https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.095



莺歌海盆地高温高压盖层封盖能力定量评价

谢玉洪

中国海洋石油集团有限公司,北京100010

摘 要: 莺歌海盆地是我国南海重要的新生代含油气盆地,随着浅层常压层系天然气开发程度的逐渐提高,中深层高温高压 层系成为天然气勘探的主要目标,超压背景下盖层封闭的有效性受到广泛关注.近年来,不同学者针对莺歌海盆地盖层进行了 大量的研究,但是对高温高压的气藏盖层的封闭机理、破坏条件及其定量评价仍存在一定的问题.通过对莺歌海盆地中深层高 温高压层系盖层进行系统的分析,明确盖层的封闭机理为毛细管封闭和水力封闭.利用泥岩盖层排替压力、声波时差及孔隙度 之间的关系,对莺歌海盆地区域性盖层的毛细管封闭能力进行预测.莺歌海盆地中深层盖层普遍具有较强的毛细管封闭能力. 因此,超压诱发的水力破裂是油气多层位聚集的根本原因,进而提出了盖层水力破裂压力系数定量评价盖层水力破裂风险性. 评价结果显示,盖层发生水力破裂与底辟构造活动具有明显的相关性,盖层水力破裂风险由底辟中心向外围逐渐减弱.位于莺 歌海盆地斜坡近凹带,且紧邻乐东三大底辟的LD-B区块是油气富集的有利区域.

关键词:莺歌海盆地;盖层;超压;排替压力;水力破裂;石油地质.

中图分类号: P588 **文章编号:** 1000-2383(2019)08-2579-11

Quantitative Evaluation of Sealing Capacity of High Temperature and Pressure Caprocks in Yinggehai Basin

收稿日期:2019-01-26

Xie Yuhong

China National Offshore Oil Corporation Ltd., Beijing 100010, China

Abstract: Yinggehai Basin is the important Cenozoic petroliferous basin in China South Sea. With the gradual improvement of the petroleum exploration and development in shallow layers, middle and deep overpressured layers become the main target of the natural gas exploration. Whether the caprocks can effectively seal the oil and gas turns to be a crucial questions for the research. In recent years, different scholars have conducted a lot of researches on the caprocks of Yinggehai Basin, but there are still some questions in the sealing mechanism, failure conditions and quantitative evaluation of the caprocks in high temperature and pressure. Based on the systematic analysis of the high temperature and pressure caprocks in Yinggehai Basin, it is clear that the sealing mechanism of caprocks is capillary sealing and hydraulic sealing. Using the relationship among displacement pressure, acoustic time and porosity of mudstone to predict the capillary sealing ability of regional caprocks, the results show that the caprocks in Yinggehai Basin have strong capillary sealing ability. Therefore, hydraulic fracturing pressure coefficient to quantitative evaluate the risk of hydraulic fracturing in caprocks. The evaluation results show that there is a significant correlation between the occurrence of hydraulic fracturing in the caprock and the diapir activity, the risk of hydraulic fracturing in caprocks and the diapir activity, the risk of hydraulic fracturing in caprocks gradually decreases from the diapiric center to the periphery. LD-B block located in the slope near the depression in Yinggehai Basin which is adjacent to the Ledong diapirs, is a favorable area for oil and gas accumulation.

Key words: Yinggehai Basin; caprock; overpressure; displacement pressure; hydraulic fracture; petroleum geology.

基金项目:国家科技重大专项"莺琼盆地高温高压天然气富集规律与勘探开发关键技术(三期)(No. 2016ZX05024005). 作者简介:谢玉洪(1961-),男,教授级高级工程师,主要从事油气勘探研究工作,E-mail:xieyh@cnooc.com.cn

引用格式:谢玉洪,2019.莺歌海盆地高温高压盖层封盖能力定量评价.地球科学,44(8):2579-2589.

0 引言

2018年全年我国原油净进口量约为4.6亿t,同 比增长10.1%,原油对外依存度达到70.9%,增大后 备储量以发挥国内资源的保障作用是避免出现能 源危机的必由之路(姜福杰等,2012).随着我国油气 勘探逐渐由陆上向海上发展,东南沿海盆地已经成 为油气勘探主战场.莺歌海盆地是我国南海重要的 含油气盆地,历经多年勘探,已发现东方A、东方B 等多个大型气田(郝芳等,2015;谢玉洪等,2015a), 对于生烃条件较好的莺歌海盆地来说,盖层是天然 气能否成藏的主控因素.

自上世纪70年代以来,随着对油气成藏条件研究的不断深入,逐渐认识到盖层对天然气成藏的关键作用(付晓飞等,2018).近年来,学者们对盖层发育特征、封闭机理及封闭能力评价方法等方面的进行了大量的研究,先后提出了毛细管封闭、水力封闭、超压封闭等多种封闭机理,并针对不同封闭机理建立了盖层封闭性定量评价的行业标准,在区带评价和勘探目标的选择过程中起到了重要的指导作用(周雁等,2012;付晓飞等,2018).

莺歌海盆地中深层成藏体系中沉积了巨厚的 浅海相泥质碎屑岩,地层钻杆或电缆测试(DST、 MDT)以及基于地震和测井资料进行的地层压力预 测均表明,莺琼盆地2500~3000 m以下普遍发育 超压,地层压力最高达104.7 MPa,压力系数达2.38 (谢玉洪等,2012),最高地层温度达251.7 ℃,地温 梯度最高达56 ℃/km(谢玉洪等,2015b).随着浅层 油气开发程度的逐渐提高,勘探重点开始向中深层 高温高压成藏体系转移,超压背景下盖层能否有效 的封闭油气成为研究的重点问题.

1 区域地质概况

莺歌海盆地是我国南海北部的一个大型的新 生代沉积盆地(谢玉洪等,2015a),盆地东北侧毗邻 北部湾盆地的南部隆起和海南隆起区,西侧与昆嵩 隆起相接,延伸至河内坳陷,盆地长约750 km,宽约 200 km(黄保家,2002),面积约为11×10⁴ km²(田冬 梅等,2017),新生代最大沉积厚度超过17 km.盆地 受红河走滑断裂带影响,沿北西一南东向呈菱形展 布,中央坳陷带是莺歌海盆地的主体,呈NW向沿 盆地的轴心线分布,在坳陷中发育近南北向雁行式 展布的底辟构造(图1)(万志峰等,2010;任建业和 雷超,2011;黄银涛等,2016;范彩伟,2018a,2018b).

钻井揭示,盆地主要由古近纪、新近纪和第四 纪地层组成,自下而上发育始新统岭头组、渐新世 崖城组和陵水组、中新世三亚组、梅山组和黄流组、 上新世莺歌海组以及更新世乐东组地层(图2).研 究表明,梅山组和三亚组的浅海相泥岩是莺歌海盆 地天然气主要烃源岩,黄流组、莺歌海组以及乐东 组构成了盆地的主要储盖组合(冯冲等,2011;谢玉 洪等,2015a,2015b).

2 盖层发育特征

莺歌海盆地油气纵向富集于多套储盖组合之 内,中深层高温高压成藏体系的气藏主要集中在黄 流组储层中,上覆的黄流组一段上部至莺歌海组二 段下部发育了一套分布范围广、沉积厚度大且横向 连续性稳定的区域性盖层.连井对比及三维地震表 明,该套盖层在莺歌海盆地的临高凸起和东方区沉 积厚度较大,介于300~1250m,由中央坳陷带向盆 地边缘逐渐减薄,最小厚度不低于100m(图3),泥 岩单层厚度主要分布在10m以下,且存在最大单层 厚度大于400m的泥岩(贾茹,2018).

岩石粒度分析、X衍射全岩分析及岩石薄片鉴 定结果均表明,盖层主要以泥岩、粉砂质泥岩为主, 夹少量泥质粉砂岩,平均泥质含量为23%~63%.尽 管都是泥岩,莺歌海盆地发育泥岩盖层与常规泥岩 盖层不同,泥岩中含大量的粉砂质,平均含量 35%~75%,粉砂成分主要为石英、长石和其他陆源 碎屑,包含岩屑和少量云母矿物.莺歌海盆地泥岩 黏土矿物X衍射分析显示,伊/蒙混层比在0~65% 之间.随埋深逐渐增加,成岩作用加强,粘土矿物中 伊/蒙混层比逐渐降低,按碎屑岩成岩阶段划分行 业标准,其成岩作用均处于早成岩A期至中成岩B 期,具有正常的成岩演化趋势.其中,蒙皂石主要分 布在浅层的常温常压层系中,超压层系中未见蒙皂 石,与其他黏土矿物相比,蒙皂石的分布受温压条 件的影响明显(段威等,2013,2015).正常情况下,蒙 皂石随埋深逐渐经伊蒙混层向伊利石转化,而莺歌 海盆地中深层整体处于高温高压的背景下,异常高 的流体压力会抑制黏土矿物间的转换,进而间接的 抑制相邻储层内胶结物的形成,有效的保护了储层 的孔隙结构,不仅为油气提供了有利的储集空间, 同时促使盖层具有较强的毛细管封闭能力,气体很 难直接突破盖层发生渗漏,从而对油气起到了较好



图1 莺歌海盆地构造纲要

Fig.1 The stuctural map of Yinggehai Baisn

地层系统						反射	年龄	- 半 林	25-10-14	生储盖组合			盆地
系	纼	ť	组	段	代号	】界面 	(Ma)		机依相	烃源岩	储层	盖层	演化
第四系	全 新 更 新	所统 所统	乐东组		Qld^{1} $ $ Qld^{3}	- T20 -	1.0		浅				加速沉
	上新统		莺歌海组		$N_2 y^1$	- T27 -	- 2.4		ー 半 深 海 相				。 一 降 阶 段
新				=	$N_2 y^2$								
			黄	-	$N_1 h^1$	- T30 -	- 5.5 -						
近	中	上	沇 组 		$N_1 h^2$	- 131 -	8.2 -						热沉
系	新		梅山组		$N_1 m^1$	- T40 -	- 10.5 -		浅水台地亚相				降
	统	中		_	$N_1 m^2$	- T41 -	- 13.8 -					阶	
			Ξ	_	$N_1 s^1$	- T50 -	- 15.5 -					段	
		下	亚 组	<u> </u>	$N_1 s^2$	- 152 -	- 17.5 -		14				
					$E_3 l^1$	- T60 -	- 21.0 -		定法				
 古	渐		陵	<u> </u>	$E_3 l^2$	- T61 -	- 23.0 -		海相				断坳
	新	上	水 组 		Е <i>1</i> ³	— т62 —	- 25.5	扇三				阶 段	
近 	统			-	L ₃ <i>t</i>	– т70 –	- 30.0 -		用初扣				
系		7	 崖 城 组	 	$ \begin{array}{c} E_{3}y^{1} \\ \\ E_{3}y^{3} \end{array} $								断路
	始新统					- T80 -	- 36.0 - - 49.5 -						阶 段
						- т100 -		遇					
前第三系													
<u></u> 泥岩 粉砂质泥岩 泥质灰岩													
图 2 莺歌海盆地地层综合柱状图													



的封闭作用(汪洋等,2016).

3.1 毛细管封闭机理

2006),其本质也是毛细管封闭.

3 盖层封闭机理

Watts(1987)于1987年首次提出了盖层的主要 封闭机理,即毛细管封闭机理和水力封闭机理,并 初步建立了盖层评价的框架模型.在此基础上,国 内外学者又相继提出了超压封闭和烃浓度封闭.实 际上,超压封闭并非是超压直接封闭油气,而是依 靠地层内较高的毛细管力去封闭油气(付广等, 毛细管封闭又称为物性封闭或薄膜封闭(吕延 防等,1996;付广等,1998,2006),其封闭能力强弱 取决于毛细管压力大小,即两种互不混溶流体界面 所承受的压力差值(Berg,1975).通常情况下,盖层 为水润湿或水饱和的(Hubbert *et al.*,1959),具有较 高的毛细管压力,当毛细管压力大于或等于游离相 天然气的浮压时,即可封闭住一定的烃柱高度 (Berg,1975;Watts,1987);而当油气柱产生的浮压



图 3 莺歌海盆地莺歌海组二段下部-黄流组一段上部泥 岩盖层厚度分布

Fig.3 The thickness contour map of Second Member of Yinggehai to First Member of Huangliu Formation caprocks, Yinggehai Basin

超过毛细管进入压力时,盖层无法保持有效的毛细 管封闭,油气将突破盖层发生渗滤散失(Watts, 1987;付广和庞雄奇,1996;李明诚,2004).盖层通常 具有较强的非均质性,不同位置的封闭能力具有差 异性,封闭能力最弱低地方控制了盖层封闭烃柱高 度大小.

迄今为止,莺歌海盆地已发现的最浅气藏埋深 为340 m左右(LD-A3井),其上是未成岩的现代海 底黏土及几十米深的海水.疏松的泥岩层因为粒度 较细,比表面积大,束缚水饱和度高(刘志杰等, 2015),占据了绝大部分的孔隙空间,使得未成岩的 黏土层同样具有较强的封盖能力.压实作用会随着 深度的增加而逐渐增强,毛细管封闭能力也随之增 强.通过莺歌海盆地实测的泥岩排替压力和气柱高 度的关系可以发现(图4),在单个气藏内,排替压力 和烃柱高度呈正相关的关系,排替压力越大,封闭 的气柱越高.

3.2 水力封闭机理

莺歌海盆地新近纪处于热沉降阶段,盆地内断



sure and gas column height in Yinggehai Basin

裂普遍发育较差.已发现的断裂大都是底辟构造活动伴生的张性或张扭性断裂,断裂规模普遍较小, 主要集中分布在底辟及其周缘.因此,断裂对油气 藏的破坏作用较弱,超压导致的水力破裂是油气能 否在中深层储层中成藏的关键因素(冯冲等,2011).

水力破裂(hydraulic fracturing)又称天然水力破 裂(natural hydraulic fracturing)、水力张性破裂(hydraulic extensional fracturing),是指在低差应力的条 件下,随着孔隙流体压力增加岩石发生的张性破 裂,形成新的水力张性破裂或使原有的裂缝再度张 开(范彩伟,2018a).这种破裂作用同时涵盖了对完 整的岩石和原始裂缝的水力作用(Phillips,1972; Ozkaya, 1986; Watts,1987; Engelder and Lacazette, 1990; Mourgures *et al.*,2011),可以在多个 层次上控制和影响超压盆地油气的运移、聚集和 分布.

超压源岩周期性的破裂可以导致幕式排烃,水 力破裂可以为油气垂向运移提供优势通道,最重要 的是,在超压的环境下,如果圈闭顶点的储层孔隙 流体压力达到了盖层的破裂压力,盖层将周期性的 破裂,导致油气周期性的聚集和散失(郝芳等, 2015).这种现象在莺琼盆地以DF-B、DF-C等气田 为代表的中深层高温高压成藏体系中已得到广泛 的认可(赵宝峰等,2014;郝芳等,2015),并根据超 压演化、地层破裂压力和油气充注时间关系,可将 超压圈闭按含油气性分为4种情况:充满型、欠充满 型、散失型和未充注圈闭(郝芳等,2015).这些水力 破裂在镜下微观观察中表现为微裂缝,裂缝宽度大







图 6 莺歌海盆地黄流组顶部盖层排替压力分布特征 Fig.6 The displacement pressure in Huangliu Formation in Yinggehai Baisn

约在 20~50 µm,长度通常为 200~1 000 µm.宏观 上,随着水力破裂的连通并伴随着流体运移,会形 成气烟囱构造,在地震剖面上表现为模糊带,纵向 上可延伸几百米或数千米(赵宝峰等,2014).

4 盖层封闭能力定量评价

4.1 盖层毛细管封闭能力定量评价

大量研究表明,可以通过盖层的孔隙度、渗透 率、孔喉半径、比表面积和排替压力等表征其毛细 管封闭能力(付广和庞雄奇,1996;李明诚,2004;付 晓飞等,2018).其中,排替压力是最为常见的表征毛 细管封闭能力的参数,其代表着非润湿性流体驱替 润湿性流体所需的最小压力(吕延防等,1996;李明 诚,2004),其大小受油气水界面张力、毛细管孔径 大小和介质的润湿性共同控制.具体表示为:

 $P_{a}=2\sigma\cos\alpha(1/r)$, (1) 式中: P_{a} 为盖层的排替压力(MPa); σ 为油气水界面 张力(N/m); α 为润湿角;r为毛细管孔喉半径(m). 此外,排替压力还可通过实验测试、测井和地震资 料等多种手段获得(付广等,1996;李明诚,2004; Mallon and Swarbrick, 2008).

研究表明,泥岩的排替压力、声波时差和密度 三者具有紧密的联系.对泥岩而言,密度是控制声 波时差的重要因素,并与岩石的孔隙度具有明显的 相关性,因此,可以利用上述三者的关系,推算泥岩 排替压力的大小.通过统计研究区泥岩孔隙度和对 应声波时差可以得到(图 5a):

 $\varphi = 0.446 \ 6\Delta t - 28.466, \tag{2}$

式中:Δt为泥岩声波时差(μs/m);φ为泥岩孔隙度(%).

由此可知,孔隙度与声波时差存在着正相关关系,孔隙度越小,泥岩的压实成岩程度越高,泥岩越致密,毛细管封闭能力越强.莺歌海盆地实测孔隙 度和泥岩排替压力呈指数关系(图 5b):

 P_{d} =9.634 7e^{-0.107 φ}, (3) 式中: P_{d} 为泥岩排替压力(MPa); φ 为泥岩孔隙度 (%).整合公式(2)、(3),得到莺歌海盆地声波时差 与盖层排替压力关系:

$$P_{d}$$
=9.634 7e<sup>-0.107(0.446 6 Δt -28.466), (4)
式中: P_{d} 为泥岩排替压力(MPa); Δt 为泥岩声波时
差(μ s/m).</sup>

通过计算结果,莺歌海组二段以下盖层内排替 压力的大小主要介于1.5~5.0 MPa,盆地欠压实作 用导致的超压对盖层排替压力的影响逐渐增强,乐 东区排替压力最小,大部分地区在2 MPa以内,东 方区相对较高,莺东斜坡及临高凸起位置排替压力 最高(图6).实际岩心样品测试数据表明,莺歌海组 二段以下中深层超压盖层的排替压力主要分布在 2~15 MPa之间,最大可达32 MPa.通过前人的大 量研究表明(吕延防等,1996;周小鹰和魏魁生, 2000;付广等,2006;冯冲等,2011)和已有气藏剖析 表明,2 MPa的排替压力足以封闭相当大的烃柱高 度,因此,莺歌海盆地盖层毛细管封闭能力普遍

表1 不同差应力条件下岩石的破裂方式及破裂准则

 Table 1
 The fracture mode and criterion of rocks in different differential stress

破裂模式	破裂准则	差应力条件
张性破裂	$P = S_3 + T$	$\Delta S {\leq} 4T$
张性剪切破裂	$P \!=\! S_{\rm n} \!+\! (4T^2 \!-\! \tau^2)/4T$	$4T \leq \Delta S \leq 6T$
剪切破裂	$P = S_{\rm n} + (C - \tau)/\mu$	$\Delta S > 6T$

注:P为破裂压力(MPa); ΔS 为差应力(MPa); S_3 为最小主应力 (MPa);T为岩石抗张强度(MPa); τ 为剪应力(MPa); μ 为摩擦系 数;据Phillips *et al.*(1972) 较好.

4.2 盖层水力封闭能力定量评价

如上文所述,莺歌海盆地中深层盖层普遍具有 较强的毛细管封闭能力,油气很难直接突破盖层发 生渗漏,水力破裂是天然气发生渗漏的根本原因. 盖层水力破裂取决于孔隙流体压力、地应力场特征 以及盖层力学性质特征.当地层所受差应力小于4 倍地层抗张强度时(Phillips, 1972),地层发生张性 破裂,大于6倍抗张强度时发生剪切破裂,介于两者 之间时发生张剪混合破裂(表1). 盖层的水力破裂 压力是指盖层不发生破裂所能承受的最大流体压 力,本文将盖层不发生水力渗漏所能承受的最大流 体压力称为盖层破裂的临界压力P_b,将目前流体压 力条件下盖层能承受的额外流体压力称为盖层破 裂的附加流体压力P.,对于裂缝不发育的盖层,张性 破裂、张性剪切破裂和剪切破裂条件下盖层破裂压 力 P_b 分别对应于图7中A₁C₁、A₂C₂和A₃C₃;但是对 于有先存水力缝的盖层,水力破裂往往沿着裂缝薄 弱面进行,采用无内聚力的破裂包络线来表征盖层 的破裂条件,张性破裂、张性剪切破裂和剪切破裂 条件下盖层破裂压力 P_b(假设盖层存在先存裂缝) 分别对应于图7中B₁C₁、B₂C₂和B₃C₃,分析可知,早



图 7 不同地应力及力学性质条件下盖层的水力破裂能力

Fig.7 Hydraulic fracturing of caprock in different stress and mechanical properties

A₁C₁, A₂C₂, A₃C₃分别为完整盖层在不同破裂类型下的水力破裂能力; B₁C₁, B₂C₂, B₃C₃分别为先存水力裂缝盖层在不同应力条件 下水力破裂能力

表2 莺歌海盆地盖层岩石力学参数分布范围

 Table 2
 Distribution range of mechanical parameters of caprocks in Yinggehai Basin

	00				
井名	DF-B	3	DF-A12		
地层	黄一段	黄一段	莺二段	莺二段	
岩性	泥质粉砂岩	泥岩	粉砂质泥岩	粉砂质泥岩	
内聚力	21 20	16 02	14 74	17.00	
(MPa)	21.50	10.95	14.74		
摩擦系数(μ)	0.437	0.480	0.590	0.610	
抗张强度	10 65	0.47	7 97	9 E0	
(T)(MPa)	10.05	0.47	1.57	8.50	
范围(T,µ)	7.37 < T <	< 10.65	$0.437 < \mu$	u< 0.610	

期裂缝的存在很大程度上增加了盖层发生水力破裂的风险.

为了定量评价盖层岩石水力破裂风险,首先需 要明确研究区的地应力特征.利用研究区密度测井 及岩石漏失试验分别计算研究区的垂向主应力和 水平主应力大小(图8).其次,通过莺歌海盆地黄流 组一段一莺歌海组二段泥岩盖层的三轴压缩实验, 在假设泥岩抗剪强度包络线在张性区域符合格里 菲斯破裂准则的前提下(*C*=2*T*,*C*为内聚力,*T*为 抗张强度),可以间接的求出泥岩的摩擦系数μ和抗 张强度*T*的范围(表2).

根据岩石破裂准则可知(表1),当流体压力达 到水平最小主应力时完整盖层不发生渗漏,当流体 压力超过水平最小主应力和盖层抗张强度之和时 盖层开始发生渗漏;在裂缝发育的盖层中,由于裂 缝的存在使盖层更易发生水力破裂,可以不再考虑 盖层抗张强度的作用,随着超压程度的增加,当莫 尔圆与无内聚力破裂包络线相切时,盖层先存裂缝 处开始优先发生水力破裂.因此,为了直观体现盖 层水力破裂风险的分布情况,本文将地层流体压力 与最小破裂压力的比值定义为盖层水力破裂压力 系数Pbc:

$$P_{\rm bc} = \frac{P_{\rm p}}{P_{\rm bmin}},\tag{5}$$

式中: P_{p} 为孔隙流体压力; P_{bmin} 为盖层最小破裂压力, $3P_{bc}$ 大于1时,盖层发生水力破裂.

通过对盖层水力破裂压力系数计算表明,DF-A 底辟构造的盖层水力破裂压力系数大于1(图 9a),该套盖层现今仍保持水力破裂,随着距底辟距 离的逐渐增大,盖层水力破裂压力系数向周缘逐渐 降低,在DF-B和DF-C区块,盖层水力破裂压力系 数普遍小于1,盖层整体处于水力封闭期,这是油气



能够在DF-A构造浅层聚集成藏的根本原因.

乐东区底辟带水力破裂风险强于东方区(图 9b),盖层更容易被破坏而导致油气渗漏.位于LD-A底辟带顶部气藏,由于深部底辟构造的活动促使 中深层盖层发生水力破裂,并与浅层断裂垂向连 通,使该部位油气纵向分布于浅层和中深层成藏体 系中,而LD-B区块位于莺歌海盆地斜坡近凹带,其 盖层水力破裂压力系数明显低于底辟带,盖层普遍 具有较好的封闭能力,且LD-B区水道砂体纵横叠 置、交错,展布范围大,具有有利的储集条件,通过 底辟的幕式活动深部的油气将运移至圈闭最终成 藏,因而LD-B区勘探前景良好.目前多口井均钻遇 厚层气层,指示黄流组岩性圈闭具有较高勘探潜 力,也证实LD-B区盖层条件优越,是莺歌海盆地天 然气勘探的有利方向.

5 结论

(1)莺歌海盆地中深层高温高压盖层封闭机理 主要为毛细管封闭和水力封闭,通过排替压力、声



图 9 莺歌海盆地黄流组一段盖层水力破裂压力系数 Fig.9 The hydraulic fracturing pressure coefficient of Huangliu caprocks in Yinggehai Basin

波时差和孔隙度间的关系表明,盖层普遍具有较强 的毛细管封闭能力,天然气很难直接突破盖层至浅 层成藏,水力破裂是气藏发生渗漏的根本原因.

(2)基于盖层水力破裂演化规律,利用盖层水 力破裂压力系数对莺歌海盆地区域性盖层水力破 裂风险进行定量评价.结果表明,中深层盖层水力 破裂受底辟构造活动影响明显,底辟核部的盖层水 力破裂压力系数普遍大于1,盖层至今仍处在水力 破裂阶段,天然气持续渗漏,油气多层位聚集;随着 距底辟距离的逐渐增加,盖层水力破裂压力系数逐 渐降低,非底辟区盖层具有较好的封闭能力.

(3)莺歌海盆地乐东区LD-B区块位于莺歌海 盆地斜坡近凹带,该部位具有较强的毛细管封闭能 力和较低的水力破裂风险,是莺歌海盆地天然气成 藏的有利区带.

References

- Berg, R. R., 1975. Capillary Pressures in Stratigraphic Traps. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 59(5): 939-956.
- Duan, W., Chen, J. D., Luo, C. F., et al., 2013. Effects of Formation Overpressure on Diagensis in the Dongfang Block of Yinggehai Basin. Acta Petrolei Sinica, 34(6): 1049-059(in Chinese with English abstract).
- Duan, W., Luo, C. F., Huang, X. S., et al., 2015. Effects of Formation Overpressure on Mudstone Diagenesis and Its

Geological Significance in LD Block of Yinggehai Basin. Geological Science and Technology Information, 34(4): 43-50(in Chinese with English abstract).

- Engelder, T., Lacazette, A., 1990. Natural Hydraulic Fracturing. Rock Joints, Rotterdam, AA Balkema, 35-44.
- Fan, C. W., 2018a. Tectonic Deformation Features and Petroleum Geological Significance in Yinggehai Large Strike-Slip Basin, South China Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2): 190-198(in Chinese with English abstract).
- Fan, C. W., 2018b. The Evolution, Characteristics and Identification of Transportation System Caused by High Pressure in Yinggehai and Qiongdongnan Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(2): 254-267(in Chinese with English abstract).
- Feng, C., Huang, Z. L., Tong, C. X., et al., 2011. Comprehensive Evaluation on the Sealing Ability of Mudstone Cap Rock in Member 2 of Yinggehai Formation of Yinggehai Basin. Journal of Earth Sciences and Environment, 33(4): 373-377(in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Chen, Z. M., Lü, Y. F., et al., 1998. Comprehensive Evaluation on Sealing Ability of Mudstone Caprock. *Experimental Petroleum Geology*, 20(1): 80-86(in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Pang, X. Q., 1996. Method for Researching on Mud-Caprock Sealing Ability with the Use of Interval Transit Times. Oil Geophysical Prospecting, 31(4): 521-529(in

Chinese with English abstract).

- Fu, G., Wang, Y. G., Su, Y. P., 2006. Evolution Law for Sealing of Overpressured Mudstone Caprock and Its Research Significance. Acta Mineralogica Sinica, 26(4): 453-458(in Chinese with English abstract).
- Fu, X. F., Wu, T., Lv, Y. F., et al., 2018. Research Status and Development Trend of the Reservoir Caprock Sealing Properties. *Oil & Gas Geology*, 39(3): 454-471(in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Liu, J. Z., Zou, H. Y., et al., 2015. Mechanisms of Natural Gas Accumulation and Leakage in the Overpresssured Sequences in the Yinggehai and Qiongdongnan Basins, Offshore South China Sea. *Earth Science Frontiers*, 22(1): 169–180(in Chinese with English abstract).
- Huang, B. J., 2002. Genetic Types and Migration-Accumulation Dynamics of Natural Gases in the Ying-Qiong Basin, the South China Sea(Dissertation). State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Guangzhou(in Chinese with English abstract).
- Huang, Y. T., Yao, G. Q., Zhou, F. D., 2016. Provenance Analysis and Petroleum Geological Significance of Shallow-Marine Gravity Flow Sandstone for Huangliu Formation of Dongfang Area in Yinggehai Basin, the South China Sea. *Earth Science*, 41(9): 1526-1542(in Chinese with English abstract).
- Hubbert, M. K., Rubey, W. W., 1959. Role of Fluid Pressures in Mechanics of Over Thrust Faulting. *Geological Society of America Bulletin*, 70(2): 115-206.
- Jia, R., 2018. The Integrity of Caprocks and Gas Accumulation in Yingqiong Basin(Dissertation). Northeast Petroleum University, Daqing(in Chinese with English abstract).
- Jiang, F. J., Pang, X. Q., OuYang, X., et al., 2012. The Main Progress and Problems of Shale Gas Study and the Potential Prediction of Shale Gas Exploration. *Earth Science Frontiers*, 19(2): 198-211(in Chinese with English abstract).
- Li, M. C., 2004. Oil and Gas Migration. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z. J., Lu, Z. Q., Zhang, W., et al., 2015. Assessment of Accumulation Conditions for Medium - Deep Oil in Ledong Area of the Central Diaper Belt, Yinggehai Basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 35(4): 49-61 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Fu, G., Gao, D. L., et al., 1996. Research on Oil and Gas Reservoir Sealing. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Mallon, A. J., Swarbrick, R. E., 2008. Diagenetic Characteristics of Low Permeability, Non-Reservoir Chalks from

the Central North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 25(10): 1097—1108. https://doi.org/10.1016/j.marpet-geo.2007.12.001

- Mourgures, R., Gressier, J. B., Bodet, L., et al., 2011. "Basin Scale" Versus "Localized" Pore Pressure/Stress Coupling-Implications for Trap Integrity Evaluation. *Marine* and Petroleum Geology, 28(5): 1111-1121. https://doi. org/10.1016/j.marpetgeo.2010.08.007
- Ozkaya, I., 1986. Analysis of Natural Hydraulic Fracturing of Shales during Sedimentation. SPE Production Engineering, 1(3): 191-194. https://doi.org/10.2118/13343 - pa
- Phillips, W. J., 1972. Hydraulic Fracturing and Mineralization. Journal of the Geological Society, 128(4): 337-359. https://doi.org/10.1144/gsjgs.128.4.0337
- 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*, 52(12): 3303-3314(in Chinese with English abstract).
- Tian, D. M., Jiang, T., Zhang, D. J., et al., 2017. Genesis Mechanism and Characteristics OD Submarine Channel: a Case Study of the First Member of Yinggehai Formation in Ledong Area of Yinggehai Basin. *Earth Science*, 42(1): 130-139(in Chinese with English abstract).
- Wan, Z. F., Xia, B., Xu, L. F., et al., 2010. Study on the Dynamic Mechanism of Tectonic Evolution in Yinggehai Basin. *Marine Science Bulletin*, 29(6): 654-657.
- Wang, Y., Pei, J. X., Liu, Y., 2016. Caprock Sealing Mechanism of High-Temperature and Overpressure Gas Reservoirs in the Dongfang Block, Yinggehai Basin, South China. Geology and Mineral Resources of South China, 32(4): 397-405(in Chinese with English abstract).
- Watts, N. L., 1987. Theoretical Aspects of Cap⁻Rock and Fault Seals for Single⁻ and Two⁻Phase Hydrocarbon Columns. *Marine and Petroleum Geology*, 4(4): 274–307. https://doi.org/10.1016/0264-8172(87)90008-0
- Xie, Y. H., Li, X. S., Tong, C. X., et al., 2015a. High Temperature and High Pressure Gas Enrichment Condition, Distribution Law and Accumulation Model in Central Diapir Zone of Yinggehai Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 27(4): 1-12(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y. H., Li, X.S., Tong, C. X., et al., 2015b. High Temperature and High Pressure Natural Gas Accumulation Theory and Exploration Practice in YingQiong Basin. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Xie, Y. H., Liu, P., Huang, Z. L., 2012. Geological Condi-

tions and Pooling Process of High - Temperature and Overpressure Natural Gas Reservoirs in the Yinggehai Baisn. *Natural Gas Industry*, 32(4): 19-23(in Chinese with English abstract).

- Zhao, B. F., Chen, H. H., Kong, L., et al., 2014. Vertical Migration System and Its Control on Natural Gas Accumulation in Yinggehai Basin. *Earth Science*, 39 (9): 1323-1332(in Chinese with English abstract).
- Zhou, X. Y., Wei, K. S., 2000. Sequence Stratigraphy and Source Reservoir Cap Rock Assemblage of QDN Basin. Oil & Gas Geology, 21(3): 244-248(in Chinese with English abstract).
- Zhou, Y., Jin, Z. J., Zhu, D.Y., et al., 2012. Current Status and Progress in Research of Hydrocarbon Cap Rocks. *Experimental Petroleum Geology*, 34(3): 234-251(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 段威,陈金定,罗程飞,等,2013. 莺歌海盆地东方区块地层超 压对成岩作用的影响. 石油学报,34(6):1049-1059.
- 段威,罗程飞,黄向胜,等,2015. 莺歌海盆地LD区块地层超 压对泥岩成岩作用的影响及其地质意义. 地质科技情 报,34(4):43-50.
- 范彩伟,2018a,莺歌海大型走滑盆地构造变形特征及其地质 意义.石油勘探与开发,45(2):190-198.
- 范彩伟,2018b. 莺-琼盆地高压成因输导体系特征、识别及 其成藏过程. 石油与天然气地质,39(2):254-267.
- 冯冲,黄志龙,童传新,等,2011.莺歌海盆地莺歌海组二段泥 岩盖层封闭性综合评价.地球科学与环境学报,33(4): 373-377.
- 付广,陈章明,吕延防,等,1998.泥质岩盖层封盖性能综合评 价方法探讨.石油实验地质,20(1):80-86.
- 付广,庞雄奇,1996.利用声波时差资料研究泥岩盖层封闭能 力的方法.石油地球物理勘探,31(4):521-529.
- 付广,王有功,苏玉平,2006.超压泥岩盖层封闭性演化规律 及其研究意义.矿物学报,26(4):453-458.
- 付晓飞,吴桐,吕延防,等,2018.油气藏盖层封闭性研究现状 及未来发展趋势.石油与天然气地质,39(3):454-471.
- 郝芳,刘建章,邹华耀,等,2015.莺歌海-琼东南盆地超压层

系油气聚散机理浅析.地学前缘,22(1):169-180.

- 黄保家,2002. 莺琼盆地天然气成因类型及成藏动力学研究(博 士学位论文). 广州:中国科学院广州地球化学研究所.
- 黄银涛,姚光庆,周锋德,2016. 莺歌海盆地黄流组浅海重力 流砂体物源分析及油气地质意义. 地球科学,41(9): 1526-1542.
- 贾茹,2018. 莺琼盆地盖层完整性及与天然气成藏(硕士学位 论文).大庆:东北石油大学.
- 姜福杰, 庞雄奇, 欧阳学, 等, 2012. 世界页岩气研究概况及中 国页岩气资源潜力分析. 地学前缘, 19(2): 198-211.
- 李明诚,2004.石油与天然气运移.北京:石油工业出版社.
- 刘志杰,卢振权,张伟,等,2015. 莺歌海盆地中央泥底辟带东 方区域乐东区中深层成藏地质条件.海洋地质与第四 纪地质,35(4):49-61.
- 吕延防,付广,高大岭,等,1996.油气藏封盖研究.北京:石油 工业出版社.
- 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, 52(12): 3303-3314.
- 田冬梅,姜涛,张道军,等,2017.海底水道特征及其成因机制:以莺歌海盆地乐东区莺歌海组一段为例.地球科学,42(1):130-139.
- 万志峰,夏斌,徐力峰,等,2010. 莺歌海盆地构造演化动力学 机制探讨.海洋通报,29(6):654-657.
- 汪洋,裴健翔,刘亿,2016.莺歌海盆地东方区高温超压气藏 盖层封盖机制.华南地质与矿产,32(4):397-405.
- 谢玉洪,李绪深,童传新,等,2015a.莺歌海盆地中央底辟带 高温高压天然气富集条件、分布规律和成藏模式.中国 海上油气,27(4):1-12.
- 谢玉洪,李绪深,童传新,等,2015b.莺琼盆地高温超压天然 气成藏理论与勘探实践.北京:石油工业出版社.
- 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.
- 赵宝峰,陈红汉,孔令涛,等,2014. 莺歌海盆地流体垂向输到 体系及其对天然气成藏的控制作用. 地球科学,39(9): 1323-1332.
- 周小鹰,魏魁生,2000. QDN 盆地层序地层及生储盖组合分 析.石油与天然气地质,21(3):244-248.
- 周雁,金之钧,朱东亚,等,2012.油气盖层研究现状与认识进 展.石油实验地质,34(3):234-251.