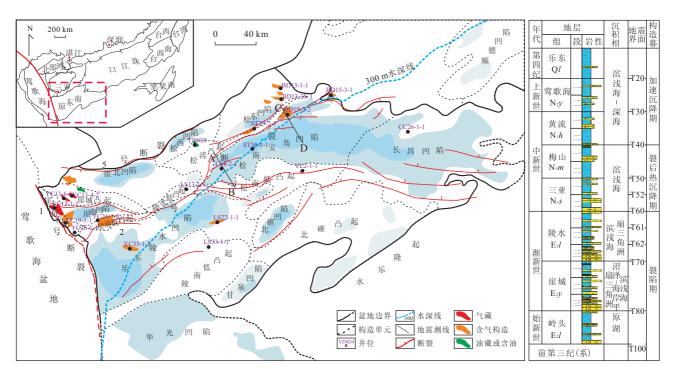


图 1 琼东南盆地构造单元、钻井、地震测线分布和沉积充填概况

Fig. 1 Map showing the structural division, wells, seismic lines and deposition in Qiongdongnan basin

晚期裂陷,该阶段边界断裂活动性很强,断裂走向由 NNE 向转变为近 EW 向;(2)裂后热沉降阶段,发生于早中新世一中中新世,该阶段断裂大多趋于平静,仅在盆地东部少数延伸到上构造层;(3)加速沉降阶段,发生于晚中新世以来,主要受新构造运动的影响,东部的断裂活动性增强,同时西部发生区域性海进使得沉积环境与莺歌海盆地连成一片而快速沉积(Ru and Pigott, 1986; Zhang and Hao, 1997;李绪宣等,2006; 蔡周荣等,2010; 雷超等,2011; Yin et al.,2011).

受构造演化控制,盆地沉积充填以 T60 破裂不整合为界表现出典型的"下断上拗"双层结构(张启明,1999). 沉积地层从下往上依次为:始新统岭头组、渐新统崖城组和陵水组、中新统三亚组、梅山组和黄流组、上新统莺歌海组以及第四系乐东组. 其中,始新统中深湖相泥岩是最重要的生油型烃源岩,崖城组海岸平原相含煤岩系和半封闭浅海相泥岩以及陵二段浅海相泥岩是最主要的生气型烃源岩.

2 超压系统特征

2.1 地层测试数据分析

从琼东南盆地钻井实测压力数据(DST、MDT、RFT)的分布来看,超压系统主要分布在中央坳陷带和环崖南地区,埋深总体约在3000 m以下,随埋深增加地层压力快速增大,埋深4000 m以下的地层大多处于强超压状态,压力系数最大约2.3(图2).很明显,环崖南地区发育有上下两个超压系统,

上部超压系统主要位于 3 000~3 700 m 之间,下部超压系统约在 4 000 m 以下,3 700~4 000 m 区段基本为常压,并且上部超压系统的地温梯度要明显高于下部的常压带(图 2c),反映上部超压系统是由热流体侧向活动造成的.

2.2 超压系统分布预测

2.2.1 压力预测模型的建立与校正 本研究采用趋势线法,应用地震层速度资料预测了全盆的超压系统展布.该方法的前提在于从地震速度谱和 VSP 速度等地震信息中提取合理的地震层速度,而关键则在于建立准确的正常压实趋势线,进而计算剩余速度,再根据地层测试压力与剩余速度拟合关系建立超压计算模型,最后用实测压力对预测结果进行标定(图 3).

基于井震结合的原则,层速度分析从测井声波着手,结合 VSP 进行.由于声波时差反映的是地层孔隙度的变化,当地层发育超压时往往引起声波曲线偏离正常压实趋势,其偏离幅度直接与超压的强度有关.据此原理,只要建立了正常的压实趋势线就可以应用剩余速度(ΔV 为趋势速度 V。与地震层速度 V1 的差值)来计算地层压力.然而,与莺歌海盆地中央坳陷带底辟区相似的是,琼东南盆地崖南地区的压实曲线中普遍存在着速度稳定段,声波时差明显偏离正常压实趋势,但钻井泥浆和地层测试资料均证实为常压段.速度稳定段实质为孔隙度稳定的常压段,主要因粘土矿物转化、压实作用和局部流体活动共同造成(刘福宁等,1994;金博等,2007),由于普遍位于超压带顶部,在压力预测中常常被认为是异常高压段,如果不经校正而直接用于压力计

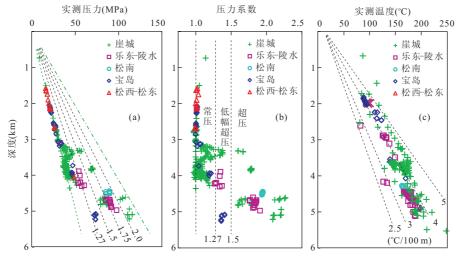


图 2 琼东南盆地地层压力(a)、压力系数(b)和地层温度(c)随深度变化

Fig. 2 The plots of formation pressure (a), pressure coefficient (b) and formation temperature (c) vs. depth in Qiongdongnan basin

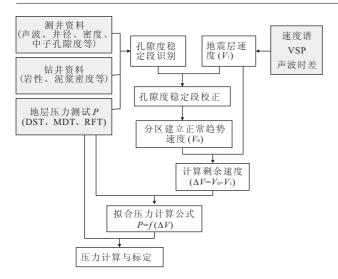


图 3 应用地震层速度预测超压的流程

Fig. 3 The flow chart showing the steps of formation pressure prediction using seismic velocity spectrum

算,势必将该段当作浅部的强超压层段,所得超压系统分布明显偏浅(孔敏,2010; Shi et al.,2013). 因此,本研究采用分区块分层段建立正常压实趋势的方法,对盆地西部存在速度稳定段的区段采用多项式拟合以进行校正.

2.2.2 压力系统分布特征 根据分区计算的结果得到全区 $T70 \sim T50$ 的压力系统展布如图 4 所示,据此获得以下几点认识:

(1)中央坳陷带深部发育有多个成"串珠状"的超压中心,但相互之间并不孤立,而是逐渐过渡并连成一片,使得整个中央坳陷带广泛发育超压,这说明深部发育的超压系统应该是一个统一的整体(图4a);相比而言,北部浅水区和南部隆起区,如在崖北凹陷、松东凹陷和北碓凹陷,仅存在局部超压中心且不相互连通.

(2)中央坳陷带陆坡区的超压强度明显高于陆架区.如陆架区的宝岛一长昌凹陷较深部位(图 4a和 4b)超压中心的强度和范围明显小于西部的陆坡地区,并且东部地区 T60 以上基本不发育超压(图 4c和 4d),这反映盆地晚期经历高速沉积和快速沉降而形成的陆坡一陆架体系极大地影响了压力系统分布格局.

(3)西部地区发育超压整体强于东部地区,尤其是在浅部层位呈现出自西向东传递的趋势,这说明一方面受了陆坡带快速向南推进的影响,另一方面也受到了西部莺歌海盆地超压向东传递的影响.

根据单井压力系统结构划分和压力预测结果, 得到的超压系统顶面埋深如图 5 所示. 显然,超压系 统分布范围自西向东逐渐变小且埋深加大,超压发育最浅部位主要沿陆坡带分布,且向南北斜坡带加深.超压顶面埋深在乐东一陵水凹陷主要位于2250~2500 m(莺歌海组内)以下,在松南凹陷位于2500 m(黄流组内)以下,在宝岛凹陷位于3500 m(梅山一三亚组)以下,在长昌凹陷主要位于4500 m(三亚组)以下.

3 压力系统结构与泄压带的识别

本研究综合应用测井(声波、井径、密度、中子孔隙度)、钻井(岩性、泥浆密度)、地层测试、粘土矿物分析和薄片观察资料来划分压力系统结构和识别泄压带.

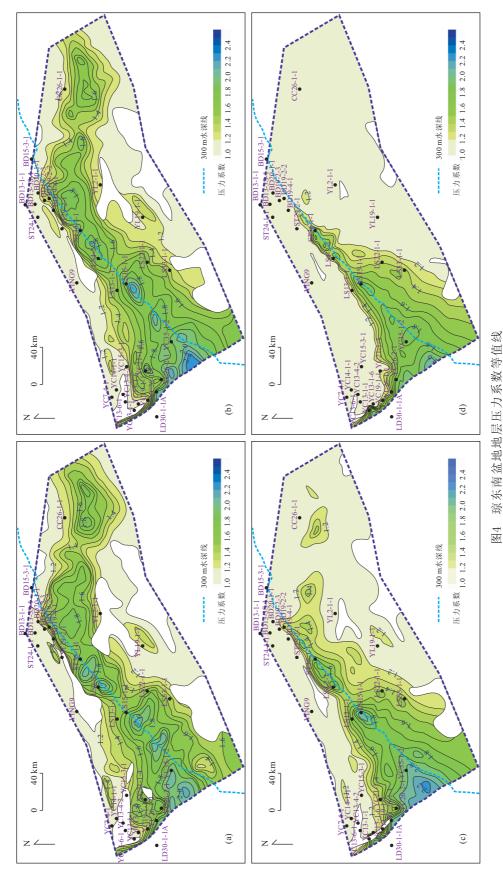
3.1 压力系统结构划分

经全区对比分析,可将琼东南盆地的压力系统 结构划分为以下3种类型.

(1)常压系统.包括两种类型:①正常压实段,压实曲线趋势正常,全区浅部地层普遍存在;②孔隙度稳定段,声波时差约稳定在 $90 \sim 100~\mu s/ft$,密度却持续增加,钻井泥浆和地层测试资料均证实为正常压力(图 6a 和 6b);主要分布于 3 号断裂以南的环崖南凹陷地区和乐东凹陷地区,从 YC13-1 构造到YC35-1 构造的钻井都存在(图 7),一般位于莺黄组底部一梅山组,深度范围介于 $2\,300 \sim 3\,700~m$,厚度约 $200 \sim 900~m$,且向陆坡方向减薄,岩性主要为深海一半深海相泥岩(图 6 和图 7).

(2)传导型超压系统. 声波时差增大,电阻率和密度减小,埋深一般<4000 m,主要由深部超压沿断裂或裂缝向上传递或由附近超压沿渗透性地层侧向传递造成,为非沉积型超压. 盆地西部边缘传导型超压系统主要在黄流组和梅山组内,且基本沿1号断裂带分布(图6和图7),下部地层为常压系统. 传递超压朝崖南凹陷方向快速减小(图4d)且超压段内的平均地温梯度明显高于下部的常压地层(图2),说明是由莺歌海盆地发育的强超压侧向传递而造成的(Zhang and Hao, 1997; Chen et al., 1998). 中央坳陷带附近的传导型超压广泛分布在超压系统边缘,在盖层封闭性良好的地方不发育,如在LS4-2-1(图6c)、ST36-1-1和LS22-1等部位(图7).

(3)复合型超压系统. 埋深一般>4 000 m,在中央坳陷带广泛分布. 声波时差增大且密度和电阻率明显减小,反映有欠压实成因;砂岩段内普遍发育超压说明存在着压力传递; 乐东一陵水一松南凹陷深



| 図4 - 郊水南亜地南たいカ敦が市は数 | Fig.4 The contour maps of formation pressure coefficient a||| 駿三段底部(T70); b.陵二段底部(T62); c.三亚组底部(T60); d.梅山组底部(T50)

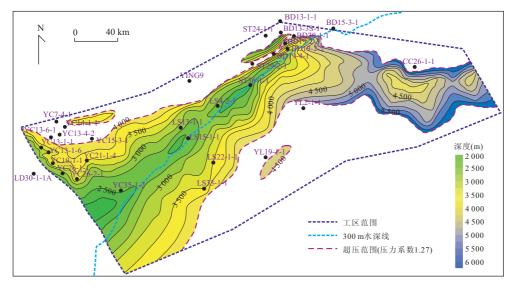


图 5 琼东南盆地超压系统顶面埋深图(压力系数 1.27)

Fig. 5 Depth contours of the top surface of overpressure system in Qiongdongnan basin

部存在多个强超压中心(图 4),反映局部层段的封隔性较强,因此在高地温背景下还可能存在生烃增压和水热增压.

3.2 泄压带的识别

泄压带是超压系统内物质向外运移和能量释放的优势通道,常位于超压系统附近的压力过渡带或常压带内.由于泄压带与流体活动关系密切,可以利用流体活动信息来辅助识别泄压带.与前述压力系统结构划分相对应,可将泄压带划分为以下4种类型.

I型泄压带: 孔隙度稳定段和传导型超压带之间的区段,仅在盆地西部边缘沿 1号断裂带分布,一般位于莺黄组底部. 在下部超压盖层(传导型超压带)封闭性较强部位或超压传递的末端不易被识别,如 YC19-1-1 井 3 630~3 720 m 层段(图 7);在封闭性相对较差部位又因流体排放的影响而不易与孔隙度稳定段相区分,如 YC19-2-1 井 3 100~3 550 m 层段(图 6a),但可见热解峰温快速增大且其上部层段的蒙/伊混层比快速减小,说明该层段发生过热液排放加速了粘土矿物的转变. I 型泄压带岩性一般偏细,断裂不发育,加之下方超压盖层的封堵,深部的油气一般很难运移至此层段内.

Ⅱ型泄压带:位于传导型超压系统下部,包含了其下部的常压带,仅在盆地西部边缘沿 1 号断裂带分布(图 6a 和图 7),平面上表现为压力等值线密集区(图 4).往乐东凹陷方向由于下部复合型超压系统埋深变浅而不易与 III 型泄压带区分,如在 YC26-1-1 井已经无法识别该类型(图 6b). II 型泄压带是

环崖南地区最重要的类型,储层岩性粗,又处在双向 烃源汇聚的有利部位(陈红汉等,1997; Zhang and Hao,1997),流体活动非常活跃.在 YC13-1、YC19-1和 YC26-1构造的陵三段储层中,可见长石颗粒大 量溶蚀或高岭石化,溶蚀孔隙大量发育,并且早期的 石英颗粒溶蚀边普遍发育次生加大,反映储层晚期 经历了大量富含 SiO₂ 和 Al₂O₃ 的酸性热流体充 注.由于大量酸性热流体活动通常与油气运移有关, 而类似的硅质胶结现象在沿 1号断裂分布的钻井中 都极为常见,所以 \blacksquare 型泄压带是不可多得的有利油 气聚集部位,在该泄压带内已经发现了 YC13-1 大 气田和 YC19-1 含气构造(图 1).

Ⅲ型泄压带:深部复合型超压系统边部的压力释放带,与Ⅲ型泄压带的区别在于是否与深部超压系统存在关联,其分布范围取决于深部超压分布范围.Ⅲ型泄压带内,声波时差、地层压力和蒙/伊混层比相对于下部超压系统显著偏小,在岩性较粗层段侧向热流体活动可引起岩石热解峰温明显偏大(图6b);平面上,以垂向泄压为主的部位压力等值线分布密集,如宝岛凹陷北斜坡,而以侧向泄压为主的部位压力等值线变化宽缓,如陵水低凸起(图4).Ⅲ型泄压带内含油气性变化很大,超压顶面附近物性差的层段可见气测异常(如LS4-2构造的黄流组),断裂附近物性好的层段可见良好气显示(如YC21-1构造的三亚组和陵水组)或气层(如BD19-2构造的陵水组).

Ⅳ型泄压带:复合型超压系统内部压力释放带或相对低势区,一般埋深较大,岩性为厚层细砂岩或

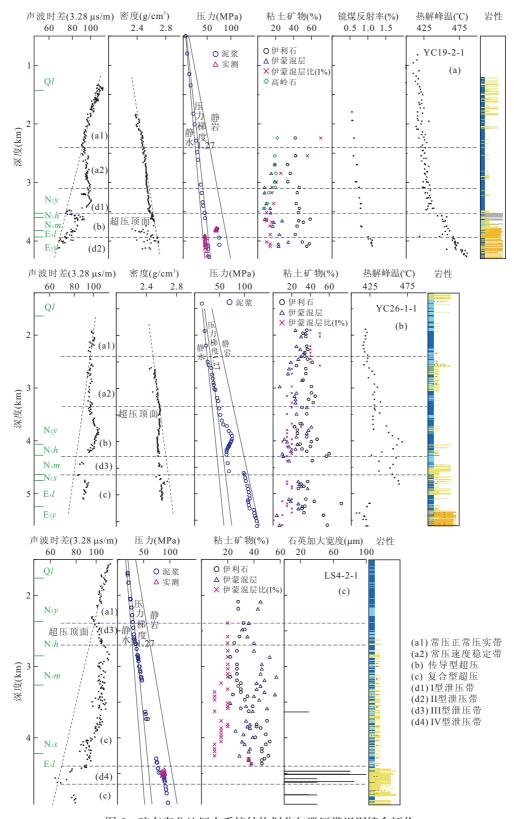


图 6 琼东南盆地压力系统结构划分与泄压带识别综合评价

Fig. 6 Map showing synthetic recognition of formation pressure architectures and discharging zones

粗砂岩. 在 LS4-2-1 井的 4 400~4 650 m 层段(陵三段顶部)可识别出该类型,并且石英加大现象非常明

显(图 6c),反映该段为酸性热流体大量运入的层段,对油气运移具有重要意义.

4 泄压带分布与可能的天然气聚集带 预测

进行超压系统分布预测和泄压带识别的意义在 于预测优势类型泄压带的空间展布,从而可根据泄 压带内地层温压条件的变化来推算天然气溶解度的 变化,以评价有利的天然气聚集场所.

4.1 泄压带组合及地质特征

对于盆地西部,受深部复合型超压向浅部传递、 莺歌海盆地强超压向东传递、超压波及范围和构 造一岩性分隔的影响,泄压带的类型和组合特征比 较复杂,在崖城凸起以南出现 II 型和Ⅲ型泄压带纵 向叠置的情况(图 6 和图 7). 由于断裂发育少月基 本位于 T60 以下,梅山组普遍含灰质,莺黄组巨厚 泥岩封闭性良好,垂向泄压不畅造成了乐东凹陷下 构造层总体处于憋压状态,也使得该区Ⅲ型泄压带 的侧向泄压作用得到加强. 在崖西低凸起部位 (YC13-1 构造), 莺歌海盆地传递超压在黄流一梅山 组内形成顶封层,陵水组和崖城组大规模展布的砂 体、不整合和沟通深部烃源的1号断裂相连,构成了 泄压性能优良并聚集了大量天然气的 II 型泄压带. 崖南低凸起部位(YC21-1 构造)距离乐东凹陷超压 中心较远,又处在莺歌海传递超压的末端,其油气发 现主要见于Ⅲ型泄压带内的三亚组和陵水组,说明 该区泄压结构为下部控凹断裂垂向泄压叠加浅部砂 体和不整合侧向泄压. 陵水低凸起部位断裂活动性 差,但其北部宽缓斜坡发育大型三角洲或扇三角洲

砂体,应具备良好的侧向泄压能力,因而也是有利的Ⅲ型泄压带.

相对而言,盆地东部的泄压带类型和组合特征比较简单,以Ⅲ型泄压为主.在断裂活动不到达或影响较小的部位,如 LS4-2 构造,主要以北坡砂体侧向泄压为主(图 8);同时,压力剖面显示深部超压中心存在异常低值区,即Ⅳ型泄压带,但被证实为高压水溶气层段,说明深部的砂体侧向泄压作用还不够强.在断裂活动性强的部位,如 BD19-2 构造,断一砂复合输导体系的泄压作用尤为明显,使得陆坡处的超压顶面明显变浅,且翼部的地层压力明显减小,该结构类型的泄压带内容易形成天然气聚集(图 8).

4.2 压力、温度和溶解气量决定泄压带天然气成藏

天然气(甲烷)在地层水中的溶解度主要受温度、压力和矿化度的影响,一般随温压的增高而增大(郝石生和张振英,1993; 范泓澈等,2011),而水溶相运移天然气其成藏的实质是随着溶解度不断减小,水溶相天然气过饱和析离为游离气而成藏,所以水溶相天然气成藏必须满足两个条件:

(1)溶解气量足够多,即要有充足的气源并大量溶解. 琼东南盆地平均地温梯度约 4.0 ℃/100 m(图 2c),深部烃源岩早已进入高熟一过熟演化阶段,大量生成裂解气,在深部高温高压环境下可以大量溶于地层水中,以水溶相运移.

(2)溶解度变化量足够大.由于不同温压条件下单位水量的溶气能力差异很大,所以较大温压差异可以引起足够大的溶解度变化,以使水溶气过饱和

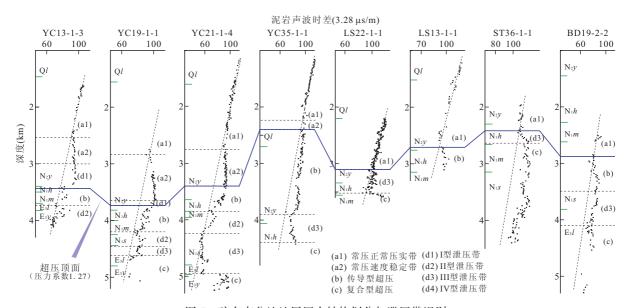


图 7 琼东南盆地地层压力结构划分与泄压带识别

Fig. 7 Diagram showing division of formation pressure architectures and recognition of discharging zones

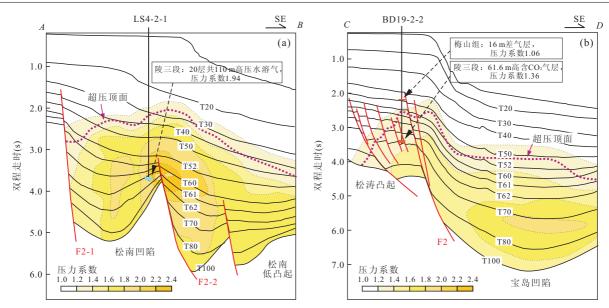


图 8 典型压力预测剖面揭示的泄压带发育特征(剖面位置见图 1)

Fig. 8 Typical profiles of pressure coefficient showing the characteristics of discharging zones

而析出足够多的游离气,泄压带正是温压条件快速 变化的场所.

4.3 有利聚集区带预测

对水溶相运移天然气成藏最有利的泄压带应该是:既能够沟通深部富含水溶气的烃源岩和浅部的储层,又能造成温压条件显著变化的场所.相对而言,II型泄压带成藏条件最优,其次为III型泄压带.

Ⅱ型泄压带沿盆地西部边缘分布,有1号断裂沟通深部烃源,使其处在双源汇聚的有利部位,并且来自莺歌海的传递超压在此快速过渡到常压,其本身又是储层发育带,因而是水溶气析离成藏最有利的部位.同理,Ⅲ型泄压带最有利部位应该是沿中央坳陷带边缘的控凹断裂附近压力等值线密集带,或有大规模砂体展布的压力等值线宽缓带.根据现今压力预测结果(图4和图8),中央坳陷带北坡的断裂、砂体和断一砂复合输导体系的泄压性能良好,成藏条件要优于南坡,有利聚集区带主要分布在宝岛凹陷北坡、陵水低凸起和松南低凸起.

5 结论

(1)琼东南盆地中央坳陷带整体发育一个巨型超压系统,但也存在局部的超压中心,其分布格局主要受陆坡带的形成和来自莺歌海盆地超压传递的影响,陆坡区的超压明显强于非陆坡区,西部的超压整体强于东部并在浅部呈现自西向东传递的趋势,因而西部的超压范围广且顶面浅.

- (2)琼东南盆地的压力系统可划分为常压系统、传导型超压系统和复合型超压系统 3 种结构类型,相应地可识别出 4 种泄压带类型,其中 Ⅱ型泄压带内流体运移最活跃.
- (3)水溶相天然气成藏必须满足两个条件:溶解气量足够多和溶解度变化量足够大. 有利的泄压带应该是既能够沟通深部富含水溶气的烃源岩,又能造成温压条件显著变化的区带. 相对而言, II 型泄压带成藏条件最优,其次为 III 型泄压带.

References

- Cai, X. Y., 2009. Overpressure Development and Oil Charging in the Central Junggar Basin, Northwest China; Implication for Petroleum Exploration. *Science in China* (Series D): Earth Sciences, 52(11): 1791-1802. doi: 10.1007/s11430-009-0188-7
- Cai, Z. R., Liu, W. L., Wan, Z. F., et al., 2010. Determination of Cenozoic Tectonic Movement in the Northern South China Sea and the Relationship between Oil-Gas Reservoir and Tectonic Movement. *Marine Science Bulletin*, 29(2): 161—165 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3969/j. issn. 1001—6392. 2010. 02. 007
- Chen, H. H., Sun, Y. C., Ye, J. R., et al., 1994. Unique Burial History of Ying-Qiong Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 8(5): 43-50 (in Chinese with English abstract).
- Chen, H. H., Fu, X. M., Yang, J. M., 1997. Natural Gases Replenishment in YA13-1 Gas Field in Ying-Qiong Ba-

- sins, South China Sea. *Acta Petrolei Sinica*, 18 (4): 32—37 (in Chinese with English abstract).
- Chen, H. H., Li, S. T., Sun, Y. C., et al., 1998. Two Petroleum Systems Charge the YA13-1 Gas Field in Yinggehai and Qiongdongnan Basins, South China Sea. *AAPG Bulletin*, 82(5A): 757-772.
- Fan, H. C., Huang, Z. L., Yuan, J., et al., 2011. Experiment on Solubility of CH₄ and CO₂ at High Temperature and High Pressure. *Journal of China University of Petroleum* (Edition of Natural Science), 35(2): 6-11,19. (in Chinese with English abstract). doi: 10. 3969/j. issn. 1673-5005, 2011, 02, 002
- Gong, Z. S., Li, S. T., Xie, T. J., 1997. Basin Analysis and Petroleum Accumulation of the Northern South China Sea Continental Margin Basin. Science Press, Beijing, 534 (in Chinese).
- Gong, Z. S., Yang, J. M., Hao, F., et al., 2001. Difference in Natural Gas Accumulation Conditions Between Yinggehai and Qiongdongnan Basins and Its Implications for Natural Gas Exploration. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 26(3): 286—290 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Jin, Z. J., Zhou, H. Y., 2005. Kinetics of Hydrocarbon Generation and Mechanisms of Petroleum Accumulation in Overpressured Basins. Science Press, Beijing, 406 (in Chinese).
- Hao, S. S., Zhang, Z. Y., 1993. The Characteristic of the Solubility of Natural Gas in Formation Waters and It's Geological Significance. *Acta Petrolei Sinica*, 14(2): 12—22(in Chinese with English abstract).
- Hunt, J. M., 1990. Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments.

 AAPG Bulletin, 74(1): 1—12. doi: 10. 1306/0C9B21E
 B—1710—11D7—8645000102C1865D
- Jin, B., Liu, Z., Li, X., et al., 2007. Genesis and Petroleum Geology Significance of the Stable Compaction Belts of Mud Layer in Yinggehai Basin. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 22(3): 9— 13 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3969/j. issn, 1673—064X, 2007, 03, 002
- Kong, M., 2010. The Analysis of Overpressure and Hydrocarbon Migration in Qiongdongnan Basin. China University of Geosciences, Wuhan (in Chinese).
- Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., 1998. Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, USA, 258.
- Leach, W. G., 1993a. Maximum Hydrocarbon Window Determination in South Louisiana. Oil and Gas Journal,

- 91(13): 81-84.
- Leach, W. G., 1993b. New Exploration Enhancements in South Louisiana Tertiary Sediments. *Oil and Gas Journal*, 91(9): 83-87.
- Leach, W. G., 1993c. Fluid Migration, Hydrocarbon Concentration in South Louisiana Tertiary Sands. *Oil and Gas Journal*, 91(11): 71—74.
- Lei, C., Ren, J. Y., Pei, J. X., et al., 2011. Tectonic Framework and Multiple Episode Tectonic Evolution in Deepwater Area of Qiongdongnan Basin, Northern Continental Margin of South China Sea. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 36(1): 151—162 (in Chinese with English abstract). doi: 10. 3799/dqkx. 2011.016
- Li, X. X., Zhong, Z. H., Dong, W. L., et al., 2006. Paleogene Rift Structure and Its Dynamics of Qiongdongnan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 33(6): 713-721 (in Chinese with English abstract).
- Liu, F. N., Yang, J. H., Wen, W. M., 1994. The Geopressure Field and Its Relation to Petroleum Migration in Qiongdongnan Basin. China Offshore Oil and Gas (Geology), 8(6): 3-16(in Chinese with English abstract).
- Ru, K., Pigott, J. D., 1986. Episodic Rifting and Subsidence in the South China Sea. *AAPG Bulletin*, 70 (9): 1136—1155.
- Shi, W. Z., Xie, Y. H., Wang, Z. F., et al., 2013. Characteristics of Overpressure Distribution and Its Implication for Hydrocarbon Exploration in the Qiongdongnan Basin. *Journal of Asian Earth Sciences*, 66 (8): 150—165. doi: 10.1016/j. jseaes. 2012. 12. 037
- Tissot, B. P., Welte, D. H., Schwartz, W., 1984. Petroleum Formation and Occurrence. 2nd ed. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 699. doi: 10.1007/978-3-642-96446-6
- Wan, Z. F., Xia, B., Lu, B. F., et al., 2012. Yinggehai Basin Gas Exploration: Comparison with Jiyang Depression. Journal of Earth Science, 23(3): 359-372. doi: 10. 1007/s12583-012-0256-3
- Webster, M., O'Connor, S., Pindar, B., et al., 2011. Overpressures in the Taranaki Basin: Distribution, Causes, and Implications for Exploration. AAPG Bulletin, 95 (3): 339-370. doi: 10.1306/06301009149
- Yin, X. Y., Ren, J. Y., Lei C., et al., 2011. Postrift Rapid Subsidence Characters in Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Journal of Earth Science*, 22(2): 273 — 279. doi: 10.1007/s12583—011—0180—y
- Zhang, Q. M., Hao, F., 1997. Evolution and Petroleum Systems of the Ying-Qiong Basin. *Science in China (Series*

- D): Earth Sciences, 40(5): 553 560. doi: 10. 1007/BF02877623
- Zhang, Q. M., 1999. Evolution of Ying-Qiong Basin and Its Tectonic-Thermal System. *Natural Gas Industry*, 19 (1): 12—18 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q. M., 2002. Deep Overpressure Gas Accumulation. *Chinese Science Bulletin*, 47 (S1): 78 84. doi: 10. 1007/BF02902822

附中文参考文献

- 蔡周荣,刘维亮,万志峰,等,2010. 南海北部新生代构造运动 厘定及与油气成藏关系探讨. 海洋通报,29(2): 161-165.
- 陈红汉,付新明,杨甲明,1997. 莺一琼盆地 YA13-1 气田成藏过程分析. 石油学报,18(4):32-37.
- 陈红汉,孙永传,叶加仁,等,1994. 莺一琼盆地的独特埋藏 史. 中国海上油气(地质),8(5);43-50.
- 范泓澈,黄志龙,袁剑,等,2011. 高温高压条件下甲烷和二氧化碳溶解度试验. 中国石油大学学报(自然科学版),35(2):6-11,19.
- 龚再升,李思田,谢泰俊,1997. 南海北部大陆边缘盆地分析 与油气聚集. 北京:科学出版社,534.

- 龚再升,杨甲明,郝芳,等,2001. 莺歌海盆地与琼东南盆地成 藏条件的比较及天然气勘探方向. 地球科学——中国 地质大学学报,26(3):286-290.
- 郝芳,金之钧,邹华耀,2005.超压盆地生烃作用动力学与油 气成藏机理.北京:科学出版社,406.
- 郝石生,张振英,1993. 天然气在地层水中的溶解度变化特征 及地质意义. 石油学报,14(2):12-22.
- 金博,刘震,李绪深,等,2007. 莺歌海盆地泥岩稳定压实带成 因及石油地质意义. 西安石油大学学报(自然科学版), 22(3):9-13.
- 孔敏,2010. 琼东南盆地油气运移动力特征分析. 武汉:中国地质大学.
- 雷超,任建业,裴健翔,等,2011. 琼东南盆地深水区构造格局和幕式演化过程. 地球科学——中国地质大学学报,36(1):151—162.
- 李绪宣,钟志洪,董伟良,等,2006. 琼东南盆地古近纪裂陷构造特征及其动力学机制. 石油勘探与开发,33(6):713-721.
- 刘福宁,杨计海,温伟明,1994. 琼东南盆地地压场与油气运移. 中国海上油气(地质),8(6);3-16.
- 张启明,1999. **莺**一琼盆地的演化与构造一热体制. 天然气工 **业**,19(1):12-18.