

·油气地质·

# 西非海岸盆地深水区油气地质特征和勘探前景

徐志诚, 吕福亮, 范国章, 毛超林, 张勇刚, 吴敬武

(中国石油杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023)

**摘要** 以板块构造理论和石油地质学理论为基础, 通过分析西非海岸盆地的形成和演化, 结合西非深水区油气勘探现状和深水油气藏研究结果, 总结了西非深水区油气地质特征, 并探讨了深水区油气勘探前景。西非海岸盆地的形成演化可以分为前裂谷、裂谷和后裂谷3个阶段。受盆地形成演化的控制, 西非海岸盆地烃源岩主要包括裂谷阶段下白垩统湖相烃源岩、后裂谷阶段上白垩统海相烃源岩和古近系-新近系海相烃源岩3套; 深水区储层以后裂谷阶段上白垩统和古近系-新近系深水浊积砂岩为主; 主要圈闭类型为构造-地层或构造-岩性圈闭, 其次为构造圈闭和地层-岩性圈闭。西非海岸盆地中以下刚果盆地和尼日尔三角洲深水区勘探前景最好, 其次是科特迪瓦盆地、贝宁盆地和塞内加尔盆地深水区, 杜阿拉盆地和里奥穆尼盆地深水区有一定的勘探潜力, 宽扎盆地深水区目前勘探风险较大。

**关键词** 深水区 油气地质 勘探前景 深水浊积岩 西非海岸盆地

中图分类号: TE111.1

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)05-0001-05

西非是非洲大陆主要的油气富集区之一, 北至摩洛哥, 南抵南非, 共发育索维拉、塔尔法亚和塞内加尔等15个主要的沉积盆地<sup>[1-2]</sup>, 这些盆地基本上沿海岸跨海陆分布, 一般称其为海岸盆地或海岸盆地群, 是目前世界深水区油气勘探的热点区域和油气集中发现区域。从1995年至今, 在西非海岸盆地深水区(现今水深大于500 m)共发现了约180个油气田, 总可采储量约为 $50 \times 10^8$  t油当量。目前, 中国3大石油公司均在西非深水区进行油气勘探, 因此, 研究西非海岸盆地深水区油气地质特征和勘探前景, 有助于进一步拓展油气勘探领域。

## 1 盆地形成与演化

西非海岸盆地的形成和演化与中生代以来大西洋张裂和后期的持续扩张作用有关, 是非洲板块与北美洲、南美洲板块分离和大西洋扩张形成的大陆裂谷与被动大陆边缘2种类型相叠合的盆地<sup>[1-8]</sup>。根据盆地类型和地质特征, 西非海岸盆地从北往南可分为北段盐盆、中段盆地、尼日尔三角洲、中南段盐盆和南段盆地。北段盐盆包括索维拉、塔尔法亚、塞内加尔和利比里亚盆地, 其形成演化与非洲和北美洲分离及北大西洋扩张相关, 发育三叠

系-侏罗系盐岩; 中段盆地包括科特迪瓦、盐池和贝宁盆地, 其形成演化与非洲和南美洲分离及中大西洋扩张相关, 盐岩不发育; 尼日尔三角洲基本上居于西非海岸盆地的中间位置, 属大型三角洲盆地, 其形成演化主要与始新世以来三角洲的进积有关; 中南段盐盆包括杜阿拉、里奥穆尼、加蓬、下刚果、宽扎和纳米贝盆地, 其形成演化与非洲和南美洲分离及南大西洋扩张相关, 发育下白垩统阿普第阶盐岩; 南段盆地只包括非洲西南海岸盆地, 其形成演化与非洲和南美洲分离及南大西洋扩张相关, 盐岩不发育<sup>[1-8]</sup>。西非海岸各盆地在结构和演化上有一定的相似性, 形成演化总体上可以分为前裂谷、裂谷和后裂谷3个阶段。

### 1.1 前裂谷阶段

前裂谷阶段残留沉积主要分布在北段盐盆。北段盐盆在前裂谷阶段经历了前海西期的伸展运动以及后期的加里东和海西造山运动的挤压、改造和破坏<sup>[5]</sup>。在塞内加尔盆地, 前裂谷沉积包括前寒武系-泥盆系(图1)。根据地震资料解释, 盆地深海部分发育厚度达5 000 m以上的前中生界<sup>[9]</sup>。

### 1.2 裂谷阶段

北段盐盆裂谷阶段演化从晚二叠世-早、中侏罗世, 其演化与地幔柱喷发导致的非洲板块与北美

收稿日期: 2012-07-16。

作者简介: 徐志诚, 男, 工程师, 从事石油地质学和沉积学方面的研究。联系电话: (0571)85224919, E-mail: xuzc\_hz@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“全球常规油气资源潜力分析与未来战略选区”(2011ZX05028-001)。

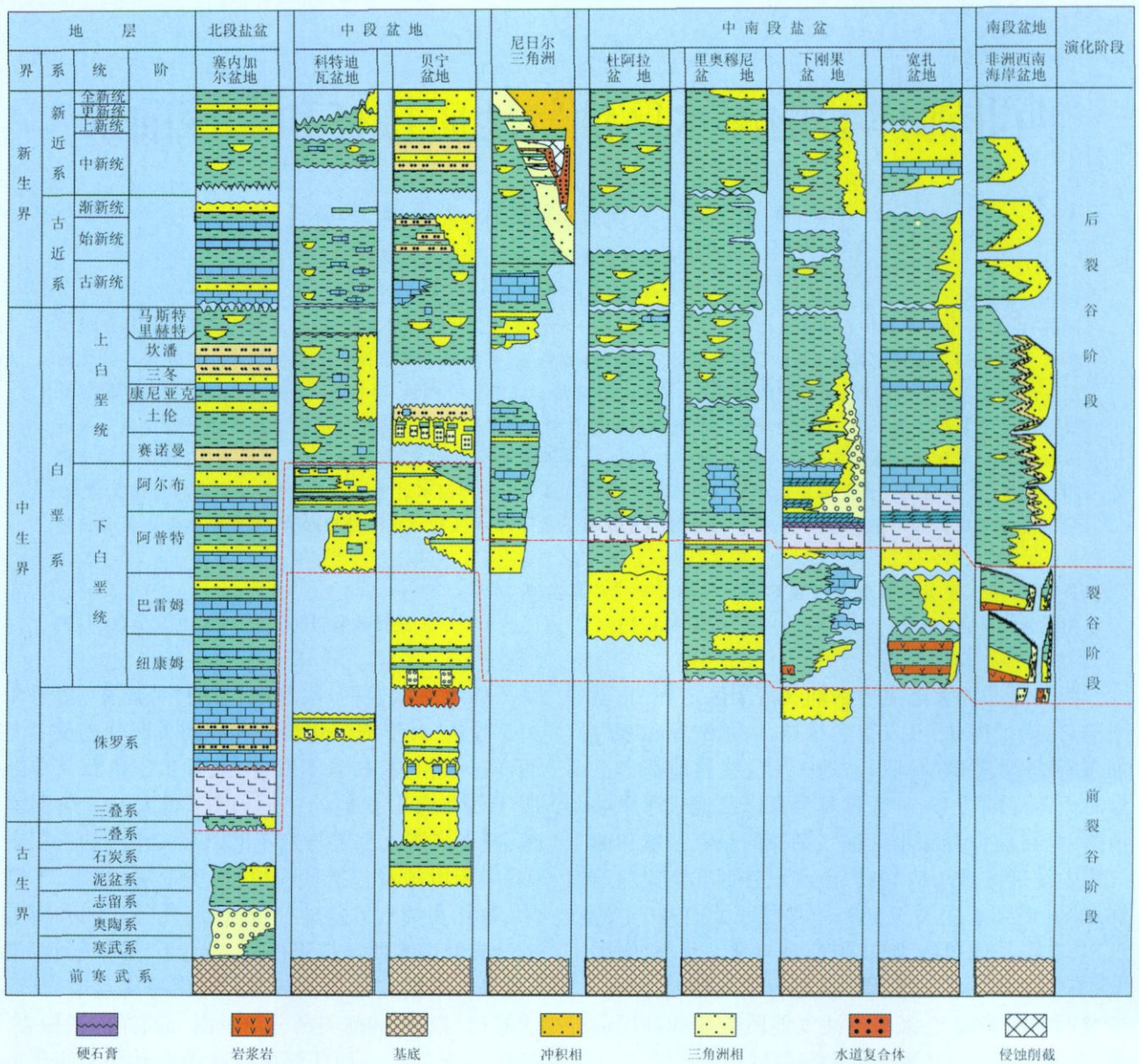


图1 西非海岸盆地地层分布及其演化阶段

洲板块分离有关<sup>[10]</sup>。到目前为止裂谷阶段早期地层很少被钻遇。上二叠统 下三叠统主要沉积了一套河流相 边缘海相碎屑岩,而中三叠统 下、中侏罗统发育盐岩沉积<sup>[11]</sup>。在塞内加尔盆地,盐岩厚度可达2 000 m,在一些地方盐构造非常发育,对油气成藏具有重要影响<sup>[5]</sup>。

南段盆地、中南段盐盆和中段盆地裂谷阶段发育于晚侏罗世 早白垩世,其演化与地幔柱喷发导致的非洲板块与南美洲板块分离有关<sup>[12]</sup>。受基底断裂和转换断裂的控制,盆地内发育一系列断陷、断垒及次级盆地。裂谷阶段沉积以非海相碎屑岩为主。早白垩世纽康姆期末期再次发生强烈的伸展作用,发育了深湖相泥岩沉积,形成了裂谷阶段最主要的一套烃源岩<sup>[4]</sup>。

### 1.3 后裂谷阶段

西非海岸各盆地在后裂谷阶段的构造背景相似,以被动大陆边缘拗陷沉积为主,但在发育时间和沉积特征上存在差异。北段盐盆后裂谷阶段从中侏罗世开始,后裂谷早期的海侵导致沉积了巨厚的海相碳酸盐岩层序,在塞内加尔盆地碳酸盐岩厚度可达2 300~3 200 m<sup>[5]</sup>。南段盆地、中南段盐盆和中段盆地后裂谷阶段从早白垩世中、晚期开始,后裂谷早期也发生海侵,但碳酸盐岩欠发育,分布范围和厚度都相对较小。另外中南段盐盆在后裂谷早期(阿普特期)发育一套分布广泛的盐岩,对油气成藏具有重要意义。晚白垩世早期(赛诺曼期 土伦期)西非海岸盆地海侵达到最大,盆地内普遍发育一套黑色富有机质页岩,形成后裂谷阶段主要的

烃源岩。从晚白垩世三冬期开始,西非海岸盆地开始发生海退,普遍发育三角洲和海底扇等碎屑岩沉积,在这些沉积中聚集了西非绝大多数的油气<sup>[5-8]</sup>。

## 2 油气地质特征

### 2.1 烃源岩

受盆地形成演化的控制,西非海岸盆地中与深水区油气田有关的烃源岩主要有裂谷阶段下白垩统湖相烃源岩、后裂谷阶段上白垩统海相烃源岩和古近系-新近系海相烃源岩3套。总体上,加蓬海岸盆地以南的盆地以裂谷阶段下白垩统湖相烃源岩为主,以北的盆地以后裂谷阶段上白垩统海相烃源岩为主<sup>[5-8]</sup>。在下刚果盆地和宽扎盆地,下白垩统湖相烃源岩的有机碳含量平均分别约为5%和3.1%,干酪根类型以I型和II型为主<sup>[6]</sup>;而在塞内加尔、科特迪瓦、贝宁、杜阿拉和里奥穆尼等盆地,上白垩统海相烃源岩的有机碳含量平均约为3%,干酪根类型以II型和III型为主<sup>[5-7]</sup>。古近系-新近系海相烃源岩主要分布于尼日尔三角洲,有机碳含量平均约为2.6%,干酪根类型以II型和III型为主,厚度可达2 500 m,为石油储集提供了雄厚的物质基础<sup>[8,13]</sup>。

### 2.2 储层和盖层

西非海岸盆地已发现的深水区油气田几乎均位于上白垩统和古近系-新近系后裂谷阶段海退层序中。上白垩统储层主要发育于塞内加尔、科特迪瓦和里奥穆尼盆地,发现的储量约占总储量的10.7%;而古近系-新近系储层主要发育于尼日尔三角洲和中南段盐盆的下刚果盆地、杜阿拉盆地和宽扎盆地,发现的储量占总储量的89%。另外在贝宁盆地还发育下白垩统储层,但储量仅占总储量的0.3%。

研究区绝大多数的储层为深水浊积岩储层,且以深水水道砂岩为主,砂岩总厚度从几十米到几百米不等<sup>[14-18]</sup>。总体上,由于深水浊积岩储层年代新、埋藏浅,导致成岩作用不强、胶结弱,因而储层物性普遍较好。如下刚果盆地 Girassol 油田储层孔隙度为20%~33%,最高达40%,渗透率为0.4~4  $\mu\text{m}^2$ ,最高可达10  $\mu\text{m}^2$ <sup>[14]</sup>;里奥穆尼盆地 Ceiba 油田储层孔隙度平均为26%,渗透率平均为0.86  $\mu\text{m}^2$ <sup>[15]</sup>;尼日尔三角洲 Bonga 油田储层孔隙度为20%~37%,渗透率为1~10  $\mu\text{m}^2$ <sup>[16]</sup>;塞内加尔盆地 Chinguetti 油田储层孔隙度平均为27%,渗透率为1~4  $\mu\text{m}^2$ <sup>[17]</sup>;Zafiro 油田储层孔隙度为20%~35%,渗透率为1~3

$\mu\text{m}^2$ <sup>[18]</sup>。水道砂岩的叠合程度对储层物性有重要影响,叠合程度越高,储层均质性越强,物性越好;反之则储层物性越差。除了深水浊积岩储层之外,在研究区现今深水区还发现了滨浅海相的储层,如在贝宁盆地深水区发现的油气田储层为阿尔必阶滨浅海相砂岩,这些地区是在砂岩储层沉积后,盆地才发生沉降,到现今成为深水区。

西非海岸盆地深水区储层的盖层为白垩系和古近系-新近系海相泥岩,由于深水碎屑岩沉积体系以泥岩为主,盖层一般普遍发育。

### 2.3 圈闭

西非海岸盆地深水区油气藏的圈闭类型可分为构造-地层或构造-岩性圈闭、构造圈闭和地层-岩性圈闭,其中构造-地层或构造-岩性圈闭所占比例最大,构造圈闭次之,地层-岩性圈闭所占比例最小。总体上,盐构造和泥岩塑性变形构造控制了西非海岸盆地深水区大多数复合圈闭和构造圈闭的形成。

中南段盐盆和北段盐盆深水区大多数复合圈闭和构造圈闭的形成与盐构造有关,如下刚果盆地 Girassol 油田圈闭主体为盐岩受挤压作用而形成的龟背构造,其上水道砂岩和席状砂侧向尖灭而形成构造-岩性圈闭<sup>[14]</sup>;里奥穆尼盆地 Ceiba 油田圈闭主体为盐底辟背景上发育的背斜,背斜的东北部和西南部被年代更新的下切谷削截而形成构造-地层圈闭<sup>[15]</sup>;塞内加尔盆地 Chinguetti 油田圈闭主体也是在盐底辟背景上形成的背斜,后期背斜顶部受断层切割而形成断背斜<sup>[17]</sup>。

尼日尔三角洲深水区大多数复合圈闭和构造圈闭的形成与泥岩塑性变形构造有关,如 Bonga 油田圈闭主体是由泥底辟作用形成的背斜,背斜顶部受正断层切割而形成遮挡,侧向上则由水道砂体尖灭造成封闭<sup>[16]</sup>;Zafiro 油田圈闭主体也是由塑性泥岩受挤压发生趾状逆冲作用形成的背斜<sup>[18]</sup>。

西非海岸盆地深水区地层-岩性圈闭主要包括地层超覆圈闭和岩性尖灭圈闭,如里奥穆尼盆地 Okume, Oveng 和 Elon 等油田圈闭是由上白垩统浊积砂岩储层超覆在白垩系古陆坡之上或由浊积砂岩上倾尖灭形成的<sup>[19]</sup>。

### 2.4 油气生成和运移

在晚白垩世-新近纪,西非海岸盆地烃源岩逐渐成熟并大量生烃<sup>[5-8]</sup>。在深水区,烃类主要通过断层和砂体输导体系进入储层。总体上油气以垂向运移为主,侧向运移为辅,特别是在中南段盐盆中,裂谷阶段生成的油气主要通过断层垂向运移进入

后裂谷阶段的储层中。由于被动大陆边缘演化阶段西非构造稳定,地层持续沉降埋藏,生烃期和烃类充注期长且不间断,而且油气成藏后未经过大的改造和调整,形成了许多整装原生大油气田。

### 3 油气勘探前景

#### 3.1 中南段盐盆

下刚果盆地深水区面积约为  $11 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,已发现深水油气田 95 个(包括 Dalia 和 Girassol 等巨型油气田),总可采储量约为  $22.8 \times 10^8 \text{ t}$  油当量,是西非目前发现深水油气最多的盆地。目前盆地深水区二维地震采集密度为  $0.071 \text{ km/km}^2$ ,三维地震采集密度为  $0.054 \text{ km}^2/\text{km}^2$ ,钻井密度为  $6.1 \text{ 口}/10^4 \text{ km}^2$ ,勘探程度较低<sup>[20]</sup>。总体上,下刚果盆地深水区面积大,勘探程度低,已发现大型油气田,油气成藏条件优越,具有良好的勘探前景。

杜阿拉盆地深水区面积约为  $1 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,发现了 4 个油气田,总可采储量为  $0.7 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。总体上,盆地深水区具备基本的油气成藏条件,且勘探程度不高,具有一定的勘探潜力。但是目前发现的都是地层-岩性油气藏,勘探结果显示深水区可能缺乏大型构造。

里奥穆尼盆地深水区面积约为  $1 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,发现了 4 个油气田,总可采储量为  $0.5 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。盆地深水区具备基本的油气成藏条件,但勘探程度不高,具有一定的勘探潜力。

宽扎盆地深水区面积约为  $11 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,目前仅发现 1 个油气田,可采储量为  $0.1 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。宽扎盆地形成演化历史与其北部的下刚果盆地相似,但目前探明储量有限,且主要集中在陆上<sup>[21]</sup>。从地质条件来看,下刚果盆地主力烃源岩在宽扎盆地的同时代地层中的分布范围可能有限;另外,与刚果河等巨型河流相比,由于宽扎河流量有限,导致宽扎盆地古近系-新近系海底扇规模和油气潜力远不及刚果扇。宽扎盆地深水区近几年的勘探成功率不高<sup>[21]</sup>,但是盆地海上尤其是深水区的勘探程度还非常低,特别是深水区裂谷期层系(盐下层系)的勘探尚未开展,是未来潜在的勘探领域。但目前深水油气发现非常有限,油气成藏条件不落实,勘探风险较大。

#### 3.2 尼日尔三角洲

尼日尔三角洲是西非油气最为富集的盆地。盆地深水区面积约为  $9 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,发现了 51 个油气田(包括 Zafiro 和 Bonga 等巨型油气田),总可采储量为

$19.3 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。与盆地陆上和浅水区相比,深水区的勘探程度比较低,超深水更是勘探的空白区。总体上盆地深水区面积大,勘探程度低,已有大型油气田发现,油气成藏条件优越,具有良好的勘探前景。

#### 3.3 中段盆地

科特迪瓦盆地深水区面积约为  $15 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,发现了 8 个油气田,总可采储量约为  $3.1 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。2007 年在深水区发现了 Jubilee 油田,可采储量达  $2 \times 10^8 \text{ t}$  油当量,说明其具备形成大型油气田的条件。总体上,科特迪瓦盆地深水区面积大,勘探程度低,具备基本的石油地质条件,有较好的勘探前景。另外,与尼日尔三角洲及中南段盐盆相比,科特迪瓦盆地目前油气发现较少,各石油公司在该盆地的油气勘探开发竞争程度还不太激烈,进入的门槛也相对较低<sup>[22-23]</sup>。

贝宁盆地深水区面积约为  $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,发现了 2 个油气田,总可采储量约为  $0.1 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。贝宁盆地与科特迪瓦盆地具有相似的结构和沉积特征,盆地深水区具有比较好的烃源岩条件,浊积岩储层和圈闭均发育<sup>[23]</sup>,且深水区面积较大,勘探程度较低,总体具有较好的勘探前景。

#### 3.4 北段盐盆

塞内加尔盆地深水区面积约为  $44 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,发现了 7 个油气田,总可采储量约为  $0.5 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。盆地目前的勘探程度非常低,且勘探活动主要集中在毛里塔尼亚陆上和海域。毛里塔尼亚地区的勘探实践表明,盆地深水区白垩系烃源岩已成熟,古近系-新近系浊积砂岩储层发育,圈闭及油气运移和聚集条件良好<sup>[24]</sup>。总体上盆地深水区面积巨大,勘探程度非常低,具备基本的石油地质条件,具有较好的勘探前景。

## 4 结论

受盆地形成演化的控制,西非海岸盆地中与深水油气田有关的烃源岩主要有裂谷阶段下白垩统湖相烃源岩、后裂谷阶段上白垩统海相烃源岩和古近系-新近系海相烃源岩。绝大多数的储层为上白垩统和古近系-新近系后裂谷阶段的深水浊积岩储层。深水区主要圈闭为构造-地层或构造-岩性圈闭和构造圈闭,地层-岩性圈闭所占比例较小,并且盐构造和泥岩塑性变形构造控制了大多数复合圈闭和构造圈闭的形成。下刚果盆地和尼日尔三角洲深水区勘探前景最好,其次是科特迪瓦盆

地、贝宁盆地和塞内加尔盆地深水区,杜阿拉盆地和里奥穆尼盆地深水区有一定的勘探潜力,宽扎盆地深水区目前勘探风险较大。

#### 参考文献:

- [1] 董晓光,关增森.世界石油勘探开发图集(非洲地区分册)[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [2] 关增森,李剑.非洲油气资源与勘探[M].北京:石油工业出版社,2007.
- [3] Edwards J D, Santogrossi P A.离散或被动大陆边缘盆地[M].梁绍全,梁红,译.北京:石油工业出版社,2000:115-193.
- [4] 蔡周荣,黄先雄,万志峰,等.非洲中部 Bongor 盆地与 Lake Chad 盆地烃源岩发育特征差异性探讨[J].油气地质与采收率,2010,17(1):41-44.
- [5] Brownfield M E, Charpentier R R. Assessment of the undiscovered oil and gas of the Senegal Province, Mauritania, Senegal, the Gambia, and Guinea-Bissau, Northwest Africa[J]. U S Geological Survey Bulletin 2207-A, 2003:1-25.
- [6] Brownfield M E, Charpentier R R. Geology and total petroleum systems of the West-Central Coastal Province (7203), West Africa [J]. U S Geological Survey Bulletin 2207-B, 2006:1-60.
- [7] Brownfield M E, Charpentier R R. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of West Africa[J]. U S Geological Survey Bulletin 2207-C, 2006:1-32.
- [8] Michele L W T, Charpentier R R, Brownfield M E. The Niger Delta petroleum system: Niger Delta Province, Nigeria, Cameroon, and Equatorial Guinea, Africa [R]. USGS Open-File Report 99-50-H, 1999:1-44.
- [9] 林卫东,陈文学,熊利平,等.西非海岸盆地油气成藏主控因素及勘探潜力[J].石油实验地质,2008,30(5):450-455.
- [10] Olsen P E. Giant lava flows, mass extinctions and mantle plumes [J]. Science, 1999, 284(5414):604-605.
- [11] Ian Davison. Central Atlantic margin basins of North West Africa: Geology and hydrocarbon potential (Morocco to Guinea) [J]. Journal of African Earth Sciences, 2005, 43(2):254-274.
- [12] Burke K, Mac Gregor D S, Cameron N R. Africa's petroleum systems: Four tectonic Aces in the past 600 million year, Special Publications 207 [M]. London: Geological Society Press, 2003: 21-604.
- [13] 应维华,潘校华.国外含油气盆地勘探开发丛书:非洲苏尔特盆地和尼日尔三角洲盆地[M].北京:石油工业出版社,1998.
- [14] 吕福亮,贺训云,武金云,等.安哥拉下刚果盆地吉拉索尔深水油田[J].海相油气地质,2007,12(1):37-42.
- [15] Dailly P, Lowry P, Kenny G, et al. Exploration and development of Ceiba field, Rio Muni basin, Southern Equatorial Guinea [J]. The Leading Edge, 2002, 21(11):140-146.
- [16] Chapin M, Swinburn P, Weiden R V D. Integrated seismic and subsurface characterization of Bonga field, offshore Nigeria [J]. The Leading Edge, 2002, 21(11):125-131.
- [17] Smith G C, Rayfield M A, De Pledge D R, et al. The Chinguetti deepwater turbidite field, Mauritania: Reserve estimation and field development using uncertainty management and experimental designs for multiple scenario 3D models [J]. APPEA Journal, 2004, 44(1):521-540.
- [18] Famakinwa S B, Shanmugam G, Hodgkinson R J, et al. Deep-water slump and debris flow dominated reservoirs of the Zafiro field area, offshore Equatorial Guinea (Abstract) [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(8):411.
- [19] Weimer P, Slatt R M. AAPG studies in geology No. 57: Introduction to the petroleum geology of deepwater settings [M]. Tulsa: AAPG/Datapages, 2007:681-765.
- [20] 张树林,邓运华.下刚果盆地油气勘探策略[J].海洋地质动态,2009,25(9):24-29.
- [21] 刘剑平,潘校华,马君,等.西部非洲地区油气地质特征及资源概述[J].石油勘探与开发,2008,35(3):378-384.
- [22] Katrina Coterill, Gabor C Tari, Jim Molnar. Comparison of depositional sequences and tectonic styles among the West African deepwater frontiers of western Ivory Coast, southern Equatorial Guinea and northern Namibia [J]. The Leading Edge, 2002, 21(10):1102-1111.
- [23] 刘剑平,潘校华,马君,等.赤道西非科特迪瓦-加纳转换边缘油气勘探方向[J].石油勘探与开发,2010,37(1):43-50.
- [24] 张永忠,何顺利,甯波,等.毛里塔尼亚海岸盆地石油地质特征及勘探远景[J].海洋石油,2007,27(2):26-29.

编辑 经雅丽

欢迎订阅 踊跃投稿

## PETROLEUM GEOLOGY AND RECOVERY EFFICIENCY

Vol. 19 No. 5 2012

**Xu Zhicheng, Lü Fuliang, Fan Guozhang et al. Deepwater petroleum geology and exploration potential of West Africa coastal basins. *PGRE*, 2012, 19(5):1-5.**

**Abstract:** On the basis of plate tectonic theory and petroleum geology theory, we analyzed the formation and evolution of West Africa coastal basins, studied deepwater exploration data and typical deepwater oil & gas fields, and discussed petroleum geologic characteristics and exploration potential of deepwater areas in West Africa. The evolution of West Africa coastal basins can be divided into pre-rift stage, syn-rift stage, and post-rift stage. Controlled by formation and evolution of the basins, most of deepwater fields developed in post-rift stage and oil fields are predominant. Oil and gas found in West Africa deepwater settings are generated from Lower Cretaceous (syn-rift stage) lacustrine source rocks, Upper Cretaceous and Tertiary (post-rift stage) marine source rocks. The most important deepwater reservoirs are turbidite channel sandstone. The main types of deepwater traps are combined stratigraphic-structural traps, followed by structural traps and stratigraphic traps. Deepwater exploration potential is best in Lower Congo basin and Niger Delta, and is good in Cote D'Ivoire basin, Benin basin and Senegal basin. Douala basin and Rio Muni basin have fair deepwater exploration potential, whereas, deepwater exploration may be highly risky in Kwanza basin.

**Key words:** deepwater area; petroleum geology; exploration potential; turbidities; West Africa coastal basins

**Xu Zhicheng**, PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou City, Zhejiang Province, 310023, China

**Teng Jianbin. Classification and guiding significance based on primary micro-factors of low-permeability reservoir-case study on lower Sha3 reservoir in Lin'nan depression. *PGRE*, 2012, 19(5):6-9.**

**Abstract:** Clastic reservoirs are highly developed in lower Sha3 reservoir of Lin'nan depression, with low-permeability and extra-low permeability reservoir that is high in amount and difficult to explore. Based on studies about the key elements of sandstone acidization, the oil reservoir is divided into four categories corresponding to ten types by analyzing petrology microeconomic and causes factors of reservoir in study area. Production stimulation treatments are proposed according to the study on primary microeconomic factors. Category A reservoir has good natural capacity by treating the acidized damage zone, and this Category is named low natural production low permeability reservoir. Using acid can dissolve carbonate cementation in Category B reservoir, it increases the porosity and permeability, and then obtains good capacity, therefore, the Category B is named acidization controlled low and extra-low permeability oil reservoir. According to interstitial content type, the Category C reservoir is classified into mid-crystal carbonate cement type, argillaceous cement type, plastic components filling type and secondary quartz cement type. Different types should be treated by different acidization fracturing measures. It is named acidization and fracturing controlled low and extra-low permeability oil reservoir. Capacity of Category D is very low by fracturing and (or) acidization, and it is named difficult to use of extra-low permeability reservoir. This series of new classification not only can apply to evaluation of the quality and potential of the low-permeability reservoir, but also can improve the producing rate and recovery of the low-permeability reservoir.

**Key words:** diagenesis; occurrence status; low permeability genesis; sensitivity mineral; acidization; Lin'nan depression

**Teng Jianbin**, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

**Han Zongyuan. Organic geochemical characteristics of source rocks in well-Zhentan1, Ordos Basin. *PGRE*, 2012, 19(5):10-14.**

**Abstract:** Using analytic methods of thermal decomposition experiment, microscopic observation, organic elemental analysis and vitrinite reflectance, and based on study on abundance, types, maturity, and biomarkers of organic matter, this paper comparatively analyzes the organic geochemical characters of Mesozoic and Palaeozoic source rocks of well-Zhentan1 in Ordos Basin. The source rocks of Ty and Jy are comprehensively evaluated as medium source rocks, owning high generating capability of liquid hydrocarbon and having high organic content, the kerogen are mainly humic kerogen, and the organic matters are now in the mature stage. The source rocks of Psh and Pt are comprehensively evaluated as poor source rocks, owning high generating capability of gaseous hydrocarbon and having low organic content, the kerogen are mainly humic kerogen, and the organic matters are now in the over mature stage. Mesozoic organic matters whose original biologic assemble are dominated by terrestrial plants and deposited in weak-reducing and oxygen free environment of lacustrine facies. The Palaeozoic organic matters whose original biologic assemble are both terrestrial plants and aquatic community are accumulated and preserved in the reducing environment of lacustrine facies.

**Key words:** source rock; geochemical characteristics; kerogen; biomarker; reducing environment

**Han Zongyuan**, Petroleum Development Center of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China

**Wang Hongping, Lü Fuliang, Fan Guozhang et al. Petroleum geology and exploration direction of Martaban Basin in Andaman Sea. *PGRE*, 2012, 19(5):15-19.**