

琼东南盆地深水区中央坳陷带东部 渐新统烃源岩分布及评价

王子嵩¹, 刘震^{1,2}, 黄保家³, 孙志鹏³, 姚哲³, 陈宇航¹, 刘鹏¹, 王兵¹

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中海油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘要:琼东南盆地深水区是中国海上油气勘探的前沿阵地和油气资源接替的重要战略选区,而确定烃源岩分布特征是深水区低勘探领域石油地质研究的首要任务。在预测及确定中央坳陷带东部渐新统烃源岩厚度、成熟度和有机相等分布特征的基础上,通过计算烃源岩体积、生气量、生气强度等,完成了烃源岩的综合评价,最终实现了富生烃凹陷的优选。研究表明:①整体上,陵水组烃源岩厚度大于崖城组,其中崖二段和陵二段为烃源岩最为发育的层段,同时泥岩沉积中心表现出从西向东、从崖城组零星分布到陵水组统一连片的演化趋势;②烃源岩热演化呈现西早东晚、现今成熟度呈现西高东低的趋势;③渐新统烃源岩质量整体较好,其中煤层为优质烃源岩,泥岩为中等—好烃源岩;崖城组主要有机相为浅海相和滨海相,而陵水组主要有机相为内、外浅海相;④宝岛凹陷、长昌凹陷和松南凹陷均达到富生气凹陷级别,但前者综合评价为最好级别,后两者则分别为较好和一般。

关键词:综合评价;分布特征;烃源岩;渐新统;中央坳陷带;深水区;琼东南盆地

中图分类号:TE122.1⁺15 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2014)03-0360-12

引用格式:Wang Zisong, Liu Zhen, Huang Baojia, *et al.* Distribution and evaluation of Oligocene source rocks in the east of Central Depression Belt in deep-water area, Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(3): 360-371. [王子嵩, 刘震, 黄保家, 等. 琼东南盆地深水区中央坳陷带东部渐新统烃源岩分布及评价[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(3): 360-371.]

0 引言

近些年,深海油气已成为世界油气的勘探前沿和主要的油气产量增长点。同时,在成熟探区取得突破越来越难,由国民经济发展和能源需求的促使,油气勘探开始从浅层向深层、从陆上向海上挺进。因此,加快我国南海深水区油气勘探势在必行。南海北部陆坡深水区油气资源前景广阔,勘探潜力巨大^[1-4]。白云凹陷深水天然气勘探取得重大突破,充分证明了我国深水油气勘探的良好前景^[5]。

琼东南盆地深水区(>500m)处于勘探早期,勘

探程度低,钻井稀少,并没有揭露凹陷深洼处古近系烃源岩,因此仅通过钻井资料难以评价古近系烃源岩并进行凹陷优选。本文通过烃源岩早期预测方法确定了渐新统烃源岩厚度、成熟度和有机相等分布特征,然后通过计算烃源岩体积、生气量和生气强度等参数,并同时参考是否有油气发现,对烃源岩进行综合评价,实现了富生烃凹陷的优选,以期琼东南盆地深水区油气早期勘探部署提供依据和指导。

1 区域地质概况

琼东南盆地介于海南岛东南和西沙群岛以北的

收稿日期:2013-05-29;修回日期:2013-08-06.

基金项目:“十二五”国家科技重大专项“南海北部深水区成藏组合评价研究”(编号:2011ZX05025-002-05)资助。

作者简介:王子嵩(1986-),男,山东潍坊人,博士研究生,主要从事油气成藏机理与分布规律的研究。E-mail:wangzisiong1986@163.com.

通讯作者:刘震(1963-),男,陕西长安人,教授,博士生导师,主要从事石油地质学和层序地层学研究和教学工作。E-mail:liuzhenjr@163.com.

海域^[6],为被动大陆边缘盆地。依基底断裂和古近系地层厚度特征,盆地可划分为北部拗陷带、中部隆起带、中央拗陷带、南部隆起带和南部拗陷带 5 个一级构造单元,组成“三拗夹两隆”的构造格局^[6](图 1)。中央拗陷带东部包括松南凹陷、宝岛凹陷和长昌凹陷,整体呈近 EW 向展布,它们大部分处于 500m 以下深水区。其中,松南凹陷西部和东部表现为北断南超的单断式箕状半地堑,中部为形态不对称的双断式地堑,而宝岛凹陷和长昌凹陷多呈形态不对称的双断式地堑。

盆地经历了古近纪裂陷期、早—中新世热沉降

期和晚中新世以来的新构造期 3 大构造演化阶段^[7-10]。在裂陷阶段,盆地依次沉积了始新统陆相岭头组、下渐新统海陆过渡相崖城组、上渐新统滨—浅海相陵水组;进入新近纪拗陷阶段,盆地接受了从滨浅海相到深海相的连续沉积,海水深度逐渐加深,沉积地层包括下中新统三亚组、中中新统梅山组、上中新统黄流组 and 上新统莺歌海组^[11-14]。盆地内部主要发育 3 套烃源岩:始新世湖相、渐新统海陆过渡相—滨浅海相和中新统半深海—深海相烃源岩^[15]。勘探研究表明,迄今为止盆地内部已发现的油气主要来自渐新统烃源岩^[15]。

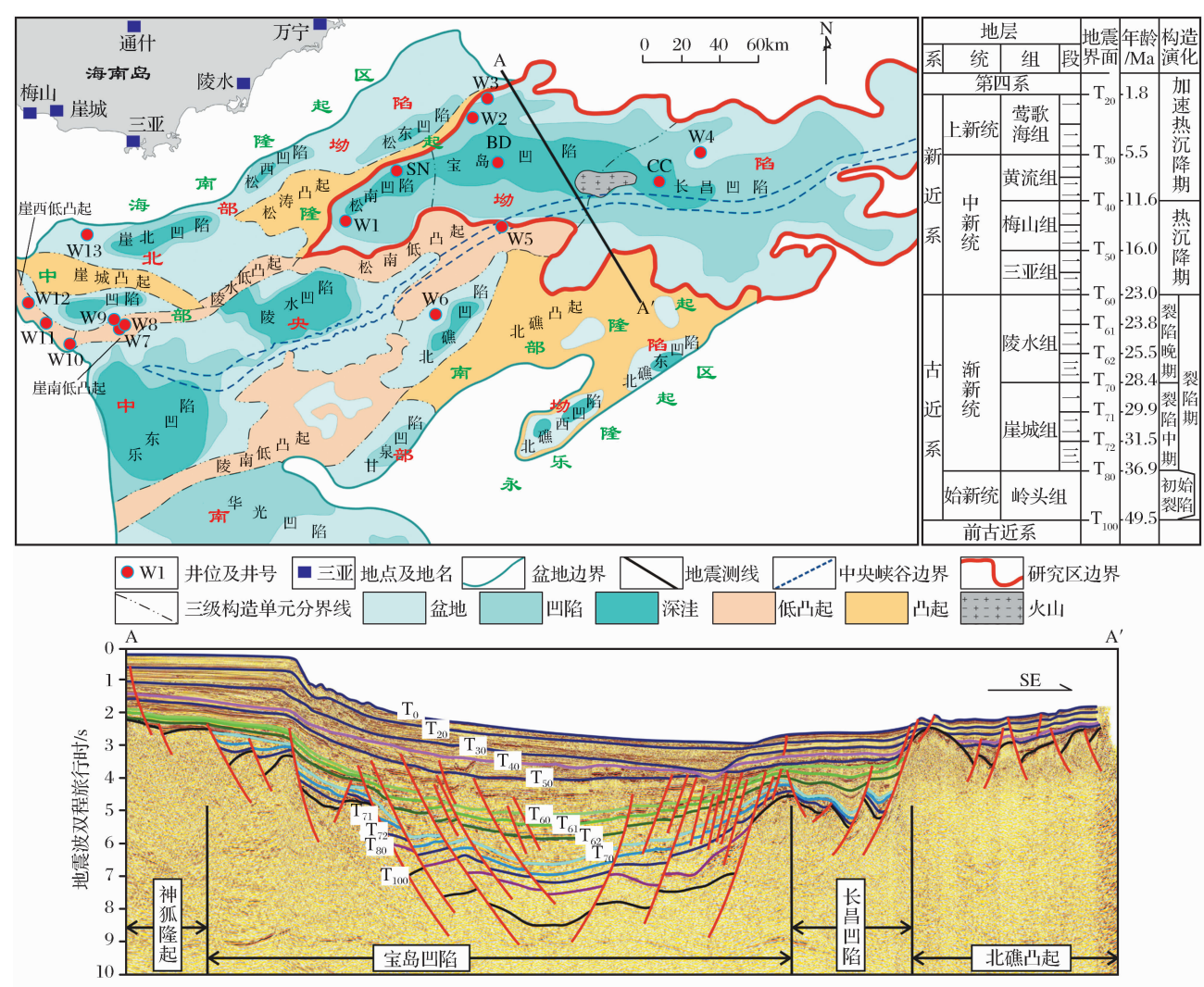


图 1 琼东南盆地构造单元划分

Fig. 1 Tectonic units division of Qiongdongnan Basin

2 烃源岩早期预测方法

在钻井资料较少的低勘探领域,烃源岩早期预测主要包括厚度、成熟度和有机相分布,它们是烃源

岩早期评价中的 3 个重要指标。

2.1 厚度预测

无论烃源岩厚度与生排烃量的具体关系如何,厚度的大小无疑影响着烃源岩的质量^[5]。

在不同岩性介质中地震波的传播速度不同,这是岩石的基本物理性质,因此可以依据地层的层速度确定砂泥岩地层的岩性组成,求取地层砂、泥岩指数,进而计算泥岩总厚度。

2.1.1 砂泥岩压实模型

砂泥岩压实模型是纯砂岩和纯泥岩的速度与埋深的关系,是地震速度—岩性预测的基础。不同构造背景下,砂泥岩压实模型会有明显的差别。因此本文研究利用松南—宝岛—长昌凹陷内部钻井和相邻钻井的测井声波时差资料制作砂泥岩压实模型(图2),分别得到纯砂岩和纯泥岩的速度—深度关系,以此关系进行地震速度—岩性分析。

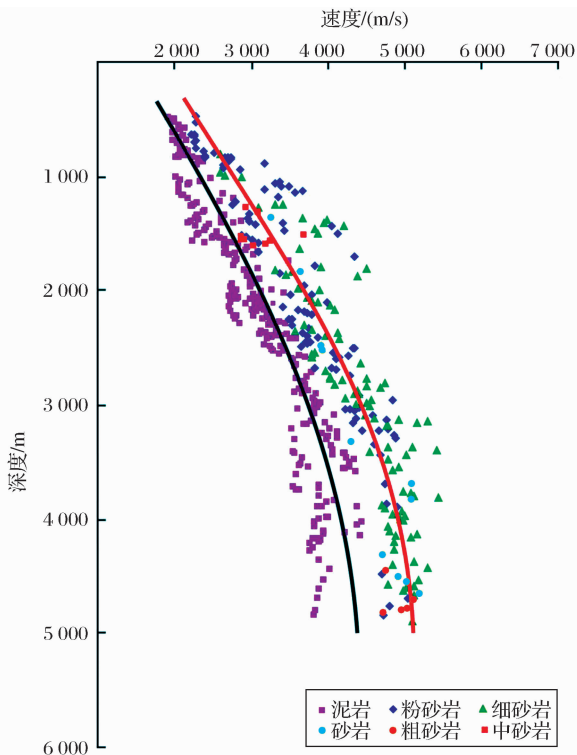


图2 中央拗陷带东部砂泥岩压实模型

Fig. 2 Compaction model of mud and sand in the east of Central Depression Belt

2.1.2 层速度计算及校正

层速度由均方根速度求取。当地层倾斜时,对叠加速度进行倾角校正得到准确的均方根速度,然后利用DIX公式,将其转换成层速度。同时,考虑到速度—岩性解释是按层位进行的,故可将其误差视为常数,将该层位谱算层速度普遍减去一个校正量,以此得到比较准确的层速度。

2.1.3 泥岩厚度

地震速度—岩性定量预测的地质模型是由砂岩和泥岩2个单元组成的理想地质体,因此可以根据

时间平均方程计算泥岩指数(泥岩含量百分比)。已知目的层段地层总厚度,利用泥岩指数与总厚度相乘,便可以得到泥岩总厚度。

需要指出,在进行地震速度—岩性分析预测时,层速度越低,表明其泥岩含量越高,因此速度较低的煤层和红层会导致泥岩含量数值的增大,即两者含量也被计算在泥岩含量中,由此计算出的泥岩厚度包括了煤层和红层。对于煤层,本身为优质烃源岩,而对于红层,要根据沉积相展布特征和其他相关资料将红层剔除,尽可能避免多解性的发生^[5]。

2.2 成熟度预测

不同热史和成熟度烃源岩的生排烃量明显不同,热演化史是烃源岩早期评价和凹陷勘探潜力分析中需要考虑的重要因素,而烃源岩成熟度是影响生排烃量大小的决定因素之一。

2.2.1 热史模拟

分别在松南凹陷、宝岛凹陷和长昌凹陷基底埋深最大处建立虚拟井(图1),借鉴和参考松南—宝岛—长昌凹陷钻井实测数据,利用美国Platte River Associate Inc研制的Basin Mod软件^[16-17],选取合适的模型和参数(表1),重建3口虚拟井烃源岩的热演化史。

2.2.2 成熟度预测

在单井热史模拟的基础上,利用盆地模拟软件对研究区27条二维地震测线进行剖面成熟史模拟,得到剖面的现今成熟度,进而确定不同层段烃源岩现今成熟度平面分布特征。

2.3 有机相预测

有机质丰度和类型在烃源岩早期评价中至关重要,是影响烃源岩生烃量的另一个决定性因素。有机相研究在低勘探领域的烃源岩评价中是比较适用的^[18]。低勘探领域有机相研究的思想是依次实现地震相—沉积相—有机相的转化:利用地震相和单井沉积相之间的标定关系,将地震相分布转化为沉积相分布,之后利用沉积相和有机相对应关系确定有机相的地球化学特征、类型及其分布特征。

3 烃源岩分布特征

运用烃源岩早期预测方法得到研究区渐新统烃源岩厚度、成熟度和有机相分布特征。

3.1 厚度

总体上,渐新统各层段泥岩主要分布在各凹陷深洼处,凹陷边缘或斜坡带泥岩厚度相对较薄。同时,陵水组泥岩厚度大于崖城组泥岩厚度,其中,陵三段因沉积时间最长泥岩厚度最大,陵二段和崖二

段次之,但后两者泥岩百分含量最高,即:烃源岩最为发育,而崖一段厚度最小。另外,泥岩厚度相对高

值区表现出从西向东、从崖城组零星分布到陵水组统一连片的演化趋势(图 3)。

表 1 单井模拟采用的主要模型和主要参数
Table 1 Main models and indexes in well-modeling

项目		本次研究所用的模型和古热流值										
系统 模块	主要 模型	地层埋藏史					热演化史			生烃量史		
		压实模型		渗透率模型			LLNL-Easy R_o 法			化学动力法		
地层厚度及年代		最新层序地层研究成果										
地层岩性		研究区内部钻井实测资料										
孔渗参数及成熟度												
古热	时间/Ma	49.5	45	36	32	28.4	23	16	10.5	5.5	2	0
流值	大地热流/(mW/m ²)	48	49	50	51	52.5	54.5	52.5	51.5	53.5	67	65

注:大地热流值据参考文献[19]确定

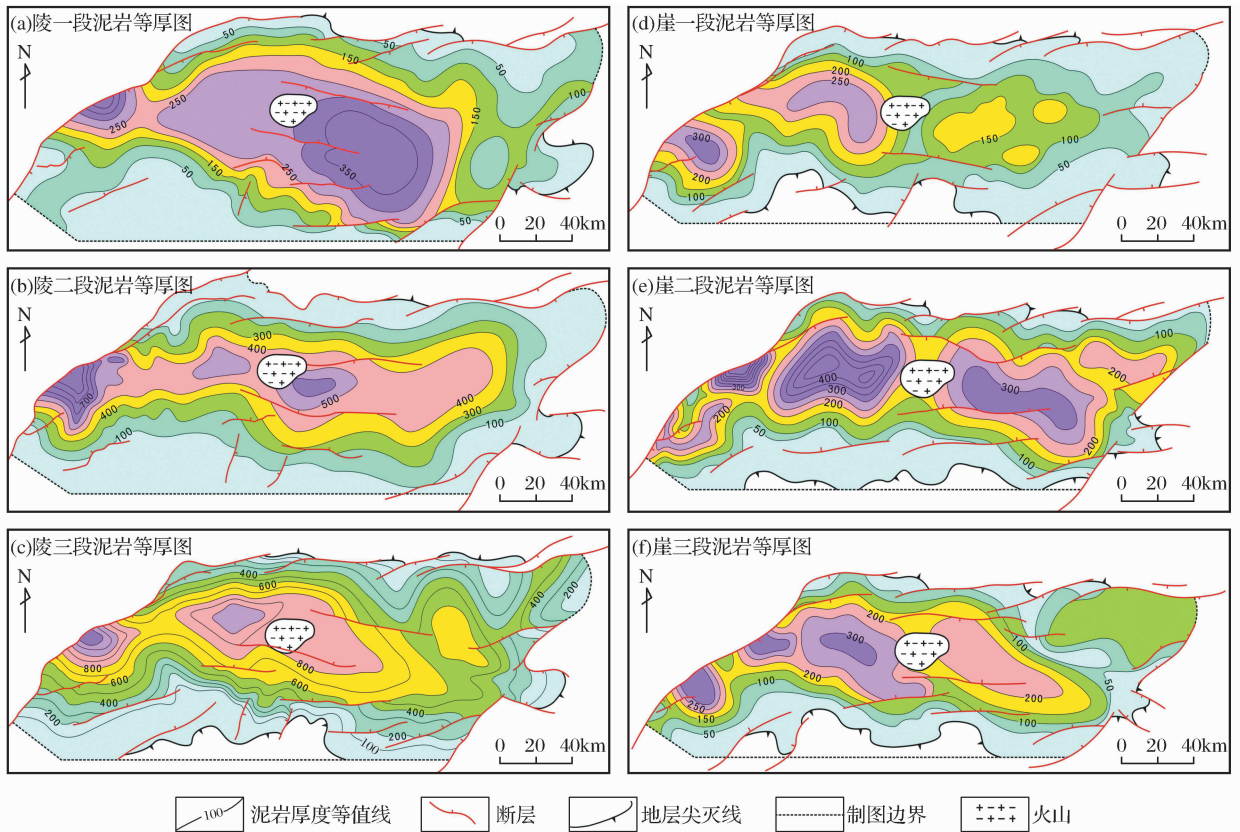


图 3 中央拗陷带东部渐新统泥岩厚度分布特征

Figure 3 Thickness distribution characteristics of Oligocene source rocks in the east of Central Depression Belt

构造演化决定沉积特征,由此造成各层段泥岩厚度分布特征不同。盆地古近纪断陷演化分为初始裂陷期、裂陷中期和裂陷晚期 3 个阶段(图 1),分别对应始新统、崖城组和陵水组。盆地在崖城组沉积时期发生海侵(图 4),表现为海陆过渡相沉积环境,沉积面积相对始新统明显扩大,但仍有部分凸起区

遭受剥蚀。崖三段沉积时期,构造沉降大于沉积供给[20],海侵开始发生,相对海平面升高,可容纳空间充足[21],造成凹陷中部大面积发育大套泥岩,此时厚度相对高值区主要呈 NW 向延伸,数量上宝岛凹陷具统一沉积中心,而松南凹陷和长昌凹陷都具有东西 2 个沉积中心,但长昌凹陷以靠近宝岛凹陷的

沉积中心为主;进入崖二段沉积时期,构造沉降远大于沉积供给,海侵进一步发生,相对海平面迅速升高,可容纳空间迅速增加到远超过崖三段,因此泥岩发育程度变高,且泥岩沉积范围和高值区分布范围明显扩大,但该时期沉积中心基本继承了崖三段的分布格局;海水在崖一段沉积时期由于构造沉降小于沉积供给,发生持续海退,可容纳空间不足,泥岩厚度和分布范围减小,同时松南凹陷演变为具统一的沉积中心,长昌凹陷东部沉积中心消失,西部沉积中心被分隔为多个次级中心,其走向也变为 NEE 向。崖城组发育多个泥岩厚度高值区、多个沉积中心的原因在于其继承了始新统“群山群湖”的构造和沉积格局。另外,松南凹陷、宝岛凹陷沉积中心泥岩厚度明显大于长昌凹陷,说明该时期研究区的沉积沉降中心主要分布在西部。

陵水组 3 个时期构造沉降和沉积供给的关系以

及相对海平面和可容纳空间的演变趋势与崖城组颇为相似,不同的是泥岩的厚度和分布范围以及沉积中心的演变。盆地进入裂陷晚期,研究区沉降速率加快、物源充足、沉积时间较长,因此泥岩厚度大于崖城组;同时海侵持续发生,陵水组沉积环境演变为滨浅海相,该时期仅南部北礁凸起和北部神狐隆起遭受剥蚀,因此陵水组泥岩发育范围明显大于崖城组。该时期盆地具有断拗性质,强烈的断陷作用逐渐变为快速沉降的拗陷作用,沉积中心逐渐趋于统一,而陵水组主要泥岩厚度高值区逐渐由松南凹陷、宝岛凹陷向长昌凹陷迁移,说明该时期沉积中心逐渐从西部断裂带附近向东部拗陷带迁移,这进一步印证了盆地断—拗作用的转变。

此外,渐新统泥岩厚度相对高值区的连线大体呈现“S”型,反映了基底裂开时的形态和松南凹陷—宝岛凹陷—长昌凹陷的基本走向。

地层					岩性	岩性特征	沉积相	界面年龄 /Ma	层序		相对海平面变化升降	沉积旋回
系	统	组	段	代号					二级	三级		
古近系	渐新统	陵水组	一	E ₃ I ₁	浅灰色、灰白色砾状细砂岩、中粗砂岩与深灰色泥岩不等厚互层,局部减砂质灰岩	滨浅海相	23.3	SSQ3	SQEI ₁	相对海平面变化升降	沉积旋回	
			二	E ₃ I ₂	岩性较细,为灰色、深灰色厚层泥岩、砂质泥岩夹浅灰色薄层泥质砂岩、粉细砂岩、细砂岩		23.8		SQEI ₂			
			三	E ₃ I ₃	灰白色、浅灰色含砾不等粒砂岩、砾状砂岩、中砂岩夹薄层深灰色泥岩	25.5	SQEI ₃					
	下统	崖城组	一	E ₃ Y ₁	灰白色砾状砂岩、含砂质泥岩与泥岩的不等厚互层,局部见薄煤层	半封闭浅海—海岸平原相	28.4	SSQ2	SQEy ₁			
			二	E ₃ Y ₂	岩性较细,以深灰色泥岩为主,夹砂岩,上部见一大套纯泥岩,局部夹薄煤层		29.9		SQEy ₂			
			三	E ₃ Y ₃	岩性较粗,为灰白色砂质砾岩、砾状砂岩、粉细砂岩与浅灰色泥岩互层,夹薄煤层和炭屑	31.5	SQEy ₃					
						36.0						

图 4 琼东南盆地渐新统综合柱状图

Fig. 4 Integrated column of Oligocene in Qiongdongnan Basin

3.2 成熟度

3.2.1 热史特征

不同凹陷渐新统烃源岩演化史存在明显差异(图 5)。整体上,松南凹陷—宝岛凹陷—长昌凹陷渐新统内同一层段烃源岩达到同一成熟度的时间西早东晚,在同一地质时间的成熟度西高东低。以崖城组为例,松南凹陷进入低成熟、中成熟、高成熟和过成熟的时间分别为 26Ma、22Ma、18Ma 和 3.1Ma,即在陵三段沉积末期已经成熟,在三亚组沉积时期已达到中—高成熟阶段,而宝岛凹陷演化时间相对落后;在陵二段沉积晚期成熟,三亚组沉积末期、黄流组沉积

末期和乐东组沉积早期分别达到中成熟、高成熟和过成熟,长昌凹陷演化时间则更晚。

3.2.2 成熟度平面分布特征

烃源岩热史演化西早东晚决定了各层段现今成熟度总体表现为西高东低,靠近西部 2 号断裂带下降盘成熟度最高,向东成熟度逐渐降低(图 6)。成熟度相对高值区主要集中在凹陷深洼处,且以沿 2 号断裂带分布的高值区成熟度增加最快。

陵水组一段成熟度范围较小,分布在松南凹陷和宝岛凹陷深洼处,主要处于低成熟阶段;陵二段成熟范围有所扩大,但仍主要分布在松南凹陷—宝岛

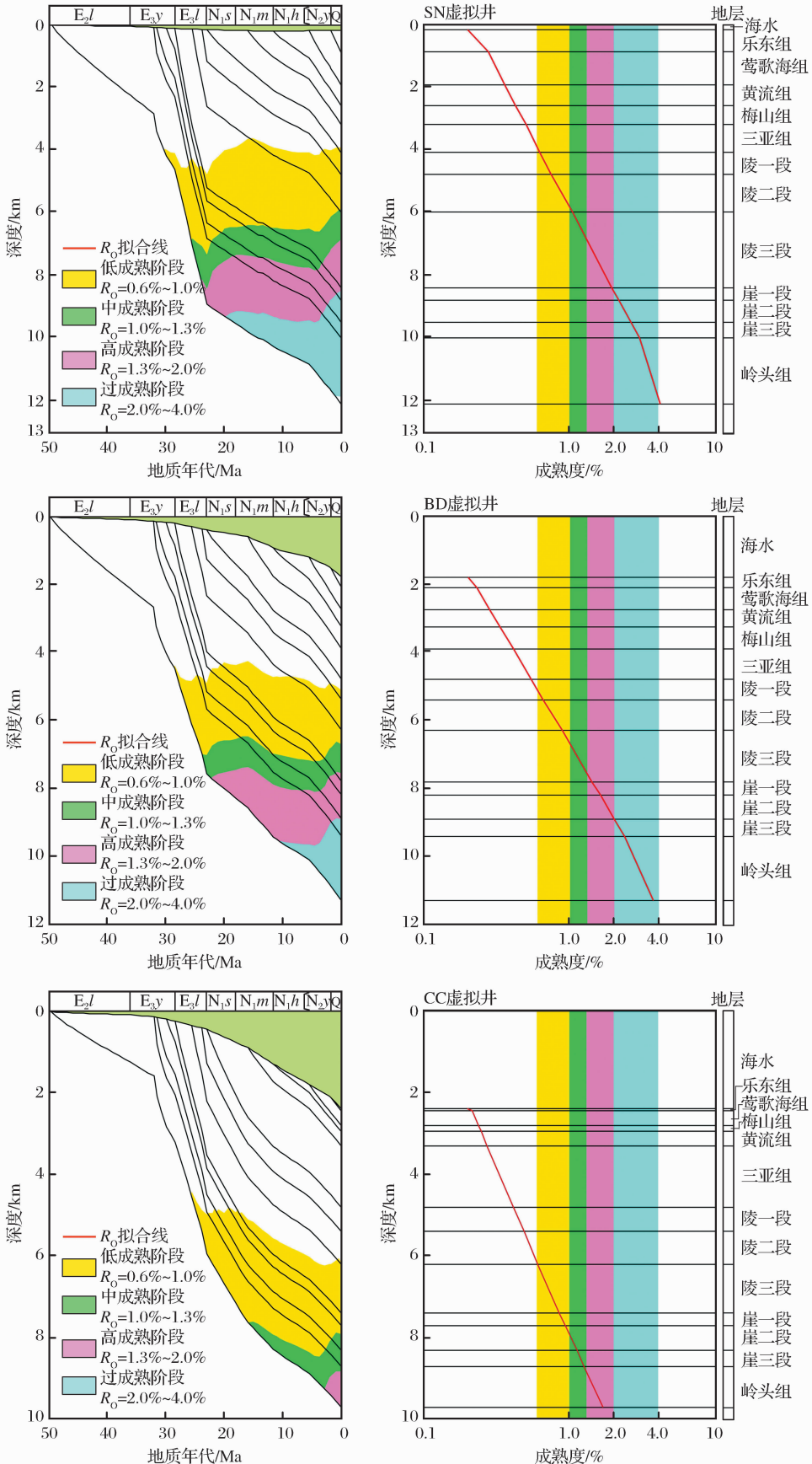


图5 中央拗陷带东部虚拟井烃源岩成熟史(左图:成熟度演化模拟剖面;右图:现今成熟度模拟剖面)

Fig 5 Maturity histories of virtual wells in the east of Central Depression Belt

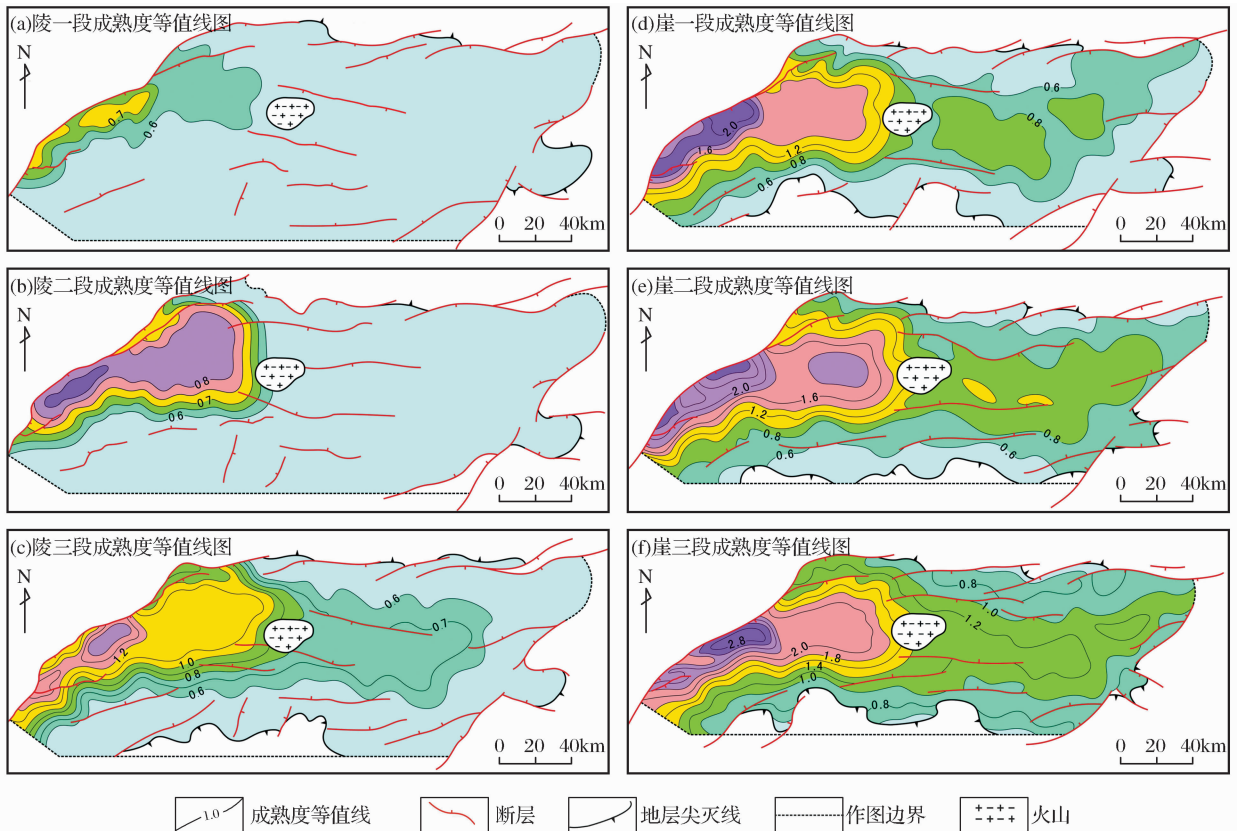


图 6 中央拗陷带东部渐新统烃源岩现今成熟度分布特征

Fig. 6 Maturity distribution characteristics at present of Oligocene source rocks in the east of Central Depression Belt

凹陷,且成熟度仍然较低;进入陵三段成熟范围增加明显,不仅松南凹陷—宝岛凹陷大部分地区成熟进入低—中成熟阶段,而且长昌凹陷中部也有部分进入低成熟阶段。从陵三段到崖一段松南凹陷—宝岛凹陷成熟度增加明显,两者深部均已达到中—高成熟阶段,而长昌凹陷成熟度增加微弱;到崖二段整个拗陷基本上全部成熟,且松南凹陷深洼处已达过成熟阶段,宝岛凹陷中部处于高成熟阶段,而长昌凹陷成熟度仍处于低成熟阶段;在崖三段,不仅拗陷内部达到中等成熟以上,而且拗陷周围(低)凸起上地层也已成熟,该段松南凹陷成熟度最高值接近3.0%,宝岛凹陷最高大2.0%以上,而长昌凹陷成熟度低于1.3%。

渐新统烃源岩热演化史西早东晚、成熟度西高东低的主要原因是:始新统沉积之后,渐新统埋藏到同一深度的时间西早东晚、在同一地质时期相同层段埋藏的深度西深东浅。进入陵水组沉积时期,松南凹陷因2号断层的强烈活动构造沉降较快^[22],向宝岛凹陷、长昌凹陷方向构造沉降速率依次降低,因此松南凹陷陵水组沉积厚度剧厚,宝岛凹陷、长昌凹陷相对较薄。在陵水组沉积过程中,崖城组底部埋

深始终表现为西部最深、东部最浅的变化趋势,因此松南凹陷崖城组成熟时间最早,宝岛凹陷次之,而长昌凹陷未成熟。进入三亚组—梅山组热沉降时期,工区构造沉降速率变化趋势变为从西向东逐渐增大,造成长昌凹陷崖城组埋深稍微超过宝岛凹陷,但此时物源供给小于构造沉降,前者上覆水深增大超过后者,导致前者崖城组相对埋深(海底以下深度)仍然小于后者,因此长昌凹陷崖城组演化继续落后于宝岛凹陷,而松南凹陷崖城组始终埋藏最深、热演化最早。从黄流组沉积时期至现今,断陷进入快速热沉降期,宝岛凹陷沉降速率最大,松南凹陷最小。该时期宝岛凹陷崖城组埋深又超过长昌凹陷,而宝岛凹陷仍然埋藏最深,由此崖城组现今埋藏深度表现出从松南凹陷向长昌凹陷逐渐变浅。同时,由于沉积供给远小于构造沉降,且从西向东逐渐变少,导致现今海水从松南凹陷向长昌凹陷东部迅速加深(图7)。绝对埋深和上覆水深两个因素共同造成了各凹陷崖城组相对埋深西深东浅的差距,这种差距造成了热演化史西早东晚、现今成熟度西高东低的状态。陵水组地层埋藏演化呈现出同样的趋势,不同凹陷热演化史的差异与崖城组相同。

3.3 有机相

3.3.1 有机相地球化学特征

利用中央拗陷带内部及附近钻井实测资料,统计了不同沉积环境的地球化学指标,对应得到不同有机相地球化学特征(表2)。需要指出,崖城组为海陆过渡相沉积,由于该时期海水深度较陵水组滨浅海相浅,因此外浅海相和内浅海相区分不明显。同时,在(扇)三角洲沉积相中,烃源岩主要发育在(扇)三角洲前缘和前三角洲亚相,其中,崖城组主要

发育扇三角洲前缘亚相,而陵水组既发育扇三角洲前缘亚相又发育三角洲前缘和前三角洲亚相。

总体上,崖城组和陵水组烃源岩有机质丰度较高,但是受到沉积环境的明显控制,表现出较强的非均质性^[23],以海岸平原相和(扇)三角洲前缘、前三角洲亚相有机质丰度最高,生烃潜力较好。

崖城组海陆过渡相烃源岩质量受沉积环境影响较大,形成的有机相主要有扇三角洲前缘D相、海岸平原C相(包括泥岩C₁相和煤层C₂相)、滨海B相

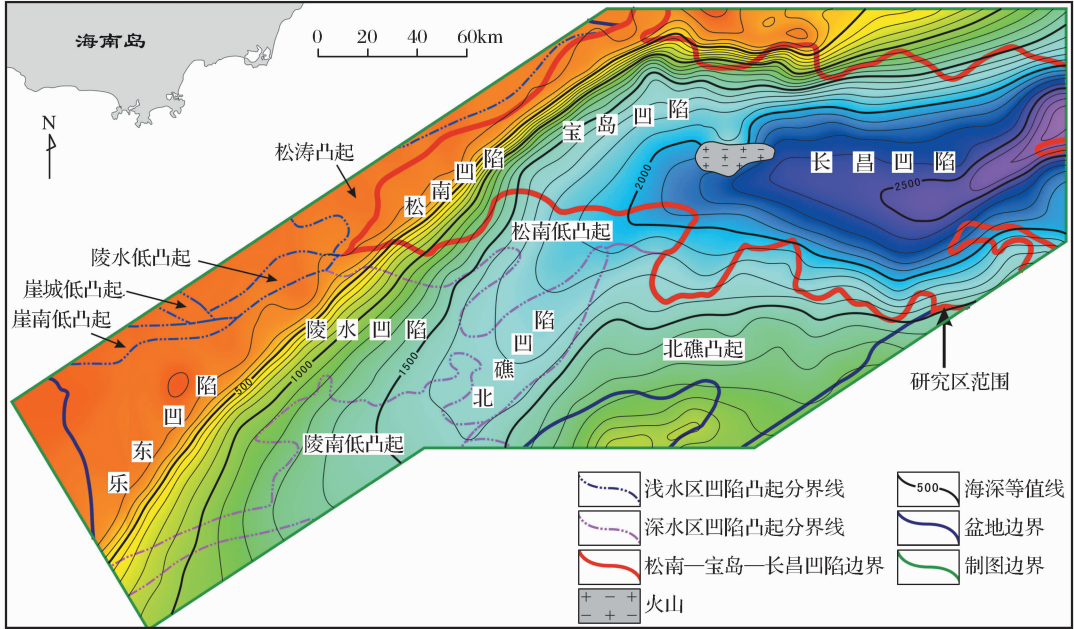


图7 琼东南盆地深水区现今海水深度分布特征

Fig. 7 Depth distribution characteristic of sea water at present in Deep-water area of Qiongdongnan Basin

表2 琼东南中央拗陷带有机相地球化学特征

Table 2 Geochemistry characteristics of Organic facies in the Central Depression Belt

有机相类型	A		B	C		D
	A ₁	A ₂		C ₁ (泥岩)	C ₂ (煤系)	
	浅海相		滨海相	海岸平原相		(扇)三角洲前缘、前三角洲亚相
	外浅海相	内浅海相				
滨海相	有机碳含量/%	0.28~1.22 0.72/30	0.2~1.01 0.51/70	0.12~1.46 0.58/52	—	0.32~1.56 0.93/34
	生烃潜量/(mg/g)	1.31~2.49 1.9/3	0.08~4.26 1.38/50	0.08~6.89 1.33/20	—	0.18~2.0 1.21/29
	母质类型	腐殖型—混合型	腐殖型—混合型	腐殖型—混合型	—	腐殖型
	干酪根类型	II ₂ 、III	II ₂ 、III	II ₂ 、III	—	III
海陆过渡相	有机碳含量/%	0.34~1.71 0.68/24	0.28~2.53 0.7/26	0.08~2.89 0.7/62	3.16~20.8 7.78/9	0.15~2.2 1.02/10
	生烃潜量/(mg/g)	0.31~1.48 0.88/26	0.09~2.61 1.0/10	0.08~6.14 1.56/37	2.56~24.3 12.9/3	0.05~6.35 1.7/43
	母质类型	腐殖型—混合型		腐殖型—混合型	腐殖型	腐殖型
	干酪根类型	II ₂ 、III		II ₂ 、III	III	III

注: 0.05~6.35 = 最小值~最大值
1.7/43 = 平均值/样品数; 以上数据根据中央拗陷带及附近共13口钻井实测资料统计(钻井位置见图1)。

和浅海 A 相。从地球化学特征分析,5 种有机相质量依次为 C₂ 相 > D 相 > C₁ 相 > B 相 > A 相。其中,崖城组煤系地层主要发育在海岸平原等低能氧化环境^[24],有机质丰度最高、生烃潜量最大,为优质烃源岩,而其他有机相海相泥岩有机质主要以高等植物混源输入为主,因距离物源远近不同,地球化学指标存在差异,其中,D 相达到好烃源岩标准,而其他泥岩为中等烃源岩(烃源岩级别划分主要以有机碳含量为标准)^[25]。

陵水组滨浅海相泥岩质量也受到沉积环境的控制,距离物源较近的(扇)三角洲前缘和前三角洲亚相有机质丰度最高,而滨海和内浅海陆源输入不足,并且缺少低等水生生物的贡献,导致 B 相和 A₂ 相有机质丰度较低。对于外浅海,水动力作用弱,且发育底栖藻类等水生生物,A₁ 相有机质保存条件好,有机质丰度有所增高。中央坳陷带并没有钻遇陵水组海岸平原相,但是推测其应该与崖城组相当。因此,6 种有机相质量依次为 C₂ 相 > D 相 > A₁ 相 > C₁ 相 > B 相 > A₂ 相,其中,除 C₂ 相外,其他均为中等烃源岩。

3.3.2 有机相平面分布特征

盆地在渐新世发生海侵,总体上海水深度逐渐增加,沉积范围逐渐扩大,沉积环境由海陆过渡相逐

渐演变为滨浅海相,因此有机相发育也呈现出从海岸平原相—滨海相—浅海相逐渐向滨海—浅海相演变的过程。

崖三段沉积时期,海侵刚开始发生(图 4),断陷内部相对水深小,主要发育滨海 B 相,浅海 A 相仅局限分布在深洼处,海岸平原 C 相主要分布在松南低凸起和北礁凸起上,其平面展布规模大,而扇三角洲 D 相主要分布在凹陷边缘靠近(低)凸起,因此时隆凹格局明显,地形相差大,扇三角洲发育数量多。进入崖二段沉积时期,海侵继续导致海水加深,浅海 A 相发育面积扩大,滨海 B 相和海岸平原 C 相向凹陷边缘退缩,面积均减小,此时由于沉积范围和水深的增大,剥蚀区数量和面积减小,扇三角洲 D 相的分布数量和规模均有所减小(图 8)。经历快速海退之后在崖一段进一步发生海侵,但构造沉降小于沉积供给^[20],相对水深不及崖二段,A 相随之缩小,但 B 相和 C 相规模增大,尤其是 C 相,其发育面积达到最大,凹陷边缘 D 相也在沉积供给充足的情况下发育数量和规模增加。进入陵水期,相对海深超过崖城期,剥蚀区基本消亡,地形逐步平缓,沉积范围逐渐扩大,主要发育有机相为浅海 A 相。陵三段沉积时期,物源供给充足,因此周缘 D 相较为发育,数量明显多,且发育大型(扇)三角洲,而 B 相和 C 相发

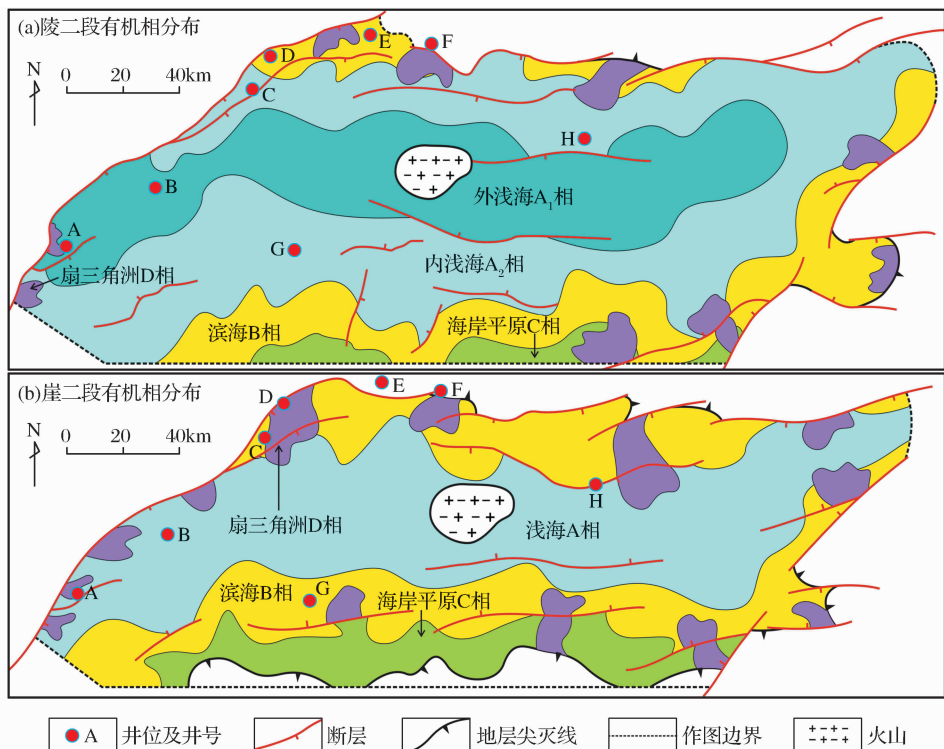


图 8 中央坳陷带东部崖二段和陵二段有机相分布特征

Fig 8 Organic facies distribution characteristics of Ya-2 and Ling-2 members in the east of Central Depression Belt

育程度相对于崖一段有所降低,C相仅小范围分布在凸起上,凹陷内部大面积发育A₁相和A₂相。陵二段是继崖二段以来的又一个相对水深较深期,此时A相基本占据了整个凹陷(图7),B相和C相后退到凸起上,凹陷边缘呈零星分布,D相发育程度也减弱。相对各自的下伏层段,陵一段与崖一段表现类似,各有机相界线向凹陷中部收缩,因此A₁相和A₂相面积减小,而B相、C相面积增大,但两者发育程度仍不及崖城组,D相也略有增加。

4 烃源岩综合评价

在确定渐新统烃源岩厚度、成熟度和有机相等分布特征的基础上,利用成因法中的有机碳法,按照不同有机相求取不同层段的生气量,进而确定凹陷总生气量,并最终对烃源岩做出综合评价和凹陷优选。

计算结果表明(表3),长昌凹陷具有最大的生气量,宝岛凹陷次之,而松南凹陷生烃量较小,但是因为凹陷面积的较大差异,松南凹陷生气强度反而最大,长昌凹陷生气强度最小。按照生气强度,3个凹陷均具有形成大中型气田的潜力^[26-28],达到富生气凹陷级别(生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[28]),但仍存在优劣差异。综合考虑各个参数,并结合凹陷内部现今是否存在油气发现,对3个凹陷富生烃凹陷级别做出综合评价。宝岛凹陷烃源岩体积适中、成熟度较大,且生气量和生气强度与最大者相差不大,同时凹陷内部已发现典型气藏,因此综合评价为最好级别;长昌凹陷烃源岩体积最大、生气量最大,但是生气强度最小,综合评价为较好级别,而松南凹陷具有最大的生气强度,源岩体积和生气量却最小,综合评价为一般级别。

表3 中央坳陷带东部渐新统烃源岩综合评价参数统计

Table 3 Parameters for synthetically evaluation of Oligocene source rocks in the east of Central Depression Belt

参数	松南凹陷	宝岛凹陷	长昌凹陷
烃源岩体积/ km^3	1 452	4 612	8 555
有机质丰度/%	0.3~1.59	0.33~1.41	0.42~1.32
成熟度/%	0.6~3.0	0.6~2.2	0.6~1.4
生气强度/ $(\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2)$	65.8	69.8	31.5
生气量/ $(\times 10^{12} \text{ m}^3)$	12.7	51.0	50.7
是否发现油气	无	气藏	无
富生气凹陷级别	一般	最好	较好

注:有机质丰度根据中央坳陷带内6口钻井泥岩实测资料统计(钻井位置见图1,W1-W6)

5 结论

(1)针对烃源岩厚度、成熟度和有机相分布的烃源岩早期预测方法适用于钻井资料较少的琼东南深水区。

(2)渐新统烃源岩较为发育,陵水组烃源岩厚度整体大于崖城组,其中崖二段和陵二段因为沉积时期可容纳空间最大,烃源岩最为发育,同时泥岩沉积中心表现为从西向东、由崖城组多个中心到陵水组统一中心的演化趋势。

(3)烃源岩热演化呈现西早东晚、现今成熟度呈现西高东低的趋势,其中松南凹陷—宝岛凹陷—长昌凹陷崖城组(底部)依次在陵三段、三亚组二段、莺歌海组二段沉积时期达到中成熟,在三亚组一段、黄流组二段和第四系沉积时期达到高成熟;而松南凹陷—宝岛凹陷陵水组(底部)进入中成熟的时间为三亚组二段和莺歌海组二段沉积时期,长昌凹陷陵水组现今仍处于低成熟状态。导致这种趋势出现的原因是:渐新统烃源岩埋藏到同一深度的时间西早东晚、在同一地质时期相同层段埋藏的深度西深东浅。

(4)渐新统烃源岩质量整体较好,煤系地层为优质烃源岩,崖城组扇三角洲(冲积扇)相为好烃源岩,而其他有机相泥岩为中等烃源岩;在海侵过程中,渐新统烃源岩有机相逐渐从海岸平原相—滨海相—浅海相向滨—浅海相演变,因此崖城组主要有机相为滨海相和浅海相,而陵水组主要有机相为内浅海相和外浅海相。

(5)3个凹陷均达到富生气凹陷级别,但宝岛凹陷因生气量和生气强度均较好综合评价为最好级别,而长昌凹陷和宝岛凹陷分别因为面积最大和最小在生气强度和生气量方面欠佳,级别分别评价为较好和一般。

参考文献(References):

- [1] Li Xianghui, Wang Chengshan, Jin Wei, *et al.* A review on deep-sea sedimentation theory; Significances to oil-gas exploration[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(1): 77-86. [李祥辉,王成善,金玮,等.深海沉积理论发展及其在油气勘探中的意义[J].沉积学报,2009,27(1):77-86.]
- [2] Lei Chao, Ren Jianye, Li Xushen, *et al.* Structural characteristics and petroleum exploration potential in the deep-water area of the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 560-569. [雷超,任建业,李绪深,等.琼东南盆地深水区结构构造特征与油气勘探潜力[J].石油勘探与开发,2011,38(5):560-569.]
- [3] Lin Wen, Zhou Yingquan. Progress of deep water hydrocarbon

- exploration worldwide and the exploration in the deepwater region of northern South China Sea[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2009, 48(6): 601-620. [林闻, 周金应. 世界深水油气勘探新进展与南海北部深水油气勘探[J]. 石油物探, 2009, 48(6): 601-620.]
- [4] Wang Zhenfeng, Li Xushen, Sun Zhipeng, *et al.* Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential in the deepwater region, Qiongdongnan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2011, 23(1): 7-13. [王振峰, 李绪深, 孙志鹏, 等. 琼东南盆地深水区油气成藏条件和勘探潜力[J]. 中国海上油气, 2011, 23(1): 7-13.]
- [5] Liu Zhen, Chang Mai, Zhao Yang, *et al.* Method of early prediction on source rocks in basins with low exploration activity [J]. *Earth Science Frontiers*, 2007, 14(4): 159-167. [刘震, 常迈, 赵阳, 等. 低勘探程度盆地烃源岩早期预测方法研究[J]. 地学前缘, 2007, 14(4): 159-167.]
- [6] Xu Huaizhi, Cai Dongsheng, Sun Zhipeng, *et al.* Filling characters of central submarine canyon of Qiongdongnan Basin and its significance of petroleum geology[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2012, 86(4): 641-650. [许怀智, 蔡东升, 孙志鹏, 等. 琼东南盆地中央峡谷沉积充填特征及油气地质意义[J]. 地质学报, 2012, 86(4): 641-650.]
- [7] Gong Zaisheng. *The Super Oil and Gas Fields in Offshore of China*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 167-172. [龚再升. 中国近海大油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 167-172.]
- [8] Tao Weixiang, He Shibin, Zhao Zhigang, *et al.* Reservoir distribution in deepwater area of the Qiongdongnan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 28(6): 554-559. [陶维祥, 何仕斌, 赵志刚, 等. 琼东南盆地深水区储层分布规律[J]. 石油实验地质, 2006, 28(6): 554-559.]
- [9] Zhao Min, Zhang Xiaobao, Ji Liming, *et al.* Characteristics of tectonic evolution in the Qiongdongnan Basin and brief discussion about its controlling on reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3): 494-502. [赵民, 张晓宝, 吉利明, 等. 琼东南盆地构造演化特征及其对油气藏的控制浅析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 494-502.]
- [10] Zhang Gongcheng. Tectonic evolution of deepwater area of northern continental margin in South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 528-533. [张功成. 南海北部陆坡深水区构造演化及其特征[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 528-533.]
- [11] Li Xuxuan, Liu Baoming, Zhao Junqing. Paleogene sequence configuration, depositional filling pattern and hydrocarbon-generation potential in Qiongdongnan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas: Geology*, 2007, 19(4): 217-223. [李绪宣, 刘宝明, 赵俊青. 琼东南盆地古近纪层序结构、充填样式及生烃潜力[J]. 中国海上油气: 地质, 2007, 19(4): 217-223.]
- [12] Shao Lei, Li Ang, Wu Guoxuan, *et al.* Evolution of sedimentary environment and provenance in Qiongdongnan Basin in the northern South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 548-552. [邵磊, 李昂, 吴国瑄, 等. 琼东南盆地沉积环境及物源演变特征[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 548-552.]
- [13] Xiao Jun, Wang Hua, Jiang Hua, *et al.* Characteristics and controlling factors of the reservoirs of low stand system tract in Tertiary, Qiongdongnan Basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2008, 30(2): 9-13. [肖军, 王华, 姜华, 等. 琼东南盆地第三系低位储层特征及其控制因素[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(2): 9-13.]
- [14] Yuan Yusong, Yang Shuchun, Hu Shengbiao, *et al.* Tectonic subsidence of Qiongdongnan Basin and its main control factors[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2008, 51(2): 376-383. [袁玉松, 杨树春, 胡圣标, 等. 琼东南盆地构造沉降史及其主控因素[J]. 地球物理学报, 2008, 51(2): 376-383.]
- [15] Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Li Youchuan. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation of Paleogene Oligocene source rocks in Qiongdongnan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(4): 700-708. [李文浩, 张枝焕, 李友川, 等. 琼东南盆地古近系渐新统烃源岩地球化学特征及生烃潜力分析[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(4): 700-708.]
- [16] Cao Qiang, Ye Jiaren, Shi Wanzhong, *et al.* Preliminary prediction and evaluation of source rocks in low-exploration basins: A case study on the northeast sag of the Northern South Yellow Sea Basin in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 522-529. [曹强, 叶加仁, 石万忠, 等. 低勘探程度盆地烃源岩早期评价——以南黄海北部盆地东北凹为例[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 522-529.]
- [17] Liu Wenchao, Ye Jiaren, Lei Chuang, *et al.* Geothermal and maturation histories modeling of the source rocks in the Ledong sag, Qiongdongnan Basin[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2011, 30(6): 110-115. [刘文超, 叶加仁, 雷闯, 等. 琼东南盆地乐东凹陷烃源岩热史及成熟史模拟[J]. 地质科技情报, 2011, 30(6): 110-115.]
- [18] Mi Lijun, Liu Zhen, Zhang Gongcheng, *et al.* Early forecast and evaluation study on chief source rock in Baiyun Sag[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(1): 139-146. [米立军, 刘震, 张功成, 等. 南海北部深水白云凹陷古近系烃源岩的早期预测[J]. 沉积学报, 2007, 25(1): 139-146.]
- [19] Lei Chuang. Study on Hydrocarbon Accumulation Mechanism in Deep Water Areas of Qiongdongnan Basin[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2011: 9-23. [雷闯. 琼东南盆地深水区油气成藏机制研究[D]. 武汉: 中国地质大学, 2011: 9-23.]
- [20] Zhong Zhihong, Wang Liangshu, Li Xuxuan, *et al.* The Paleogene basin-filling evolution of Qiongdongnan Basin and its relation with seafloor spreading of the South China Sea[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2004, 24(1): 29-36. [钟志洪, 王良书, 李绪宣, 等. 琼东南盆地古近纪沉积充填演化及其区域构造意义[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2004, 24(1): 29-36.]
- [21] Wang Dongdong, Li Zengxue, Zhang Gongcheng, *et al.* Base level cycles division and switch mechanism of oligocene epoch Yacheng Formation in Qiongdongnan Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2011, 40(4): 576-

583. [王东东,李增学,张功成,等. 2011. 琼东南盆地渐新世崖城组基准面旋回划分与转换机制[J]. 中国矿业大学学报, 2011,40(4):576-583.]
- [22] Lin Haitao, Ren Jianye, Lei Chao, *et al.* Tectonic transfer zone of No. 2 fault and its controls on sandbody distribution in the Qiongdongnan Basin[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2010, 34(3):308-316. [林海涛,任建业,雷超,等. 琼东南盆地2号断层构造转换带及其对砂体分布的控制[J]. 大地构造与成矿学, 2010,34(3):308-316.]
- [23] Liu Chuanlian. Sedimentary environment and micro-sediment characteristics of Oligocene source rocks in Qiongdongnan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4):573-578. [刘传联. 琼东南盆地渐新统烃源岩微观沉积特征与沉积环境[J]. 石油学报, 2010,31(4):573-578.]
- [24] Mi Lijun, Wang Dongdong, Li Zengxue, *et al.* High-resolution sequence stratigraphic framework and coal-forming features in Yacheng Formation of Qiongdongnan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010,31(4):534-541. [米立军,王东东,李增学,等. 琼东南盆地崖城组高分辨率层序地层格架与煤层形成特征[J]. 石油学报, 2010,1(4):534-541.]
- [25] Liu Guangdi, Zhang Houfu, Gao Xianzhi, *et al.* Petroleum Geology[M]. Edition 4. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 157-160. [柳广弟,张厚福,高先志,等. 石油地质学[M]. 第四版. 北京:石油工业出版社, 2009.]
- [26] Huang Baojia. Gas potential and its favorable exploration areas in Qiongdongnan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 1999, 19(1):34-39. [黄保家. 琼东南盆地天然气潜力及有利勘探方向[J]. 天然气工业, 1999, 19(1):34-39.]
- [27] Huang Baojia, Li Xushen, Wang Zhenfeng, *et al.* Source rock geochemistry and gas potential in the deep water area, Qiongdongnan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2012, 24(4):1-7. [黄保家,李绪深,王振峰,等. 琼东南盆地深水区烃源岩地球化学特征与天然气潜力[J]. 中国海上油气, 2012, 24(4):1-7.]
- [28] Dai Jinxing, Song Yan. Main factors controlling the foundation of medium-giant gas fields in China[J]. *Science in China: Series D*, 1997, 40(1):1-10.

Distribution and Evaluation of Oligocene Source Rocks in the East of Central Depression Belt in Deep-water Area, Qiongdongnan Basin

WANG Zi-song¹, LIU Zhen^{1,2}, HUANG Bao-jia³, SUN Zhi-peng³,
YAO Zhe³, CHEN Yu-hang¹, LIU Peng¹, WANG Bing¹

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum,
Beijing 102249, China; 3. Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: Based on the prediction and determination of the distribution characteristics of thickness, maturity and organic facies of Oligocene source rocks in the east of Central Depression Belt, according to the calculation of the volume, gas generation quantity and intensity of source rocks, source rocks were comprehensively evaluated and the gas-rich sags were optimized. The results show: (1) Generally, Lingshui source rocks are thicker than those of Yacheng, and the percentages of mud in Ya-2 member and Ling-2 member are the most of all. The mud deposition centers evolved from west to east and from sporadic distribution in Yacheng Formation to regional distribution in Lingshui Formation; (2) The thermal evolution of source rocks was early in the west and late in the east, and the modern maturities of different formations are high in the west and low in the east; (3) The quality of Oligocene source rocks is better in general, in which the coal layer is excellent in gas generation capacity, and the gas generation capacity of mud is from moderate to good. The main organic facies in Yacheng Formation are shallow sea and shore, but the main organic facies in Lingshui Formation are inner and outer shallow sea; (4) Baodao Sag, Changchang Sag and Songnan Sag are all gas-rich sags. However, Baodao Sag is the best, follows by the Changchang Sag, and then by the Songnan Sag.

Key words: General evaluation; Distribution characteristics; Source rocks; Oligocene; The Central Depression Belt; Deep-water area; Qiongdongnan Basin