



移动阅读

李刚, 贺昱搏, 白国平, 等. 2024. 环印度洋地区被动陆缘盆地构造沉积演化及其对成藏要素的控制作用[J]. 沉积与特提斯地质, 44(1): 71–85. doi: 10.19826/j.cnki.1009-3850.2023.04006

LI G, HE Y B, BAI G P, et al., 2024. Structural and sedimentary evolution of passive continental margin basins around the Indian Ocean and its effects on hydrocarbon accumulation[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 44(1): 71–85. doi: 10.19826/j.cnki.1009-3850.2023.04006

环印度洋地区被动陆缘盆地构造沉积演化及其对成藏要素的控制作用

李刚¹, 贺昱搏¹, 白国平^{2,3*}, 邱海华¹, 王宁¹, 尹宇寒⁴

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 北京大学能源研究院, 北京 100871; 3. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 4. 中国石油塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000)

摘要: 环印度洋周缘被动陆缘盆地油气资源潜力巨大, 是当前世界油气勘探的热点地区之一。本文基于 IHS 商业数据库和前人研究成果等资料, 厘定了环印度洋地区被动陆缘盆地构造演化史, 分析了构造演化对盆地充填结构和成藏要素的影响, 并利用蒙特卡罗模拟法评估了盆地油气资源潜力, 优选了有利勘探区带。研究表明, 环印度洋地区被动陆缘盆地经历了 3 期构造演化阶段, 依次为裂前期、同裂谷期和被动陆缘期。根据盆地演化的主导阶段, 研究区内被动陆缘盆地可分为拉张边缘裂前发育型、拉张边缘断拗叠置型、拉张边缘拗陷发育型和转换边缘断拗叠置型。盆地内烃源岩主要发育于裂前期—被动陆缘早期, 不同地区的主力烃源岩层系不同; 储集岩主要发育于裂前期—被动陆缘晚期; 区域盖层则主要发育于被动陆缘期。资源评价结果显示, 研究区内重点被动陆缘盆地待发现石油、天然气和凝析油可采资源量(均值)分别为 4.49×10^8 t, 15.86×10^{12} m³ 和 5.23×10^8 t, 折合成油当量 137.69×10^8 t。澳大利亚西北陆架北卡那封盆地裂前中—上三叠统区带、东非地区鲁伍马盆地北部和坦桑尼亚盆地南部中白垩统—新近系三角洲—深水扇区带是最有潜力的勘探区带。

关键词: 环印度洋; 被动陆缘盆地; 构造演化; 成藏要素; 资源评价

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

Structural and sedimentary evolution of passive continental margin basins around the Indian Ocean and its effects on hydrocarbon accumulation

LI Gang¹, HE Yubo¹, BAI Guoping^{2,3*}, QIU Haihua¹, WANG Ning¹, YIN Yuhan⁴

(1. College of Geoscience, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Institute of Energy, Peking University, Beijing 100871, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, China; 4. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China)

Abstract: The passive continental margin basins around the Indian Ocean have huge exploration potential for oil and gas resources, and they are becoming hotspots for current global oil and gas exploration. With IHS commercial data and previous research results, this study defined the tectonic evolution history of passive continental margin basins around the Indian Ocean, analyzed the influence of tectonic evolution on filling structure and hydrocarbon accumulation in the basins, evaluated the resource potential by Monte Carlo

收稿日期: 2023-01-01; 改回日期: 2023-03-06; 责任编辑: 黄春梅; 科学编辑: 郭林楠

作者简介: 李刚(1994—), 男, 博士研究生, 主要从事非常规油气评价与勘探研究工作。E-mail: cup932014@163.com

通讯作者: 白国平(1963—), 男, 教授, 主要从事全球油气分布、含油气系统分析与资源评价研究工作。E-mail: baigp@cup.edu.cn

资助项目: 国家自然科学基金(92255302, 91755104)

statistical methodology and predicted favorable exploration zones. The results show that the passive continental margin basins around the Indian Ocean have experienced three stages of tectonic evolution, which are pre-rift, syn-rift, and passive continental margin stages. According to the dominant stage of evolution, the passive continental margin basins can be divided into four types: extensional marginal pre-rift, extensional marginal fault depression superimposition, extensional marginal depression and transform marginal fault depression superimposition. The source rocks in the passive continental margin basins are mainly developed from the pre-rift to the early passive continental margin stages, and the main source rocks vary by region. Reservoirs are mainly developed between the pre-rift and late passive continental margin stages; regional seals were mainly developed in the passive continental margin stage. The resource evaluation indicates that the undiscovered oil and gas resources (mean value) in the main passive continental margin basins around the Indian Ocean are 4.49×10^8 t of oil, 15.86×10^{12} m³ of natural gas, and 5.23×10^8 t of condensate, amounting to 137.69×10^8 t. The pre-rift Middle-Upper Triassic zone in North Carnarvon Basin, Northwest Shelf of Australia, the Middle Cretaceous-Neogene delta-deep water fan zone in northern Ruvuma Basin and southern Tanzania Basin, East Africa, are the most promising exploration zones.

Key words: Indian Ocean; passive continental margin basins; tectonic evolution; hydrocarbon accumulation elements; resource evaluation

0 引言

环印度洋地区是冈瓦纳大陆的一部分,区内被动陆缘盆地的形成与演化主要受控于非洲板块、印度板块、澳洲板块和南极板块的离散,并集中分布于澳大利亚西北陆架、东非地区和南亚地区(Torsvik and Cocks, 2013; 汪伟光等, 2013; Reeves, 2014; 张光亚等, 2015; Reeves et al., 2016)。环印度洋地区重点被动陆缘盆地主要包括东非的索马里盆地、拉穆盆地、坦桑尼亚盆地、鲁伍马盆地、赞比西盆地、莫桑比克盆地、穆龙达瓦盆地和马任加盆地,澳大利亚的北卡那封盆地、布劳斯盆地和波拿巴盆地,以及南亚地区的克里希那—戈达瓦里盆地和孟买盆地。截至2017年底,这些盆地内共发现油田262个,气田654个,探明和控制(2P)可采储量为石油 16.11×10^8 t、天然气 14.25×10^{12} m³、凝析油 7.69×10^8 t,折合成油当量 138.75×10^8 t(IHS, 2015a, 2015b, 2017a, 2017b)。丰富的油气资源,使得环印度洋地区被动陆缘盆地受到各个国家和石油公司的广泛关注。

尽管前人已经对全球典型被动陆缘盆地构造演化及其油气地质特征做过一系列的研究和探索,并取得了相应的研究成果(Catuneanu et al., 2005; Walker, 2007; Emmel, 2011; 朱伟林等, 2012; 白国平等, 2013; 朱伟林等, 2017; 秦雁群等, 2017; 康洪全等, 2018)。但这些研究往往仅局限于某一个或几个盆地,未对整个环印度洋地区被动陆缘盆地的构造沉积演化特征进行类比分析,且构造沉积演化

对盆地成藏要素的控制作用仍需进一步解释。本文基于IHS商业数据库资料,对环印度洋地区重点被动陆缘盆地构造演化史进行了厘定,并分析了构造演化对盆地充填结构和成藏要素的影响,最后采用蒙特卡洛模拟法评估了研究区内重点被动陆缘盆地油气资源潜力,优选了有利勘探区带,以期为利用、开发环印度洋地区油气资源提供参考依据,为丰富被动陆缘盆地的油气成藏理论提供地质认知基础。

1 区域构造演化史

在印度洋形成之前,印度洋周缘所处的四个板块(非洲板块、印度板块、澳大利亚板块和南极板块)共同构成了东冈瓦纳大陆(图1a-c)。东冈瓦纳大陆不同板块间的裂解并非等时发生的(Reeves et al., 2016),洋壳直至早侏罗世(180 Ma)才开始形成,此时索马里地块和马达加斯加地块间发生了裂解,并首次形成了洋壳(图1d)。中侏罗世(170 Ma),东非南段和南极洲发生了裂解,再次形成了洋壳(图1e)。随着海底扩张依次发生,新洋壳于晚侏罗世(154 Ma)形成于澳大利亚的西北海域、南极洲和印度(图1f),并于早白垩世(135 Ma)开始了自东而西的分离(图1g)。晚白垩世,索马里地块和马达加斯加地块间的海底扩张结束,不再有新的洋壳产生。随后印度板块与马达加斯加地块发生分离,前者向北漂移,直至现今位置。

按照东冈瓦纳大陆的前后解体分离次序,环印度洋地区构造演化史可分为3个阶段,分别为裂前

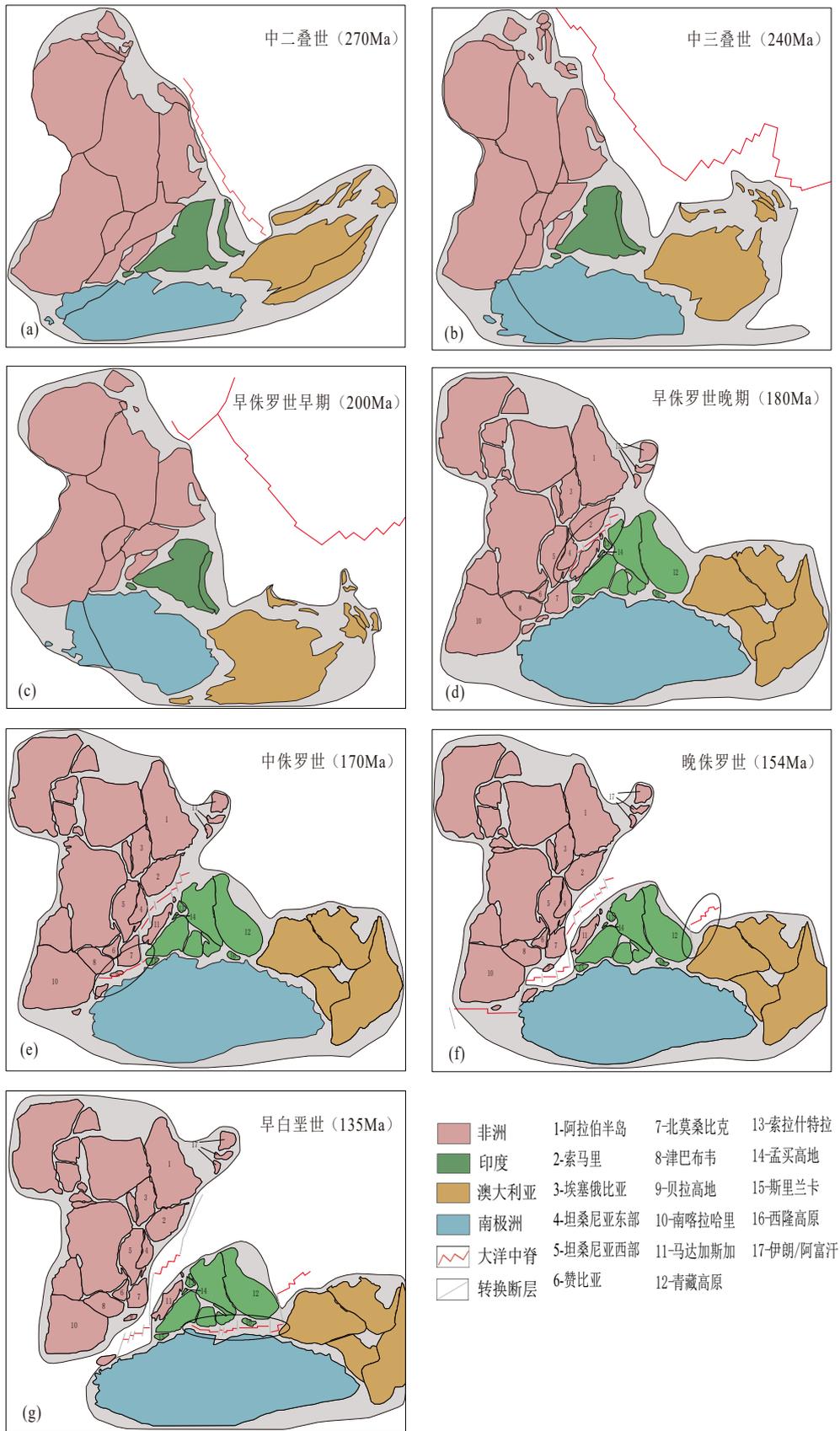


图 1 中二叠世以来东冈瓦纳大陆板块重塑图 (据 Reeves et al., 2016 修改)

Fig. 1 Reconstruction maps of the East Gondwana since Middle Permian (modified from Reeves et al., 2016)

期、同裂谷期和被动陆缘期演化阶段(图2)。

1.1 裂前期演化阶段

裂前早期,环印度洋地区的沉积主要局限于澳大利亚西北陆架的波拿巴盆地以及与之相邻的陆上坎宁盆地,而此时研究区内其他被动陆缘盆地尚未接受沉积充填(图3a)。晚泥盆世—早石炭世期间,澳大利亚西部皮尔巴拉地块、金伯利地块和达尔文地块之间在北东—南西向张力的作用下形成了克拉通内菲茨罗伊次盆、皮特尔次盆和布劳斯原型盆地(冯杨伟等,2011)。这些盆地以调整构造为边界,其中拉斯特剪切带构成了西南边界,西北陆架大剪切带构成了东北边界,在澳大利亚西北陆架的演化过程中起了关键作用,并导致该地区多个构造样式具有一定的相似性。裂前晚期,澳大利亚西北陆架发育了北东—南西走向的西澳大利亚巨型盆地;东非地区经历了东西向拉张作用,发育了陆内卡鲁裂谷,并充填了上石炭统—三叠系沉积层系;南亚地区东部受一系列裂谷作用控制,沉积仅发生于非常局部的地区,而西部及北部尚未发育成盆地,故没有沉积充填(朱伟林等,2012;王正和等,

2022)(图3b)。晚石炭世—早二叠世期间,澳大利亚西北陆架发生了一次地壳减薄事件(温志新等,2011)。除了埃克斯茅斯高地和近岸区之外,整个西北陆架的上地壳减薄不明显,但下地壳减薄显著,且主要集中于西北陆架大剪切带的西北面。下地壳的拉张减薄导致了澳大利亚西北陆架被动陆缘盆地的形成。晚二叠世—早三叠世期间,西北陆架发生的地壳隆升、断裂和火山活动等作用,对陆架区内各个盆地产生了广泛的影响;此时断陷盆地开始形成并接受沉积,羌塘陆块、滇泰缅苏陆块陆续从西北陆架分离出去,并向北漂移。东非地区在晚石炭世—早二叠世期间受火山活动的影响,发生裂解,从而进入克拉通内裂谷(裂前)阶段(图2)。晚石炭世—三叠纪,冈瓦纳大陆形成张性裂谷,即卡鲁裂谷,沉积充填了陆相碎屑岩。卡鲁裂谷分布于东非陆内,多呈北北东—南南西走向。卡鲁裂谷作用导致了东非沿岸和马达加斯加西缘沉积盆地的形成,这些盆地内沉积的层系统称为卡鲁超群。南亚地区中部及东部在早二叠世发育近南北向狭长裂谷,至南极洲北部边缘裂谷区域变大,以河湖相

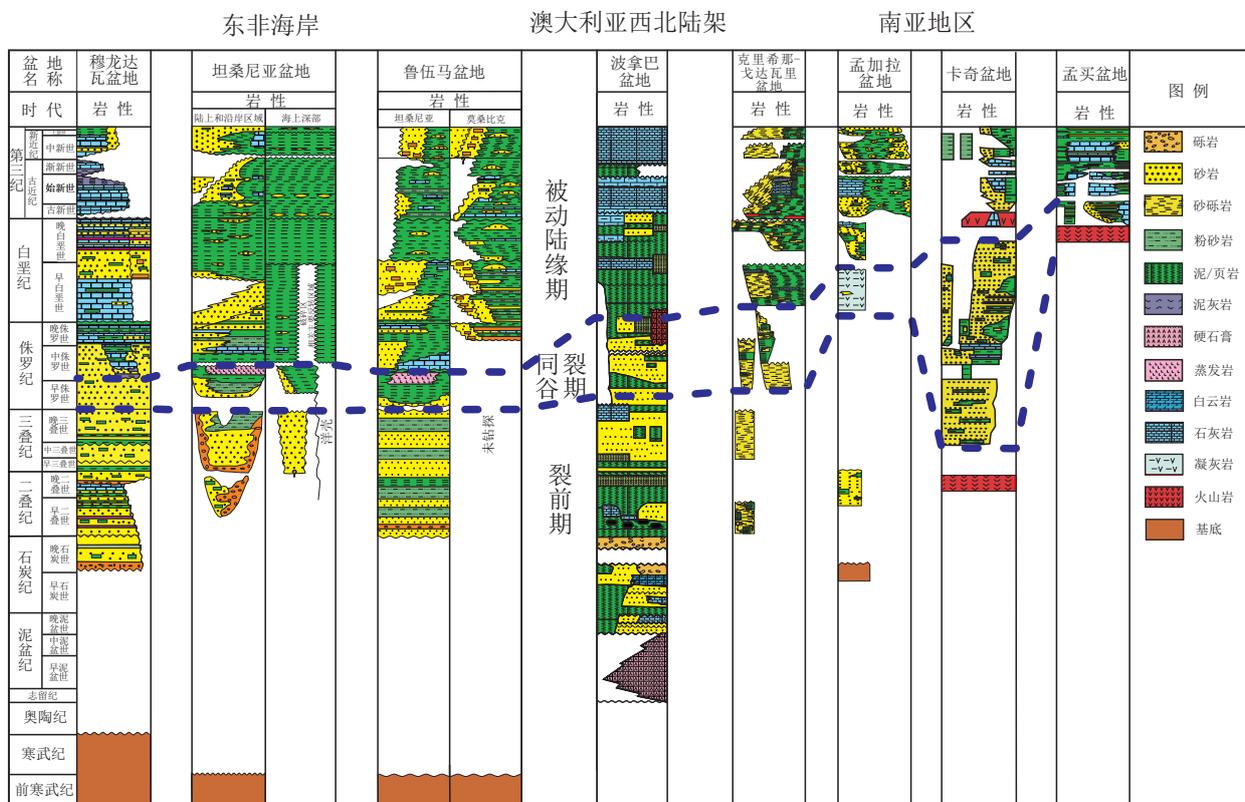


图2 环印度洋地区重点被动陆缘盆地不同演化阶段地层对比图(修改自朱伟林等,2012; IHS, 2015a, 2015b, 2017a, 2017b)

Fig. 2 Stratigraphic correlation during different evolutionary stages in main passive continental margin basins around the Indian Ocean (modified from Zhu et al., 2012; IHS, 2015a, 2015b, 2017a, 2017b)

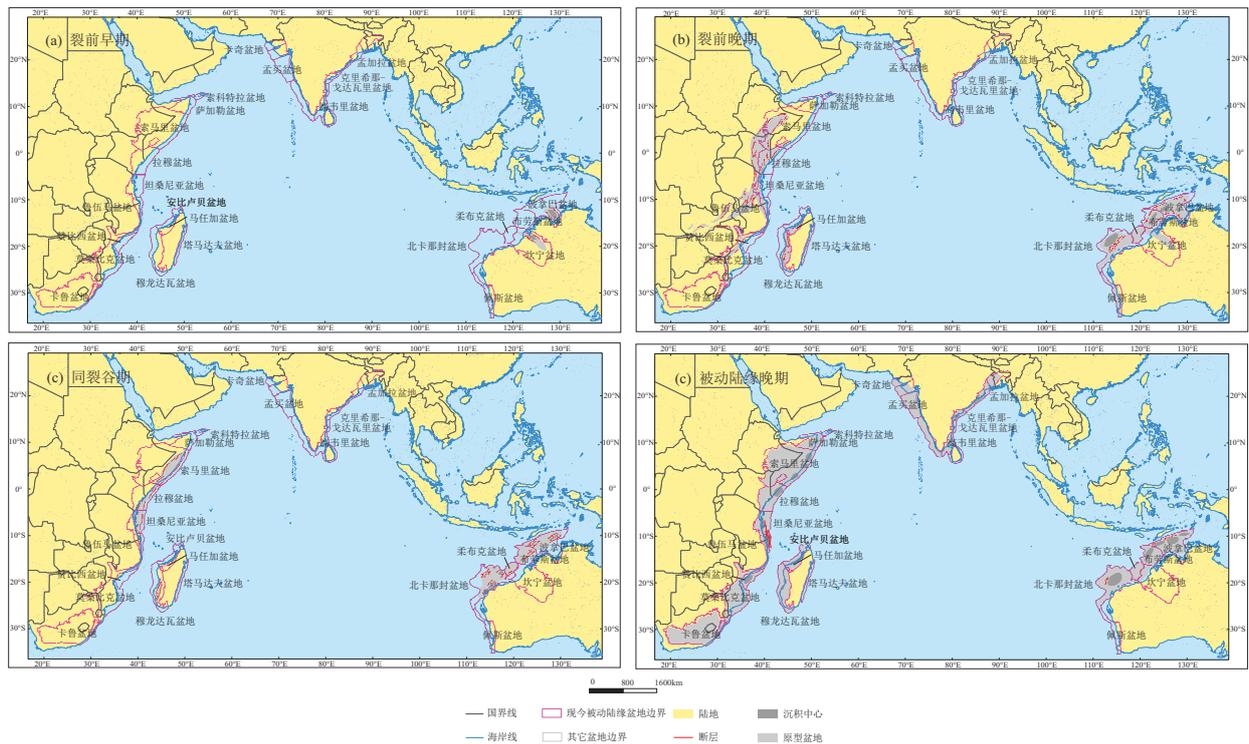


图3 环印度洋地区在不同演化阶段原型盆地与沉积中心分布图(因可获得的资料有限,本研究未能厘定南亚地区裂前早期—同裂谷期沉积中心的准确位置)

Fig. 3 Distribution maps of prototype basins and depositional centers during different evolutionary stages around the Indian Ocean

沉积为主,该时期的沉积物目前只在克里希那-戈达瓦里盆地仍有保存(秦雁群等,2017)。

1.2 同裂谷期演化阶段

澳大利亚西北陆架同裂谷断陷主要局限于波拿巴盆地和北卡那封盆地;东非地区同裂谷盆地主要分布于中—北段;南亚地区东西部同裂谷盆地均有所分布(图3c)。早侏罗世—早白垩世早期,澳大利亚西部边缘经历了两次解体,第一次为发生于晚侏罗世早期的缅甸微板块从澳大利亚陆块分离(图1f),第二次为发生于早白垩世早期的大印度板块从澳大利亚陆块分离(图1g)。侏罗纪形成的断陷内沉积了西北陆架重要的烃源岩,是众多油气藏,特别是油藏的主力烃源岩。陆块之间的裂解分离最终促使了澳大利亚被动大陆边缘的形成。然而,需要指出的是,两次大陆解体事件对西北陆架的构造影响十分有限,仅形成了大规模的不整合面。东非地区的同裂谷期始于侏罗纪初期,区内不同被动陆缘盆地同裂谷期的终止期略有不同,大致为早侏罗世末期或者中侏罗世早期(图2)。有别于卡鲁裂谷作用,早侏罗世的同裂谷作用最终导致大陆的

裂解和大洋的形成(图1d)。与澳大利亚西北陆架类似,东非地区被动陆缘盆地的形成可能也源自地壳的拉张减薄。晚侏罗世,随着中特提斯洋的逐渐关闭和新特提斯洋的打开,印度和马达加斯加陆块的西北部形成狭窄洋盆(秦雁群等,2017)。南亚地区东部发育近东西向和北东向三叉裂谷,往东与新特提斯洋连通,以陆架区滨浅海相沉积为主(Bastia and Radhakrishna, 2012);西部在晚白垩世发育多个与拉张作用相关的地堑,除局部隆起外,几乎为德干玄武岩覆盖(朱伟林等,2012)。

1.3 被动陆缘期演化阶段

早白垩世,澳大利亚西北陆架经历了热沉降后,大陆架演化为一个被动大陆边缘,盆地内主要充填了陆源碎屑岩沉积(图2)。被动陆缘早期,索马里盆地和莫桑比克海峡海底扩张导致马达加斯加板块和印度板块沿Davie断裂带向东南运动(图1g)。早白垩世晚期之后,马达加斯加板块基本停止运动,印度板块东部陆缘构造活动趋于停滞,以热沉降为主,主要发育海相泥页岩、滨浅海相砂岩、海相三角洲砂岩以及深海浊积砂岩沉积(IHS, 2015a,

2015b; 冯杨伟等, 2016)。以孟买盆地为代表的南亚地区被动陆缘盆地进入被动陆缘期的时间最晚, 为早始新世早期, 此时盆地内发生第一次海侵, 并充填了广泛的碳酸盐岩沉积。早渐新世晚期受区域构造运动的影响, 孟买盆地发生多期脉动式构造升降, 海退和海侵交替出现(朱伟林等, 2012)。

被动陆缘晚期, 澳大利亚西北陆架被动陆缘盆地的断裂活动减弱, 沉积中心向外海迁移, 并沉积了前积型碎屑岩和碳酸盐岩; 东非地区的沉积中心则位于沿岸附近, 这些沉积中心多以三角洲和浊积扇沉积为主; 南亚地区沉积中心主要位于印度东缘, 沉积中心以三角洲为主(图 3d)。中—晚中新世, 澳洲大陆与其北面的岛弧和地块发生碰撞, 被动陆缘盆地经历了一定程度的改造, 特别是最北缘的波拿巴盆地。马达加斯加地块自晚白垩世早期后便处于现今位置, 而印度板块则继续向东北方向快速迁移。始新世晚期—渐新世早期, 东非地区陆上断裂系统开始活动, 形成一系列近南北向正断层并一直持续至今; 东非地区沿海盆地陆上发生了明显的抬升和剥蚀作用, 促进了鲁伍马盆地和赞比西盆地的发育。南亚地区被动陆缘盆地在被动陆缘晚期构造活动整体较弱, 大型三角洲不断向陆地方向后退, 盆地内水体逐渐加深, 整个盆地一直处于沉降状态, 接受了大范围的泥页岩沉积(图 2)。

2 岩相古地理特征

环印度洋地区二叠系和更古老的层系不是油气勘探的主力目的层系, 因此本文主要研究该地区三叠系及其更新层系的岩相古地理特征。

裂前期, 非洲、印度和澳大利亚仍连在一起, 共同构成了潘吉亚联合古陆的东南部, 其北侧是新特提斯洋, 此时环印度洋地区整体处于近海的克拉通内沉积背景。澳大利亚西北陆架、东非北段和南亚北部受到海侵影响, 接受了浅海相沉积(Cao et al., 2017; 杨平等, 2021)。非洲大陆内部则发育了陆相沉积, 该时期碳酸盐岩整体不发育(图 4a)。

同裂谷期, 环印度洋地区的古地理格架与晚三叠世相比没有本质的变化, 仍处于新特提斯洋的南缘。现今南亚地区北侧的碳酸盐岩台地沉积在早侏罗世更加发育(谭富文等, 2020), 而非洲大陆内部的陆相卡鲁沉积不再发育。同裂谷期断裂活动发育的高峰时期不同, 东非的同裂谷期主要发生于早侏罗世, 澳大利亚的同裂谷期则发生于侏罗纪—

早白垩世早期, 而南亚地区同裂谷期分别对应早侏罗世—早白垩世和晚白垩世—古新世。同裂谷期形成的断陷(次级盆地)内水体相对较深, 成层的水体导致了轻油型烃源岩的沉积。此阶段, 环印度洋地区整体沉积于克拉通边缘河流—滨岸—浅海环境(图 4b)。

被动陆缘早期, 环印度洋的非洲、印度、南极洲和澳洲板块也有一定程度的裂解分离, 浅海沉积背景扩展至整个东非边缘和南极洲北缘(图 4c-e), 澳大利亚西北部和南亚地区西北缘分别发育新近纪和古近纪碳酸盐岩沉积。被动陆缘晚期, 四大板块进一步发生裂解分离, 逐渐形成现今的构造沉积格局。

3 差异构造演化对盆地充填结构的影响

尽管环印度洋地区被动陆缘盆地经历了裂前、同裂谷、被动陆缘期三个演化阶段, 但不同演化阶段在不同盆地的发育程度不同, 进而导致沉积充填样式亦有差异。根据盆地演化的主导阶段和盆地结构构造的差异, 研究区内的被动陆缘盆地可分为拉张边缘裂前发育型、拉张边缘断拗叠置型、拉张边缘拗陷发育型和转换边缘断拗叠置型。

3.1 拉张边缘裂前发育型被动陆缘盆地

拉张边缘裂前发育型被动陆缘盆地发育于离散板块边缘, 不仅发育断拗(同裂谷—被动陆缘)层系, 亦发育裂前克拉通层系。澳大利亚西北陆架的北卡那封盆地、柔布克盆地、布劳斯盆地和波拿巴盆地归属于该类盆地, 其中北卡那封盆地的裂前层系尤为发育(图 3b)。区域构造和沉积演化史表明, 在侏罗纪同裂谷期发育之前, 西北陆架发育了泥盆系—三叠系裂前层系, 这套层系不仅厚度大, 而且分布广泛, 在四个盆地均有发育(图 3c)。此外, 这四个盆地中的同裂谷层系亦普遍发育, 但裂谷发育程度因盆地而异。早白垩世—新近纪被动陆缘演化阶段, 澳大利亚西部地貌相对平缓, 物源缺乏, 因此西北陆架被动陆缘盆地的被动陆缘层系相对不发育, 到了晚期阶段, 盆地内普遍发育碳酸盐岩沉积(图 2)。

3.2 拉张边缘断拗叠置型被动陆缘盆地

拉张边缘断拗叠置型被动陆缘盆地发育于拉张大陆边缘, 具有明显的“下断上拗”型盆地结构, 被动陆缘层系叠加于同裂谷层系之上, 二者均相当发育。东非地区的索马里盆地和与之共轭的马任加盆地归属于这类盆地(图 3c, 3d)。盆地内同裂谷

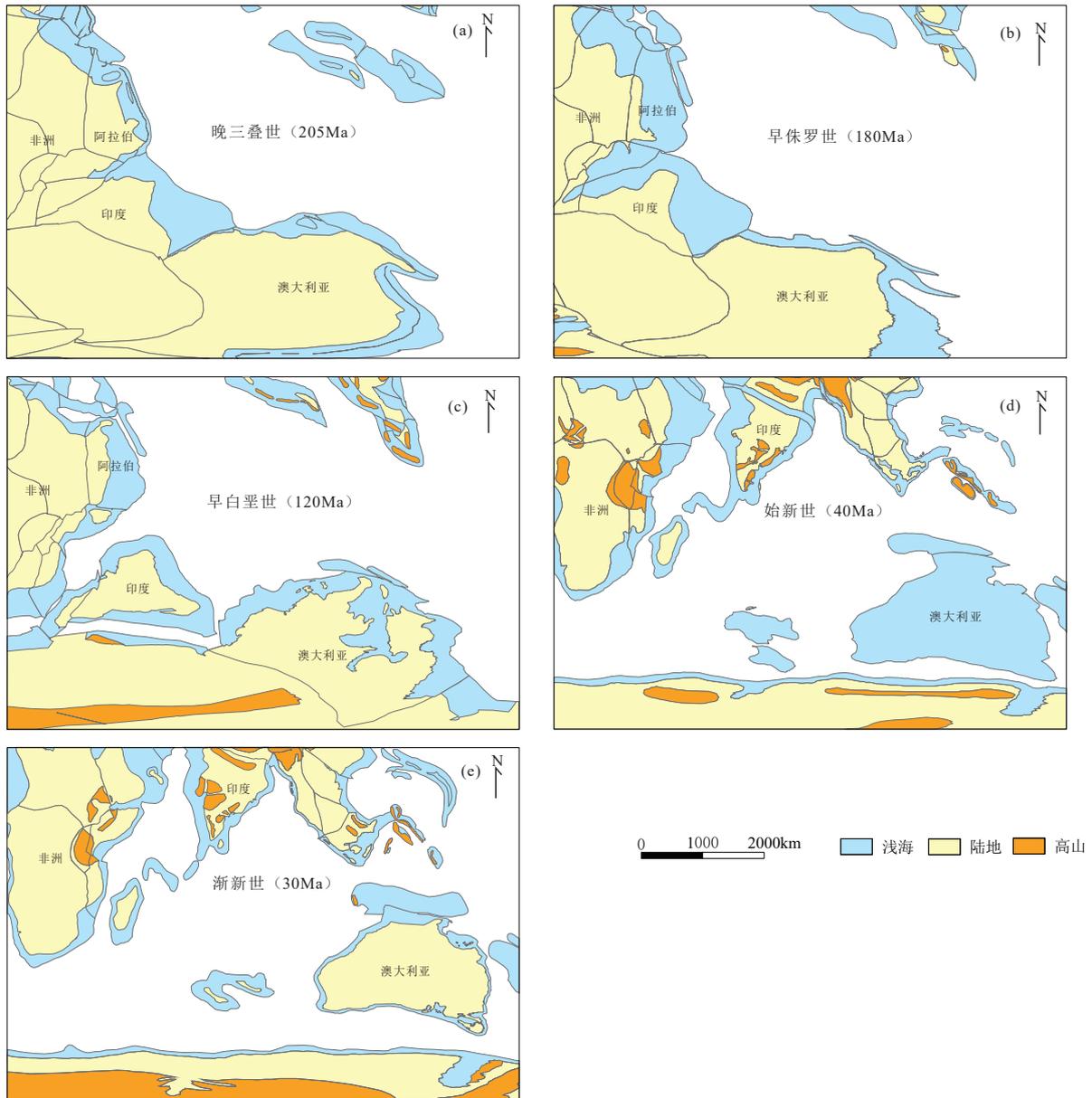


图4 环印度洋地区不同演化阶段古地理图 (据 Cao et al., 2017 修改)

Fig. 4 Paleogeography maps during different evolutionary stages around the Indian Ocean (modified from Cao et al., 2017)

层系的发育受拉张构造应力控制,裂谷层相对发育,形成了垒堑相间的构造特征。

3.3 拉张边缘拗陷型被动陆缘盆地

拉张边缘拗陷型被动陆缘盆地发育于拉张大陆边缘,盆地结构以拗陷为主,被动陆缘层系发育。南亚地区的孟买盆地、克里希那—戈达瓦里盆地和东非地区的赞比西盆地归属于这类盆地(图 3d),这类盆地的同裂谷层系欠发育。

3.4 转换边缘断拗叠置型被动陆缘盆地

转换边缘断拗叠置型被动陆缘盆地发育于转换边缘,盆地内同裂谷层系分布广泛,但垒堑结构

不发育。东非地区的坦桑尼亚盆地、鲁伍马盆地和穆龙达瓦盆地归属于这类盆地(图 3c, 3d)。这些盆地的发育受控于转换断层(Davie 断裂带),转换断层是沟通同裂谷期/被动陆缘早期烃源岩和被动陆缘晚期储层的通道。

4 构造沉积演化对成藏要素的控制作用

4.1 烃源岩

已有的研究成果和勘探发现表明,环印度洋地区被动陆缘盆地在裂前期、同裂谷期和被动陆缘期演化阶段均有烃源岩发育(Maende and Mpanju,

2003; 白国平等, 2007; 刘伟等, 2011; 朱伟林等, 2012; 许晓明等, 2013; 崔志骅, 2016; 冯杨伟等, 2016; Boote et al., 2019)(表 1)。

澳大利亚西北陆架被动陆缘盆地发育的烃源岩包括裂前期泥盆系—三叠系烃源岩、同裂谷期侏罗系烃源岩以及被动陆缘期下白垩统—古近系烃源岩, 干酪根为 II/III 型, 大多处于过成熟演化阶段, 由此也决定了西北陆架气多油少的分布特征(白国平等, 2013)。其中, 三叠系烃源岩主要发育于北卡那封盆地和柔布克盆地西南部, 而石炭系和二叠系烃源岩则局限于波拿巴盆地(图 5a)。近年来, 柔布克盆地新发现的三叠系油气田, 其油气就源自裂前中—下三叠统烃源岩, 这些烃源岩已经达到成熟阶段, 品质为中等—很好, 既能生气, 也能生油(Rollet et al., 2019)。同裂谷期侏罗系烃源岩分布范围广, 在北卡那封盆地、布劳斯盆地以及波拿巴盆地内的大量次级构造单元内均有分布(图 5b), 也以产气为主, 但部分次级构造单元(如: 埃克斯茅斯次盆、巴罗次盆、丹皮尔次盆和武尔坎次盆)内的烃源岩伴有生油特性(Spry and Ward, 1997; Preston and Edwards, 2000)。被动陆缘期烃源岩分布比较局限, 主要分布于布劳斯盆地(图 5c), 由于埋藏浅, 该套烃源岩基本未进入成熟阶段, 因此对盆地内已发现的油气藏基本上没有什么贡献。

东非地区裂前卡鲁期二叠系和下三叠统烃源岩主要分布在索马里盆地、鲁伍马盆地和穆龙达瓦盆地(图 6a, 6b)。该烃源岩由炭质泥岩组成, 并夹有薄层煤系地层, 母质类型以陆源植物为主, 但含少量的细菌和藻类生物, 干酪根类型为 II/III 型(张可宝等, 2007; 崔哥等, 2020)。下三叠统早期的烃源岩沉积于湖相环境, 下三叠统中—晚期烃源岩则沉积于局限海—泻湖环境(图 6b)。同裂谷期下侏罗统烃源岩主要分布于东非北段、中段和马任加盆地(图 6c), 发育于局限海/超盐沉积环境。在东非中段的坦桑尼亚盆地, 这套海相页岩的有机质为 II 型干酪根, TOC 为 1.2%~7.1%(Boote et al., 2019)。该盆地内 Songo Songo 气田的天然气就源自下侏罗统海相烃源岩(Burke et al., 2003)。被动陆缘早期中侏罗统烃源岩分布于东非北段、中段以及马达加斯加西海岸的被动陆缘盆地(图 6d)。在马任加盆地, 中侏罗统海相页岩的干酪根类型为 II 型, TOC 平均为 1.3%、最高达 4.2%; 在穆龙达瓦盆地, 这套烃源岩由局限海相页岩和泥灰岩组成, TOC 为 0.6%~7.65%(Boote et al., 2019)。有关上侏

罗统—下白垩统烃源岩生烃潜力的认识还比较浅, 有限的资料表明, 这套层系沉积于开阔海环境, 烃源岩为倾气型, 干酪根类型为 III 型, TOC 平均为 1%~3%, 但其分布范围不确定性很大(图 6e)。

南亚地区东部上石炭统—下二叠统 Barakar 组烃源岩由煤和页岩组成, 属裂前晚期河流沉积, 分布范围有限。同裂谷期侏罗系烃源岩由含油性有机质的湖相页岩组成, 属河流、湖泊和三角洲沉积, TOC 值为 0.65%~10%(IHS, 2015a)。被动陆缘早期白垩系烃源岩是研究区内最重要的烃源岩之一, 形成于第一次海侵事件期间。白垩系烃源岩既生油, 也生气, 以 II 型干酪根为主, TOC 值分布在 1.28%~7.94%, 平均值为 1.9%~2.2%, Ro 值为 0.7%~1.0%(Khan, et al., 2000; Rao, 2001; Gupta, 2006)。石油生成始于上白垩统晚期, 在古新统晚期至始新统早期达到生油高峰; 天然气生成始于上始新统, 在渐新统—中新统中期达到顶峰。上古新统—渐新统烃源岩被认为是与白垩系页岩同样重要的烃源岩, 其沉积于外陆架—盆地环境, 以 III 型干酪根为主, TOC 值平均为 2.5%, 局部地区超过 5.5%, Ro 为 0.7%~0.8%(IHS, 2015a; 冯杨伟等, 2016)。虽然新近系也发育烃源岩, 但其 TOC 含量和有机质成熟度均较低, 质量整体较差, 与已发现的油气没有直接联系。南亚地区西部主力烃源岩为被动陆缘早期古新统—始新统烃源岩, 由三角洲平原煤、前三三角洲泥岩和浅海相页岩组成。盆地原油富含蜡, 表明烃源岩富含陆生植物(朱伟林等, 2012)。始新统页岩 TOC 含量较高, 平均值一般在 0.5% 以上, 干酪根类型为 II/III 型(IHS, 2015b), 是优质烃源岩。

4.2 储集层

环印度洋地区已证实的储集层主要包括礁滩相碳酸盐岩层系和河流-三角洲、深水重力流砂岩层系。此外, 还包括多套其他推测的或未证实的储集层, 不同的盆地储集层分布特征不一(表 1)。

澳大利亚西北陆架各沉积盆地内发育了多期大型河流-三角洲沉积体系, 如: 晚三叠世时期, 北卡那封盆地西南区域发育 Mungaroo 三角洲沉积; 早侏罗世—中侏罗世期间, 柔布克盆地和波拿巴盆地南部发育 Legendre 三角洲沉积和 Plover 三角洲沉积; 晚侏罗世期间, 北卡那封盆地南部发育 Angel 三角洲沉积; 早白垩世期间, 北卡那封盆地西南部发育 Barrow 三角洲沉积(许晓明等, 2013; 杨婷等, 2017)。河流-三角洲沉积体系控制了储集

表 1 环印度洋地区重点被动陆缘盆地石油地质特征一览表 (据朱伟林等, 2012; 刘铁树等, 2015; IHS, 2015a, 2015b, 2017a, 2017b; 秦雁群等, 2017; Boote et al., 2019; 崔智等, 2020 整理总结)

地区	盆地	烃源岩				储集岩				盖层		
		时代	岩性	TOC/%	Ro/%	干酪根类型	时代	岩性	孔隙度/%		渗透率/mD	沉积相
澳大利亚西北陆架	北卡那封	三叠系—白垩系	泥岩、页岩	1.0~5.0	0.3~6.0	II/III	三叠系—白垩系	砂岩	平均值>25	介于几十到几百	河流-三角洲沉积	泥岩、页岩
	布劳恩斯	侏罗系—白垩系	泥岩、页岩	1.0~2.0	0.5~1.1	II/III	侏罗系、白垩系	砂岩		最大不超过1 000, 大多数小于6	河流-三角洲沉积	泥岩、页岩
	波拿巴	石炭系—二叠系、侏罗系	页岩	0.1~13.9	0.35~1.5	II/III	三叠系—白垩系	砂岩	4.2~7.3		河流-三角洲沉积	页岩
东非地区	索马里	二叠系—古近系	泥岩、页岩和碳酸盐岩	0.3~17.4	1.0~1.3	II/III	石炭系—二叠系、侏罗系、古近系	砂岩、碳酸盐岩	7~19.4	<10	三角洲和深水浊积扇沉积	泥岩、页岩
	坦桑尼亚	二叠系—白垩系	碳酸盐岩、页岩	0.2~27	0.50~1.5	II/III	侏罗系—新近系	砂岩、碳酸盐岩	5~30	最大400	三角洲、浅海相沉积	页岩
	鲁伍马	二叠系、侏罗系—古近系	页岩	1.34~12	0.5~2.13	II/III	二叠系—新近系	砂岩、碳酸盐岩	12~25	20~4 000	三角洲、浅海-深海相沉积	页岩
	马任加	三叠系—白垩系	碳酸盐岩、页岩	1.2~7.1		II/III	石炭系—白垩系	砂岩、碳酸盐岩			三角洲和深水浊积扇沉积	页岩
南亚地区	穆龙达瓦	二叠系—白垩系	泥岩、页岩和碳酸盐岩	0.6~7.65		II/III	二叠系—白垩系	砂岩、碳酸盐岩	平均值23	100~5 000	三角洲和深水浊积扇沉积	页岩
	克里希纳-戈达瓦里	石炭系—二叠系、白垩系—古近系	页岩	1.28~26	0.51~1.46	II/III	二叠系—新近系	砂岩、碳酸盐岩	9~23	20~10 000	三角洲和深水浊积扇沉积	页岩
	孟加拉	古新统—渐新统	页岩	0.2~1.6	约0.65	II/III	二叠系、渐新统—中新统	砂岩、碳酸盐岩	10~35	5~1 500	三角洲、浅海相沉积	泥岩、页岩
	孟买	古新统—始新统	泥岩、页岩	1~2		I/II	始新统—中新统	砂岩、碳酸盐岩、粉砂岩	14~22	60~370	三角洲、浅海相沉积	页岩

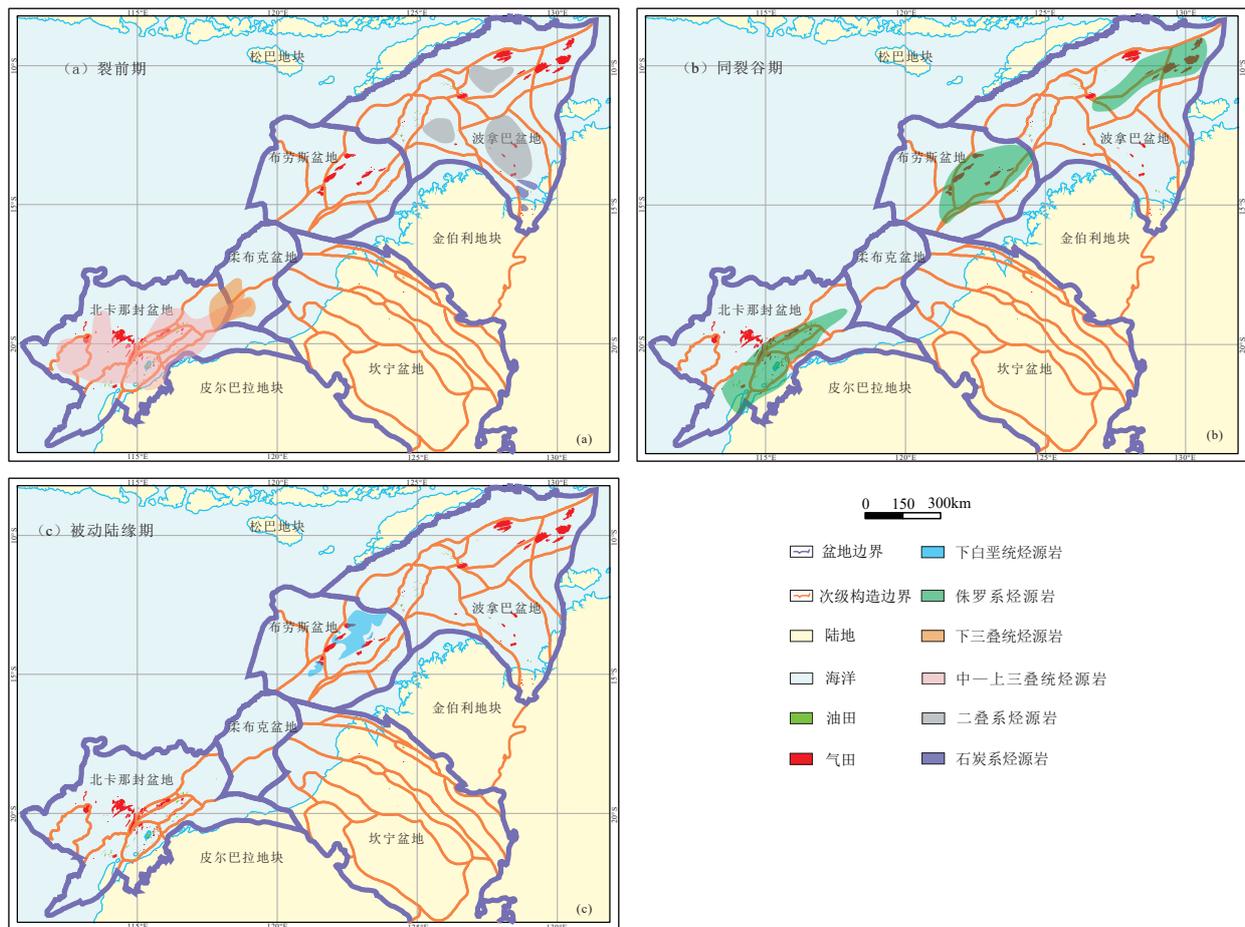


图5 澳大利亚西北陆架不同演化阶段烃源岩分布图

Fig. 5 Distribution maps of source rocks during different evolutionary stages in the North West Shelf, Australia

层的分布。如图7所示,研究区内主要发育裂前期上三叠统和同裂谷期下—中侏罗统砂岩储层,这些大范围的、物性较好的储集层系为区域油气的聚集提供了充足的空间。

东非地区发育了二叠系—新近系多套储层层系,但大部分油气储集于被动陆缘期储集层。裂前期二叠系—三叠系储集层主要分布在坦桑尼亚盆地和鲁伍马盆地,以河流相砂岩和砾岩为主,孔隙度为9%~13.3%,渗透率为1~550 mD(IHS, 2017a)。同裂谷期下侏罗统储集层分布相对局限,主要由浅海相砂岩组成。被动陆缘早期中侏罗统发育一套礁滩相碳酸盐岩层系,在多个盆地均有发育。尽管该层系内尚未发现油气藏,但仍是一套值得关注的勘探层系。被动陆缘晚期,东非地区盆地内各大水系在基底隆升的构造背景下,携带着大量的泥沙入海,形成了规模不等的三角洲相砂岩和深水浊积岩,构成了研究区内主要的储集层系(图8)。该储集层系平均孔隙度为15%左右,渗透率达5 000 mD

(IHS, 2017a),为鲁伍马盆地和坦桑尼亚盆地形成大气田提供了良好的储集条件(于璇等, 2015)。

南亚地区东部发育裂前期二叠系—三叠系河流相砂岩储层,但其分布非常有限,到目前为止尚未被证实。由于裂谷作用,研究区在同裂谷期发育了地垒和地堑,在这些构造内部和之间形成了以河流相和湖泊相为主的砂岩沉积体系。受构造演化影响,在同裂谷晚期,又发展成边缘海沉积。被动陆缘早期,浅海陆架上发育了三角洲和浅水陆棚相沉积体系,形成了以砂岩和浊积岩为主的储层层系。被动陆缘晚期三角洲沉积仍然是研究区内主要的沉积体系,并发育了碳酸盐岩、页岩和砂岩储层。其中砂岩一般为细粒至中粒,孔隙度分布在20%~30%,渗透率分布在20~1 000 mD(IHS, 2015a)。南亚地区西部主要发育被动陆缘期中始新统—中新统碳酸盐岩、砂岩和粉砂岩储层。此外,在德干玄武岩和风化的结晶基底中也分布一些小规模的裂缝性储层段(朱伟林等, 2012)。

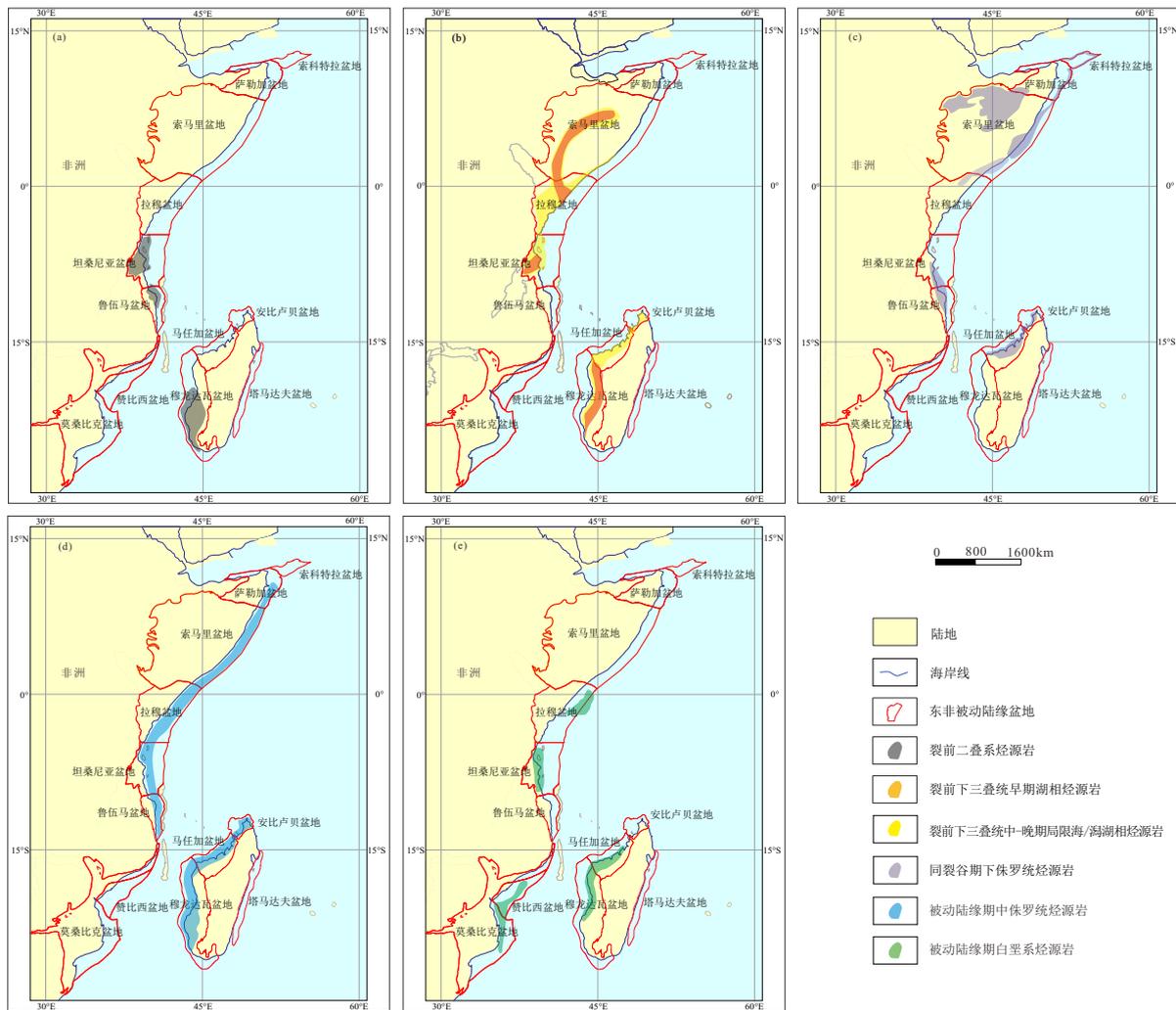


图 6 东非地区不同演化阶段烃源岩展布图

Fig. 6 Distribution maps of source rocks during different evolutionary stages in the East Africa

4.3 盖层

环印度洋地区被动陆缘盆地内发育多套盖层,岩性主要为侏罗系、白垩系和古近系—新近系页岩(表1)。

早白垩世期间,澳大利亚板块与大印度板块解体分离,形成了开放海相沉积环境,导致西北陆架上沉积了一套巨厚的区域性盖层,封盖了整个研究区沉积盆地内绝大多数油气,仅有不到1%的油气处于区域盖层之上(白国平等,2013),该套大面积展布的有效页岩层系是西北大陆架所有大中型油气田得以保存的重要因素。相对于区域盖层而言,局部盖层封盖能力较弱(汪焰等,2012),但对于断层发育的储层来说,局部盖层对油气的垂向运移也能形成了有效的封盖(白国平等,2007)。

东非地区盖层在多个层系均有发育,以海相页岩为主,包裹了深水浊积岩的深水相页岩构成了油

积岩大气田的优质盖层。白垩系及其以上地层中的页岩是最主要的盖层,并且分布广泛,为白垩系、古近系和新近系等地层内的储层提供了遮挡条件。潜在的盖层为局部发育的侏罗系页岩/蒸发岩,以及同裂谷期和被动陆缘早期形成的页岩。

南亚地区东部主要发育同裂谷期侏罗系河流相、湖泊相泥岩和被动陆缘期白垩系、古近系—新近系三角洲相、海相页岩和碳酸盐岩,没有发现膏盐岩层(秦雁群等,2017)。其中,被动陆缘期多发育区域性盖层,而同裂谷期则以局部盖层为主。被动陆缘早期古新统—下始新统页岩同样对南亚地区西部的被动陆缘盆地起着油气聚集的有效封闭作用。此外,中始新统—新近系碳酸盐岩在与暴露地表有关孔洞地层下部发生了高度的胶结作用,因此在多数情况下也可以充当盖层(IHS,2015b)。

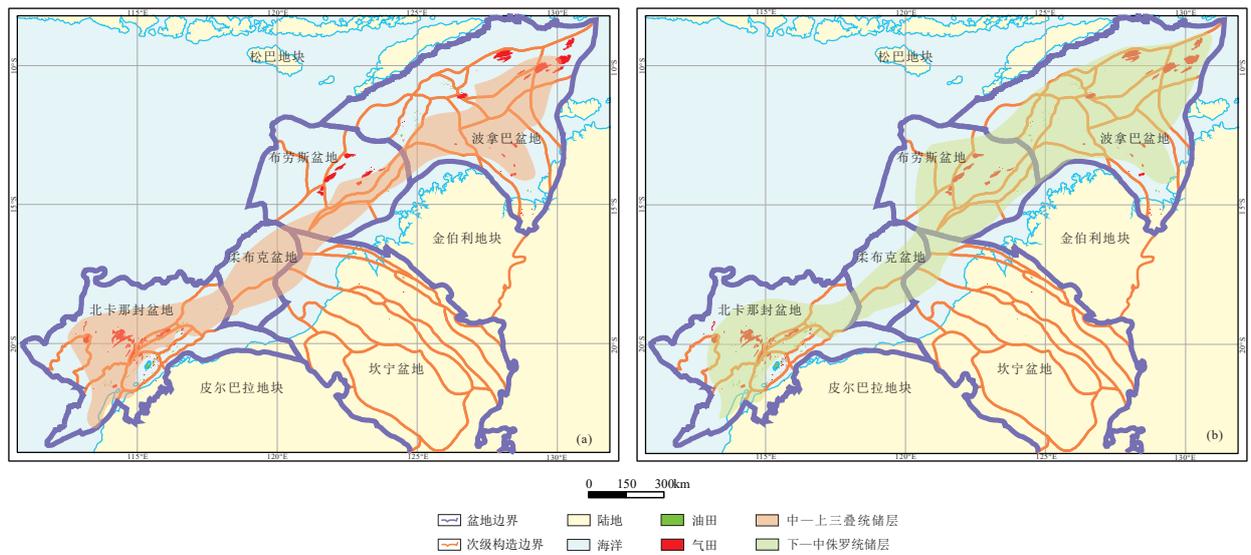


图7 澳大利亚西北陆架中—上三叠统 (a) 和下—中侏罗统 (b) 储层展布图

Fig. 7 Distribution maps of Middle-Upper Triassic (a) and Lower-Middle Jurassic (b) reservoirs in the North West Shelf, Australia

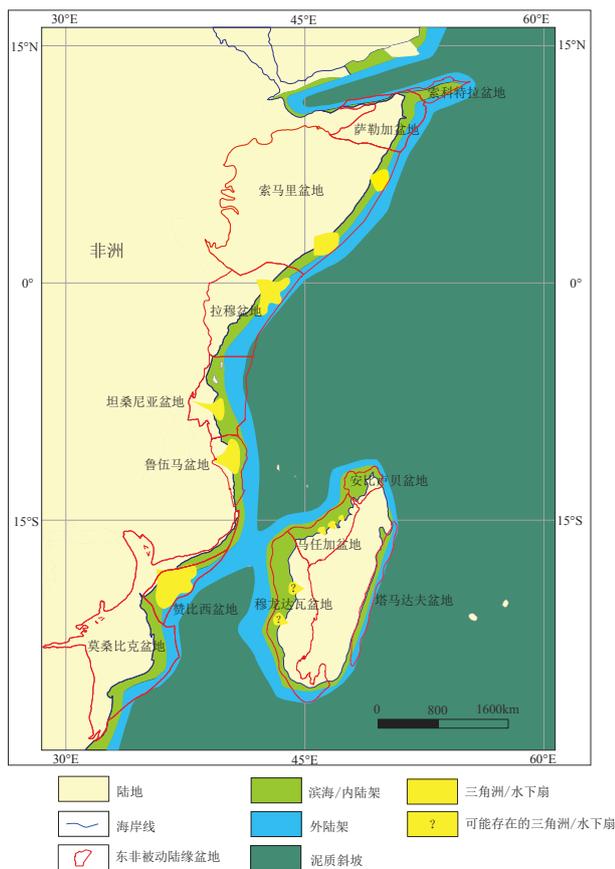


图8 东非地区被动陆缘晚期沉积相图 (据 IHS, 2017a 修改)

Fig. 8 Sedimentary facies map during late passive continental margin stage in East Africa (modified from IHS, 2017a)

5 油气资源评价与有利勘探区优选

基于烃源岩发育的演化阶段,环印度洋地区重点被动陆缘盆地内含油气系统可以分为三类,分别为裂前含油气系统、同裂谷含油气系统和被动陆缘含油气系统。裂前含油气系统中的烃源岩发育于裂前期,东非地区穆龙达瓦盆地和澳大利亚西北陆架北卡那封盆地已发现油气主要源自该类烃源岩,其生成的油气 2P 可采储量分别占盆地总 2P 可采储量的 99.8% 和 85.0%(IHS, 2017a, 2017b); 同裂谷含油气系统中的烃源岩发育于同裂谷期,南亚西部孟买盆地和澳大利亚西北陆架波拿巴盆地、布劳斯基盆地已发现油气主要来自该类烃源岩,其生成的油气 2P 可采储量占盆地总 2P 可采储量的比例分别为 100%、93.6% 和 74.2%(IHS, 2015b, 2017b); 被动陆缘含油气系统中的烃源岩发育于被动陆缘期,该类烃源岩是南亚东部克里希那—戈达瓦里盆地和东非地区鲁伍马盆地、坦桑尼亚盆地已发现油气的主力烃源岩,其贡献的油气 2P 可采储量占盆地总 2P 可采储量的比例分别为 98.2%、69.1% 和 51.8%(IHS, 2015a, 2017a)。

在含油气系统分析的基础上,以储层为核心,本文划分了成藏组合。如附表 1* 所示,澳大利亚西北陆架被动陆缘盆地 6 个含油气系统中包含 12 个成藏组合,分别为裂前二叠系—三叠系(2 个)、裂前中—上三叠统(2 个)、裂前/同裂谷侏罗系—下白垩统(1 个)、同裂谷侏罗系—下白垩统(3 个)、同

裂谷/被动陆缘侏罗系—下白垩统(1个)和被动陆缘下白垩统(3个)成藏组合;东非地区被动陆缘盆地9个含油气系统中包含13个成藏组合,分别为陆上二叠系—侏罗系(1个)、被动陆缘中—上侏罗统碳酸盐岩(3个)、同裂谷下侏罗统碎屑岩(1个)、被动陆缘中白垩统—新近系三角洲和深水扇碎屑岩(7个)和被动陆缘白垩系滨浅海砂岩(1个)成藏组合;南亚地区被动陆缘盆地2个含油气系统中包含4个成藏组合,分别为同裂谷古新统—下始新统、被动陆缘早期白垩系、被动陆缘晚期古近系—新近系和被动陆缘上始新统—新近系成藏组合。

油气资源评价通常采用的方法为地质分析—统计法,其主要包括以下四个步骤:油气地质评价、评价参数选取、蒙特卡洛法计算和盆地资源量汇总(高济稷等,2010;田纳新等,2017)。本研究基于已划分的成藏组合,并结合盆地勘探历史以及已发现油气藏的规模和数量,通过类比法选取了三组评价参数(第一组为待发现油气藏个数的低值、中值和高值;第二组为待发现油气藏规模的低值、中值和高值;第三组为油藏的气油比和凝析油/天然气比的低值、中值和高值以及气藏的凝析油/天然气比和油气比的低值、中值和高值),再通过Crystal Ball软件进行蒙特卡洛模拟计算,得出不同概率下的四个待发现可采资源量值:低值(F5)、中值(F50)、高值(F95)和均值,并取均值作为各油气成藏组合最终的待发现油气资源量(余一欣等,2015;王大鹏等,2016,2017;孙丰楠等,2020)。评价结果表明,环印度洋地区重点被动陆缘盆地内待发现石油、天然气和凝析油可采资源量(均值)分别为 4.49×10^8 t, 15.86×10^{12} m³和 5.23×10^8 t,折合成油当量为 137.69×10^8 t(附表1^{*})。其中,东非地区鲁伍马盆地、穆龙达瓦盆地、索马里盆地、坦桑尼亚盆地、马任加盆地和拉穆盆地被动陆缘中白垩统—新近系三角洲和深水扇以及澳大利亚西北陆架北卡那封盆地裂前中—上三叠统河流-三角洲碎屑岩成藏组合资源潜力最大,其分别占总待发现油气可采资源量(均值)的30.51%、10.08%、9.36%、8.40%、7.25%、4.78%和4.68%。

基于前文对研究区内油气成藏要素的分析,并结合成藏组合资源评价结果,以及初探井密度和油气藏分布情况,本文最终优选了3个最有利的勘探区带,分别为澳大利亚西北陆架北卡那封盆地裂前

中—上三叠统区带、东非地区鲁伍马盆地北部中白垩统—新近系三角洲—深水扇区带和坦桑尼亚盆地南部中白垩统—新近系三角洲-深水扇区带。

6 结论

(1)环印度洋地区被动陆缘盆地经历了三期演化阶段,分别为裂前期、同裂谷期和被动陆缘期。

(2)根据盆地演化主导阶段和盆地结构构造差异,研究区被动陆缘盆地可分为拉张边缘裂前发育型、拉张边缘断拗叠置型、拉张边缘拗陷发育型和转换边缘断拗叠置型。

(3)烃源岩主要发育于裂前期—被动陆缘早期;礁滩相碳酸盐岩层系、河流-三角洲和深水重力流砂岩层系构成了研究区内主要的储集岩,并主要发育于裂前期—被动陆缘晚期;区域性盖层多发育于被动陆缘期,而同裂谷期则以局部盖层为主。

(4)研究区内重点被动陆缘盆地的待发现石油、天然气和凝析油可采资源量(均值)分别为 4.49×10^8 t, 15.86×10^{12} m³和 5.23×10^8 t,折合成油当量为 137.69×10^8 t。最有利的3个勘探区带分别为澳大利亚西北陆架北卡那封盆地裂前中—上三叠统区带、东非地区鲁伍马盆地北部中白垩统—新近系三角洲—深水扇区带和坦桑尼亚盆地南部中白垩统—新近系三角洲-深水扇区带。

References

- Bai G P, Deng C, Tao C Z, et al., Hydrocarbon distribution patterns and controlling factors in North West Shelf, Australia[J]. *Geoscience*, 27 (05): 1225-1232 (in Chinese with English abstract).
- Bai G P, Yin J Y. 2007. Petroleum geology features and exploration potential analyses of North Carnarvon Basin, Australia[J]. *Petroleum geology and experiment*, 29 (3): 253-257 (in Chinese with English abstract).
- Bastia R, Radhakrishna M. 2012. Basin evolution and petroleum prospectivity of the continental margins of India[M]. Amsterdam: Elsevier.
- Boote D, Mike R, Andy C, et al., 2019. Using basin modelling to examine the origin of the hydrocarbons within the deepwater Rovuma Basin of Tanzania, Mozambique and the Comoros[C] // PESGB-HGS Africa E&P Conference, London, 1st-2nd October (Extended Abstract).
- Burke K, Macgregor D S, Cameron N R. 2003. Africa's petroleum systems: four tectonic 'Aces' in the past 600 million years[J]. *Geological Society*, London, Special Publications, 207 (1): 21-60.

*数据资料联系编辑部或者登录本刊网站 <https://www.cjyttsdz.com.cn> 获取。

- Catuneanu O, Wopfner H, Eriksson P G, et al., 2005. The Karoo Basins of south-central Africa[J]. *Journal of African Earth Sciences*, 43 (1-3) : 211-253.
- Cao W C, Zahirovic S, Flament N, et al., 2017. Improving global paleogeography since the late Paleozoic using paleobiology[J]. *Biogeosciences Discussions*, 14 (23) : 1-24.
- Cui Z H. 2016. Evaluation on characteristics of petroleum geology and exploration potential of coastal key basin in East Africa[D]. Zhejiang University.
- Cui G, Jin A M, Wu C W, et al., 2020. Tectonic evolution of East Africa coast and comparison of hydrocarbon accumulation conditions in the north and south petroliferous basins[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 40 (01) : 104-113 (in Chinese with English abstract) .
- Emmel B, Kumar R, Ueda K, et al., 2011. Thermochronological history of an orogen-passive margin system: an example from Northern Mozambique[J]. *Tectonics*, 30 (2) : 58-66.
- Feng Y W, Qu H J, Zhang G C, et al., 2011. Hydrocarbon distribution of deep-water basins in Northwest Shelf of Australia[J]. *Geological Science and Technology Information*, 30 (6) : 99-104 (in Chinese with English abstract) .
- Feng Y W, Qu H J, Zhang J A, et al., 2016. Distribution of hydrocarbon fields in Krishna-Godavari Basin, East India margin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 46 (03) : 408-414 (in Chinese with English abstract) .
- Gao J J, Bai G P, Qin Y Z, et al., 2010. Monte carlo simulation - a case study of Marib-Shabwa Basin in Yemen[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 32 (3) : 305-308 (in Chinese with English abstract) .
- Gupta S K. 2006. Basin architecture and petroleum system of Krishna Godavari Basin, east coast of India[J]. *The Leading Edge*, 25 (7) : 830-837.
- IHS Energy Group. 2015a. Krishna-Godavari Basin, India[DB]. Basin Monitor. Commercial database available from IHS Energy Group, 15 Inverness Way East, Englewood, Colorado, 80112, USA.
- IHS Energy Group. 2015b. Bombay Basin, India[DB]. Basin Monitor. Commercial database available from IHS Energy Group, 15 Inverness Way East, Englewood, Colorado, 80112, USA.
- IHS Energy Group. 2017a. Passive margin basins of East Africa[DB]. Basin Monitor. Commercial database available from IHS Markit, 15 Inverness Way East, Englewood, Colorado, 80112, USA.
- IHS Energy Group. 2017b. North West Shelf, Australia, Indian Ocean Region[DB]. Basin Monitor. Commercial database available from IHS Energy Group, 15 Inverness Way East, Englewood, Colorado, 80112, U. S. A.
- Kang H Q, Pang L A, Jia H C, et al., 2018. Resource assessment of North Carnarvon Basin on the Northwest Shelf of Australia[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 40 (06) : 808-817 (in Chinese with English abstract) .
- Khan M S R, Sharma A K, Sahota S K, et al., 2000. Generation and hydrocarbon entrapment within Gondwanan sediments of the Mandapeta area, Krishna-Godavari Basin, India[J]. *Organic Geochemistry*, 31: 1495-1507.
- Liu W, He D F, Wang Z M, et al., 2011. Formation and distribution of giant gas fields in Northwest Shelf of Australia[J]. *China Petroleum Exploration*, 16 (03) : 68-75+8 (in Chinese with English abstract) .
- Liu T S, Xi Z G, Luo Z Q. 2015. Hydrocarbon distribution and major controlling actors of Bengal Basin, Bangladesh[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 37 (03) : 361-366+401 (in Chinese with English abstract) .
- Maende A, Mpanju F. 2003. Geochemistry and source rock potential of East African passive margin[R]. East African Petroleum Conference, 5-7 March, Nairobi, Kenya, 1-35.
- Qin Y Q, Zhang G Y, Ji Z F, et al., 2017. Geological features, hydrocarbon accumulation and deep-water potential of East Indian basins[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 44 (05) : 691-703 (in Chinese with English abstract) .
- Preston J C, Edwards D S. 2000. The petroleum geochemistry of oils and source rocks from the Northern Bonaparte Basin, offshore Northern Australia[J]. *APPEA Journal*, 40 (6) : 257-282.
- Reeves C. 2014. The position of Madagascar within Gondwana and its movements during Gondwana dispersal[J]. *Journal of African Earth Sciences*, 94: 45-57.
- Reeves J M, Chivas A R, Garcia A, et al., 2016. Palaeoenvironmental change in the Gulf of Carpentaria (Australia) since the last interglacial based on Ostracoda[J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 246: 163-187.
- Rollet N, Grosjean E, Edwards D, et al., 2019. Triassic petroleum systems on the central North West Shelf - Learnings from the greater Phoenix area seismic mapping and geochemical studies[J]. *ASEG Extended Abstracts*, (1) , 1-7.
- Rao G N. 2001. Sedimentation, stratigraphy and petroleum potential of Krishna-Godavari basin, East Coast of India[J]. *AAPG Bulletin*, 85 (9) : 1623-1643.
- Spry T B, Ward I. 1997. The Gwydion discovery: a new play fairway in the Browse basin[J]. *APPEA Journal*, 37 (1) : 87-104.
- Sun F N, Zhang K X, Han S Q, et al., 2020. Analysis of petroleum play and resources evaluation in the North Ustyurt Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 44 (06) : 43 - 52+7 - 8 (in Chinese with English abstract) .
- Tan F W, Yang P, Wang Z H, et al., 2020. Petroleum geological conditions in Dailekh area, western Nepal[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 40 (03) : 87 - 95 (in Chinese with English abstract) .
- Tian N X, Yin J Y, Tao C Z, et al., 2017. Petroleum geology and resources assessment of major basins in Middle East and Central Asia[J]. *Oil & Gas Geology*, 38 (3) : 582 - 591 (in Chinese with English abstract) .
- Torsvik T H, Cocks L. 2013. Gondwana from top to base in space and time[J]. *Gondwana Research*, 24 (3-4) : 999-1030.
- Walker T R. 2007. Deepwater and frontier exploration in Australia: Historical perspectives, present environment and likely future trends[J]. *The APPEA Journal*, 47 (1) : 15-38.
- Wang W G, Tong X G, Yu L, et al., 2013. Oil and gas distribution features and main controlling factors of northwest shelf, Australia[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 35 (01) : 10-18 (in Chinese with English abstract) .
- Wang Z H, Tan F W, Sudhir R, et al., 2022. The tectosedimentary evolution since Proterozoic in Nepal and its southern adjacent areas[J]. *Earth Science*, 47 (02) : 405-417 (in Chinese with English abstract) .
- Wen Z X, Wang Z M, Hu X Y, et al., 2011. Distribution and key controlling factors of giant gas fields in passive marginal basins of Northwest Australia[J]. *Marine Geology Frontiers*, 27 (12) :

- 41-47 (in Chinese with English abstract) .
- Wang Y, Shen B K. 2012. Study on causes of gas accumulation in Rankin Platform, North Carnarvon Basin in Australia[J]. *China Petroleum Exploration*, 17 (03): 77-82+8 (in Chinese with English abstract) .
- Wang D P, Bai G P, Lu H M, et al., 2016. Analysis of petroleum systems and resources evaluation in the Zagros Foreland Basin[J]. *Geoscience*, 30 (02): 361-372 (in Chinese with English abstract) .
- Wang D P, Yin J Y, Tian N X, et al., 2017. Division and resource evaluation of hydrocarbon plays in the Senegal Basin, West Africa[J]. *Geoscience*, 31 (06): 1201-1213 (in Chinese with English abstract) .
- Xu X M, Yu S, Luo Z Q, et al., 2013. Main factors for gas accumulation on North West Shelf of Australia[J]. *Marine Geology Frontiers*, 29 (09): 32-36 (in Chinese with English abstract) .
- Yang P, Tan F W, Shi M F, et al., 2021. Oil-source correlation and hydrocarbon accumulation in the Lesser Himalayan belt of Nepal[J]. *Acta Geologica Sinica*, 95(11): 3426-3441 (in Chinese with English abstract) .
- Yang T, Kang H Q, Liu D X, et al., 2017. The sedimentary facies evolution and the development characteristics of source rocks in North Carnarvon Basin, Australia[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 39 (05): 81-91 (in Chinese with English abstract) .
- Yu X, Hou G T, Dai S H, et al., 2015. Tectonic evolution and hydrocarbon pooling patterns analysis in East Africa continental margin[J]. *Geological Science and Technology Information*, 34 (06): 147-154+158 (in Chinese with English abstract) .
- Yu Y X, Yin J Y, Zheng J Z, et al., 2015. Division and resources evaluation of hydrocarbon plays in the Amu Darya Basin, Central Asia[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 42 (06): 750-756 (in Chinese with English abstract) .
- Zhu W L, Hu P, Jiang W R, et al., 2012. South Asia and southeast Asia petroliferous basin[M]. Beijing: Science Press.
- Zhu W L, Cui H Y, Wu P K, et al., 2017. New development and outlook for oil and gas exploration in passive continental margin basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38 (10): 1099-1109 (in Chinese with English abstract) .
- Zhang G Y, Liu X B, Wen Z X, et al., 2015. Structural and sedimentary characteristics of passive continental margin basins in East Africa and their effect on the formation of giant gas fields[J]. *China Petroleum Exploration*, 20 (04): 71-80 (in Chinese with English abstract) .
- Zhang K B, Shi B Q, Xu Z Q, et al., 2007. A study on petroleum geology and hydrocarbon potential in eastern Africa[J]. *Natural Gas Geoscience*, 18 (6): 869-874 (in Chinese with English abstract) .
- 浙江大學.
- 崔翥, 金爱民, 邬长武, 等. 2020. 东非海岸构造演化及其对南、北主要富油气盆地控藏作用对比[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 40 (01): 104-113.
- 冯杨伟, 屈红军, 张功成, 等. 2011. 澳大利亚西北陆架深水盆地油气地质特征[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 31 (04): 131-140.
- 冯杨伟, 屈红军, 张瑾爱, 等. 2016. 印度东部大陆边缘克里希纳—戈达瓦里盆地油气分布规律[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 46 (03): 408-414.
- 高济稷, 白国平, 秦养珍, 等. 2010. 蒙特卡洛模拟法在也门马里卜—夏布瓦盆地中的应用[J]. *石油实验地质*, 32 (3): 305-308.
- 康洪全, 逢林安, 贾怀存, 等. 2018. 澳大利亚西北陆架北卡那封盆地资源潜力评价[J]. *石油实验地质*, 40 (06): 808-817.
- 刘伟, 何登发, 王兆明, 等. 2011. 澳大利亚西北大陆架大气田的形成条件与分布特征[J]. *中国石油勘探*, 16 (03): 68-75+8.
- 刘铁树, 裘著纲, 骆宗强. 2015. 孟加拉盆地油气分布特征及主控因素[J]. *石油实验地质*, 37 (03): 361-366+401.
- 秦雁群, 张光亚, 计智峰, 等. 2017. 印度东部盆地群地质特征、油气成藏与深水区勘探潜力[J]. *石油勘探与开发*, 44 (05): 691-703.
- 孙丰楠, 张凯逊, 韩淑琴, 等. 2020. 北乌斯丘尔特盆地成藏组合分析与油气资源潜力评价[J]. *东北石油大学学报*, 44 (06): 43-52+7-8.
- 谭富文, 杨平, 王正和, 等. 2020. 尼泊尔西部代莱克(Dailekh)地区石油地质条件分析[J]. *沉积与特提斯地质*, 40 (03): 87-95.
- 田纳新, 殷进垠, 陶崇智, 等. 2017. 中东—中亚地区重点盆地油气地质特征及资源评价[J]. *石油与天然气地质*, 38 (3): 582-591.
- 汪伟光, 童晓光, 喻莲, 等. 2013. 澳大利亚西北大陆架油气分布及成藏主控因素[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 35 (01): 10-18.
- 王正和, 谭富文, Sudhir R, 等. 2022. 尼泊尔及南侧邻区元古宙以来的构造-沉积演化[J]. *地球科学*, 47 (02): 405-417.
- 温志新, 王兆明, 胡湘瑜, 等. 2011. 澳大利亚西北大陆架被动大陆边缘盆地群大气田分布与主控因素[J]. *海洋地质前沿*, 27 (12): 41-47.
- 汪焰, 申本科. 2012. 澳大利亚北卡那封盆地 Rankin 台地天然气富集原因初探[J]. *中国石油勘探*, 17 (03): 77-82+8.
- 王大鹏, 白国平, 陆红梅, 等. 2016. 扎格罗斯盆地含油气系统分析与资源潜力评价[J]. *现代地质*, 30 (02): 361-372.
- 王大鹏, 殷进垠, 田纳新, 等. 2017. 塞内加尔盆地成藏组合划分与资源潜力评价[J]. *现代地质*, 31 (06): 1201-1213.
- 许晓明, 于水, 骆宗强, 等. 2013. 澳大利亚西北陆架天然气富集的主控因素[J]. *海洋地质前沿*, 29 (09): 32-36.
- 杨平, 谭富文, 施美凤, 等. 2021. 尼泊尔低喜马拉雅推覆带油源对比及油气成藏[J]. *地质学报*, 95 (11): 3426-3441.
- 杨婷, 康洪全, 刘东旭, 等. 2017. 北卡那封盆地沉积演化规律与烃源岩发育特征[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 39 (05): 81-91.
- 于璇, 侯贵廷, 代双河, 等. 2015. 东非大陆边缘构造演化与油气成藏模式探析[J]. *地质科技情报*, 34 (06): 147-154+158.
- 余一欣, 殷进垠, 郑俊章, 等. 2015. 阿姆河盆地成藏组合划分与资源潜力评价[J]. *石油勘探与开发*, 42 (06): 750-756.
- 朱伟林, 胡平, 江文荣, 等. 2012. 南亚-东南亚含油气盆地[M]. 北京: 科学出版社.
- 朱伟林, 崔早云, 吴培康, 等. 2017. 被动大陆边缘盆地油气勘探新进展与展望[J]. *石油学报*, 38 (10): 1099-1109.
- 张光亚, 刘小兵, 温志新, 等. 2015. 东非被动大陆边缘盆地构造—沉积特征及其对大气田富集的控制作用[J]. *中国石油勘探*, 20 (04): 71-80.
- 张可宝, 史卜庆, 徐志强, 等. 2007. 东非地区沉积盆地油气潜力浅析[J]. *天然气地球科学*, 18 (6): 869-874.

附中文参考文献

- 白国平, 邓超, 陶崇智, 等. 2013. 澳大利亚西北陆架油气分布规律与主控因素研究[J]. *现代地质*, 27 (05): 1225-1232.
- 白国平, 殷进垠. 2007. 澳大利亚北卡那封盆地油气地质特征及勘探潜力分析[J]. *石油实验地质*, 29 (3): 253-257.
- 崔志骅. 2016. 东非海岸重点盆地油气地质特征及勘探潜力分析[D].