



引文格式: 肖坤叶, 秦雁群, 刘计国, 等. 南非奥特尼夸盆地构造沉积演化与油气成藏[J]. 西北地质, 2024, 57(2): 174–183. DOI: 10.12401/j.nwg.2023143

Citation: XIAO Kunye, QIN Yanqun, LIU Jiguo, et al. Tectonic and Sedimentary Evolution and Hydrocarbon Accumulation in the Outeniqua Basin, South Africa[J]. Northwestern Geology, 2024, 57(2): 174–183. DOI: 10.12401/j.nwg.2023143

南非奥特尼夸盆地构造沉积演化与油气成藏

肖坤叶, 秦雁群*, 刘计国, 胡瑛, 张新顺

(中国石油勘探开发研究院 非洲研究所, 北京 100083)

摘要: 南非奥特尼夸盆地油气勘探程度非常低, 2019 年与 2020 年连续的天然气大发现吸引了国内外油气公司广泛关注。基于 IHS 数据库、新项目评价及文献等资料, 综合分析表明: 奥特尼夸盆地经历了二叠纪以来的前裂谷、同裂谷、过渡期和裂谷后 4 个演化阶段; 主要沉积了裂谷期陆相碎屑岩及过渡期-裂谷后的海相碎屑岩。盆地主力烃源岩为豪特里维阶和巴雷姆-阿普特阶海相页岩; 发育了同裂谷期凡兰吟阶顶部浅海相砂岩和漂移早期阿尔比阶海相深水碎屑岩两套重要的储集层, 储盖组合条件优越; 共形成了巴雷姆-阿尔比阶砂岩、凡兰吟-豪特里维阶砂岩、上侏罗统-下白垩统砂岩和基底 4 套成藏组合。油气分布呈“西多东少”格局, 目前应以 Bredasdorp 次盆大陆边缘深水区白垩系透镜状浊积砂岩为勘探重点。

关键词: 奥特尼夸盆地; 南非; 大气田; 深水; 成藏组合; 浊积岩

中图分类号: P618.13; TE122.2 文献标志码: A

文章编号: 1009-6248(2024)02-0174-10

Tectonic and Sedimentary Evolution and Hydrocarbon Accumulation in the Outeniqua Basin, South Africa

XIAO Kunye, QIN Yanqun*, LIU Jiguo, HU Ying, ZHANG Xinshun

(Department of Africa E&P, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: The degree of oil and gas exploration of Outeniqua Basin in South Africa is extremely low. The successive natural gas discoveries in 2019 and 2020 attracted extensive attention from oil and gas companies at home and abroad. Based on IHS database, assessment results of new ventures and literatures, comprehensive analysis shows that: The Outeniqua Basin experienced four evolutionary stages since the Permian period: pre-rift stage, syn-rift stage, transitional stage and post-rift stage; It mainly deposited continental clastic rocks in rift stage and marine clastic rocks in transitional stage and post-rift stage; The main source rocks in the basin are the marine shale of the Hauterivian period and Barremian-Aptian period; Two sets of important reservoirs, namely,

收稿日期: 2022-11-30; 修回日期: 2023-07-24; 责任编辑: 曹佰迪

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目 (2021DJ3103), 中油国际技术研发项目 (2023-YFJJ-01), 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项课题“非常规油气技术可采资源差异化评价技术研究” (2023ZZ0703), 中国石油天然气股份有限公司基础性前瞻性重大科技专项课题“基于大数据的常规油气可采资源智能化评价技术研究” (2023ZZ0702)。

作者简介: 肖坤叶 (1969–), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要从事海外油气勘探、资源评价与油气地质综合研究。E-mail: xiaokunye@petrochina.com.cn。

* 通讯作者: 秦雁群 (1982–), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事非洲地区石油地质综合研究。E-mail: yqqin@petrochina.com.cn。

the shallow marine sandstone at the top of the Valanginian in the syn-rift stage and the marine deep-water clastic rock of the Albian during the early drift period are developed, and the reservoir-seal combination conditions are superior; Four sets of reservoir-forming assemblages (plays) are formed, including Barremian-Albian sandstone, Valanginian-Hauterivian sandstone, Upper Jurassic-Lower Cretaceous sandstone and basement; The distribution of oil and gas is "more in the west and fewer in the east". At present, the exploration focus should be on Cretaceous lenticular turbidite sandstone in deep-water area of the continental margin of the Bredasdorp Sub-basin.

Keywords: Outeniqua basin; South Africa; giant gas field; deep water; play; turbidite sandstone

利用国外油气田数据对不同地区低勘探程度盆地油气勘探开发情况进行系统的梳理和总结,作为该盆地阶段性的成果已被证实是一套有效的方法(秦雁群等, 2014; 逢林安等, 2017; 赵红岩等, 2021)。而全球每年的油气勘探实践,特别是新区油气大发现对于国内外油公司规划计划和油气勘探家们勘探部署均具有很强的指向意义(中国石油勘探开发研究院, 2020; IHS Energy, 2021)。非洲奥特尼夸(Outeniqua)盆地作为全球极低勘探程度的含油气盆地,在20世纪末期,油气勘探活动一度处于停滞状态,国内外相关研究成果也非常少,相关油公司在多轮资源评价中均未涉及(逢林安等, 2017; 中国石油勘探开发研究院, 2020)。受近两年盆地海域天然气大发现影响(中国

石油勘探开发研究院, 2020, 2021),关注度也逐渐增多。文中基于IHS和Tellus数据库(IHS Energy, 2021; Tellus, 2022)、新项目评价和文献等资料,系统地阐述并展现了奥特尼夸盆地的形成演化与油气成藏特征,相关认识可为进一步深入评价盆地油气资源潜力奠定一定的基础。

1 油气勘探概况

奥特尼夸盆地位于非洲最南端海岸边缘,总面积为 $12.7 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中陆上面积约为 $4.8 \times 10^4 \text{ km}^2$,海域面积约为 $7.9 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1)。盆地油气勘探始于20世纪60年代,初期以陆上为主,至1976年陆上钻井

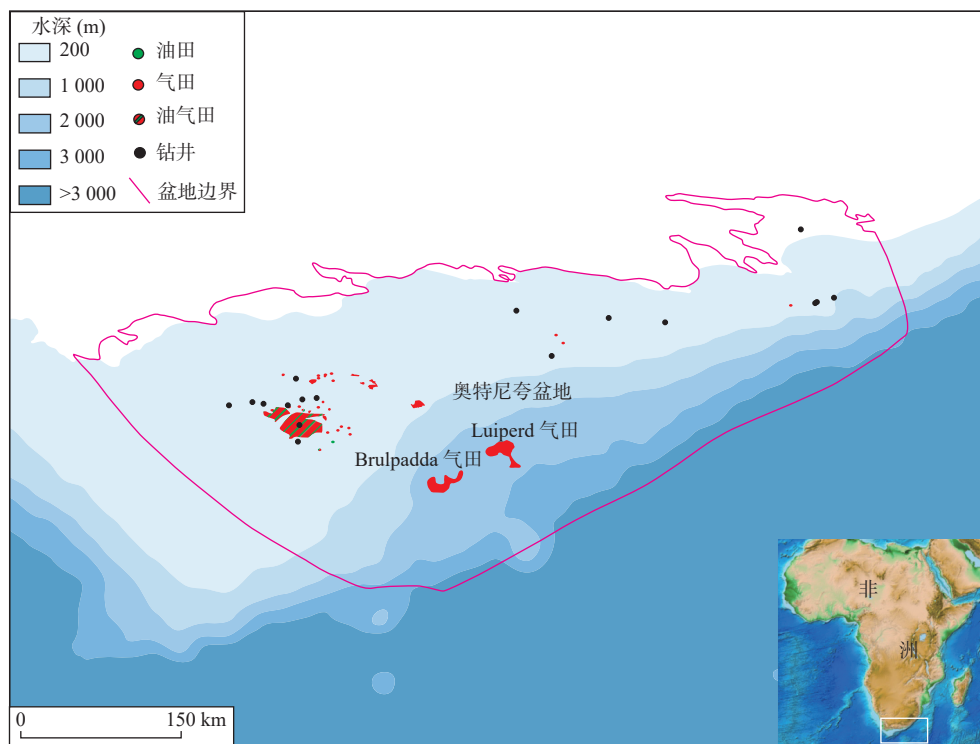


图1 奥特尼夸盆地区域位置及油气发现图

Fig. 1 Regional location and hydrocarbon discovery map of Outeniqua basin

达 18 口, 均无商业发现, 后转向海域 (IHS Energy, 2021)。1978 年 Soekor 公司在盆地南中部 Bredasdorp 次盆发现了首个油气田 E-D(水深 145 m), 1980 年代后勘探活动持续增长, 每年钻井平均约 10 余口 (IHS Energy, 2021)。1992 年, Soekor 公司在 Bredasdorp 次盆开始布置三维地震。1998 年, Moss gas 公司在 11A 区块先后布置两块三维地震, 共 1 627 km²。至 1990 年代末期, 盆地内各类钻井已达 200 余口, 由于局部不稳定性导致该盆地油气勘探活动急剧下降, 期间几乎处于停滞状态 (中国石油勘探开发研究院, 2020; IHS Energy, 2021)。2013 年, Total 进入盆地中部 11B/12B 区块, 2019 年钻探井 Brulpadda-2X(水深 1 432 m)取得重大进展, 发现 Brulpadda 气田, 储层为白垩系深水扇砂岩, 可采储量约 710 亿 m³ (中国石油勘探开发研究院, 2020)。2020 年在 Brulpadda 气田东北部继续发现 Luiperd 气田, 储层仍为白垩系深水扇砂岩, 可采储量天然气 1 167 亿 m³、凝析油 3 589 万 t (图 1) (中国石油勘探开发研究院, 2021), 这两个大发现均位居当年全球大发现前列。

2 地质背景

2.1 构造单元

奥特尼夸盆地北部为 Cape 褶皱带, 东、西部均为

基底出露隆起带, 南部被大型的 Agulhas 转换断层限制。盆地的形成是东、西冈瓦拉大陆的分离和南大西洋打开联合作用的结果, 受不同时期区域构造应力场叠加效应, 盆地内发育了一系列的 NW-SE 向的断裂带, 并伴随着 NW-SE 向的雁列式地堑、半地堑的形成 (Roux J, 2001; IHS Energy, 2021)。根据断裂带平面分布特征及不同构造位置的地堑、半地堑结构组合样式, 可将盆地从西到东依此划分为 Bredasdorp、Pletmos, Gamtoos、Algoa 和南 Outeniqua 次盆 5 个二级构造单元 (图 2)。

2.2 构造沉积演化

奥特尼夸盆地是在前寒武系变质基底之上叠置了不同时期、不同性质的沉积物所形成, 总体经历了前裂谷、同裂谷、过渡期和裂谷后 4 个演化阶段 (Winters et al, 1992; Roux, 2001; Singh et al, 2005; IHS Energy, 2021)。

前裂谷阶段发育了一套二叠纪—侏罗纪早期被动大陆边缘时期碎屑岩 (IHS Energy, 2021), 由于后期受 Cape 褶皱带隆升及局部剥蚀作用, 目前只在少数地区被发现。

同裂谷阶段可划分为东、西冈瓦拉大陆分离和南大西洋打开两个时期。其中东、西冈瓦拉大陆分离期形成了盆地内主要基底断裂系统和一系列垒堑结构, 差异构造运动导致盆地内不同次盆结构和地层沉积

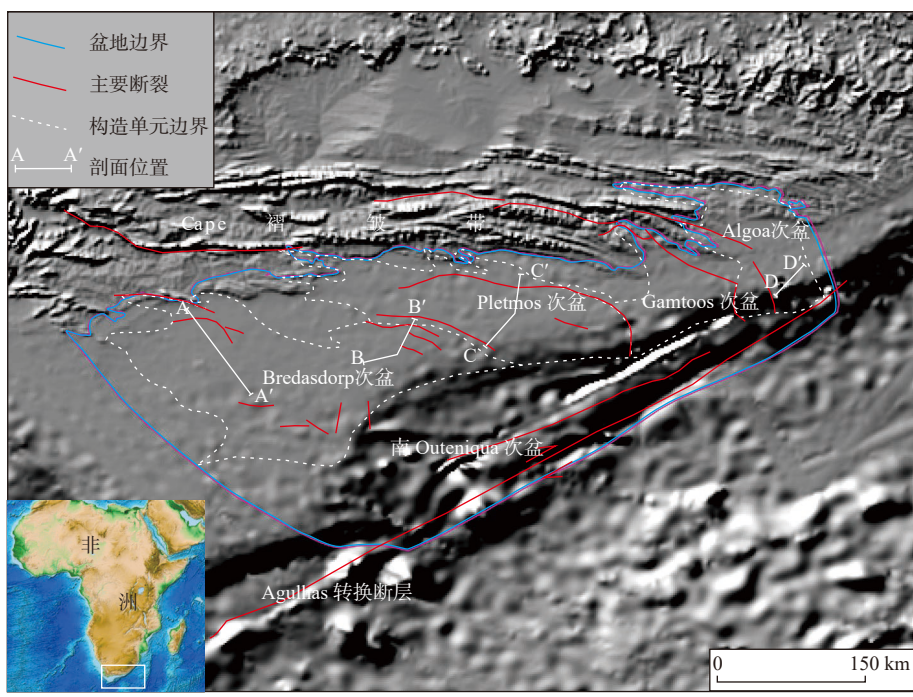


图2 奥特尼夸盆地构造单元划分与主要断裂分布图

Fig. 2 Structural unit division and main fault distribution map of Outeniqua basin

厚度差异非常大。北东部 Algoa 次盆下伏地层厚, 变化幅度大, 而至南西部 Bredasdorp 次盆, 整体平缓, 地层沉积连续性相对较强(图 3)。南大西洋打开时期, 盆地南部地区受阿古哈斯-福克兰转换断层强烈剪切作用, 盆地内现存构造改造强烈, 部分断层可见反转现象。135~131.8 Ma, 盆地内裂谷作用逐渐减弱, 伴随局部断块翘倾隆升及剥蚀作用, 奥特尼夸盆地经历了短暂的过渡阶段, 可在 Bredasdorp 次盆边缘, Pletmos 次盆中部等地区见到地堑充填作用明显增强等现象。

根据现今解释的盆地区域不整合分布特征, 可将盆地裂后阶段划分为 4 期, 裂后 I 期表现为 Bredasdorp 和 Pletmos 次盆持续的热沉降, 洼陷变深, 而 Gamtoos 和 Algoa 次盆断块翘倾和剥蚀作用明显, 以地震反射层 13At1 不整合为结束标志(图 4)。裂后 II 期主要以阿古哈斯-福克兰断裂运动停止, 东部相关次盆开始热沉降和快速沉积充填为主要特征, 以地震反射层 15At1 不整合为结束标志。裂后 III 期和 IV 期均以陆缘物质下切、沉积物向次盆中心楔形前积, 形成典型的陆架-斜坡-深海被动大陆边缘沉积环境, 两

期之间以地震反射层 22At1 不整合为结束标志(图 4)。

2.3 地层充填

上述不同演化阶段相应地形成了奥特尼夸盆地不同时期的沉积地层(图 4)。盆地基底主要为变质岩和火山岩。前裂谷期碎屑岩地层目前只在局部被发现(IHS Energy, 2021), 同裂谷期地堑内充填了大量的陆相碎屑岩和红层, 少有盐岩发育, 同裂谷晚期以泻湖相和浅海相碎屑岩堆积为主。短暂的过渡期除东部几个次盆边缘局部发育砂岩外, 其他地区多以浅海相泥页岩为主。裂后阶段盆地总体为陆架-斜坡-深海环境, 沉积中心位于盆地的中南部和中西部, 发育厚层的海相泥页岩和浊积砂岩, 局部高地可见碳酸盐岩(IHS Energy, 2021)。

在晚侏罗世—早白垩世期间, 东部 Pletmos, Gamtoos, Algoa 次盆沿断裂带边缘广泛发育冲积相, 而往次盆前缘则以河流、湖相砂泥岩为主, 次盆中心发育少量的浅海相砂泥岩。西部 Bredasdorp 次盆发育较大规模的浅海相砂泥岩, 边缘为河流、湖相砂泥岩, 西北部发育少量冲积相砂砾岩。整个盆地各次盆中心的

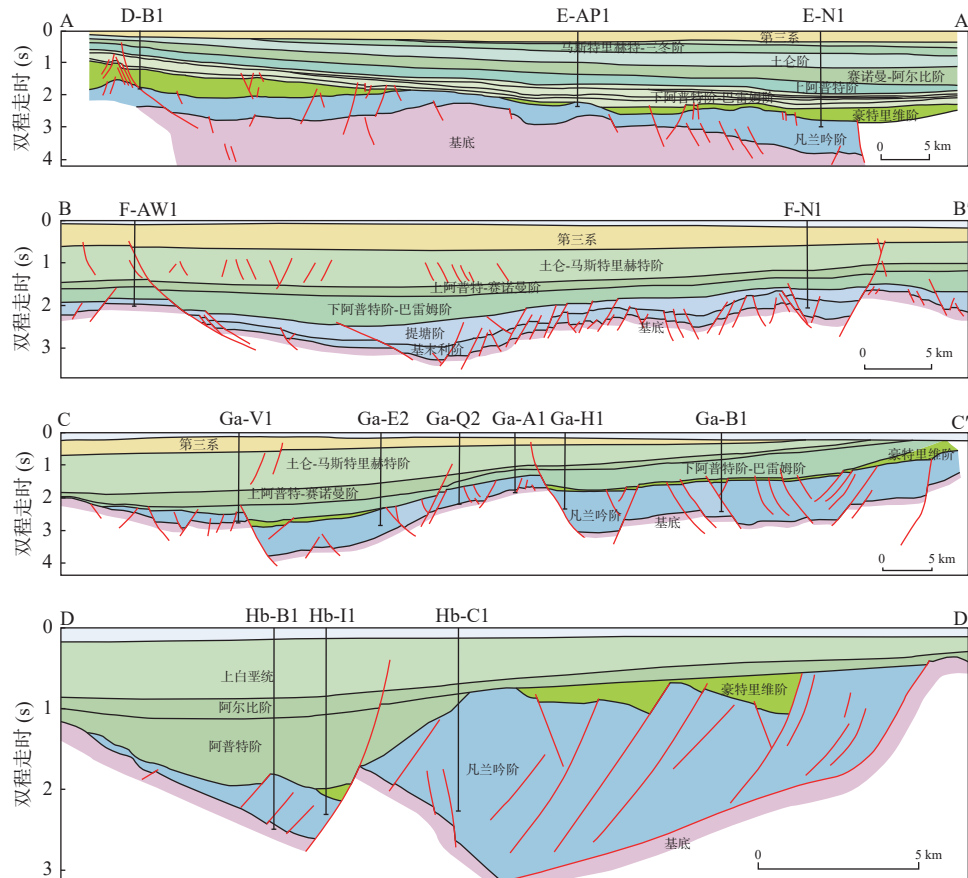


图3 奥特尼夸盆地不同构造位置剖面图(据 IHS Energy, 2021 修)

Fig. 3 Profile map of different tectonic positions in Outeniqua basin

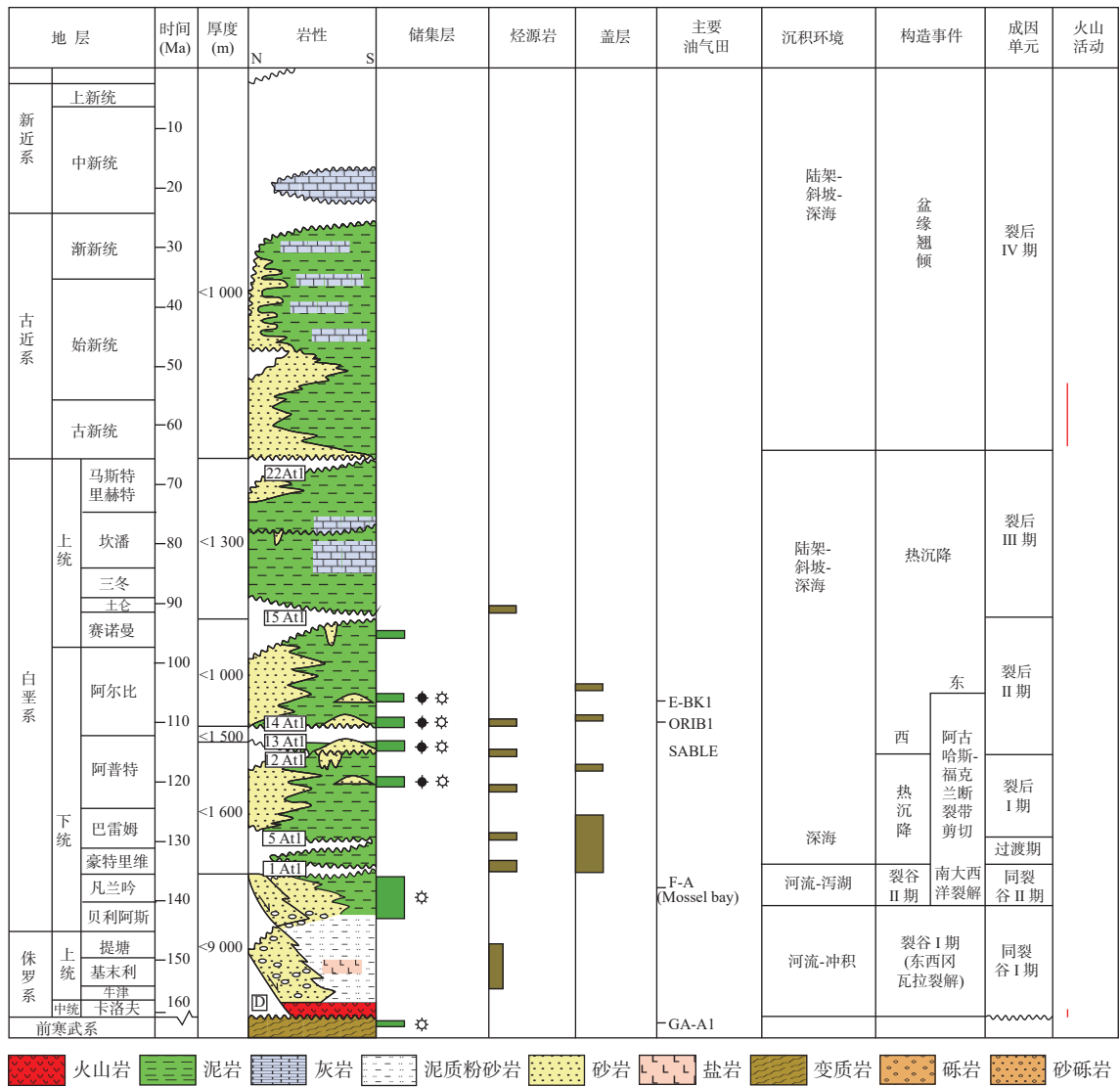


图4 奥特尼夸盆地综合柱状图(据 IHS Energy, 2021 修)

Fig. 4 Integrated stratigraphic chart of Outeniqua basin

沉积物输送方式以周缘环形供源为主要特征(图 5a) (IHS Energy, 2021; Tellus, 2022)。

至晚巴雷姆期—早阿普特期, 海侵作用明显, 盆地中部和南部靠 Cape 褶皱带边缘发育两个规模较大的三角洲, 东部则以剥蚀为主。盆地内充填的沉积物输送方向主体为 NW-SE 向, 沉积环境为三角洲—浅海相—低位扇, 沉积物多为碎屑岩, 局部见灰岩(图 5b)。

3 油气成藏

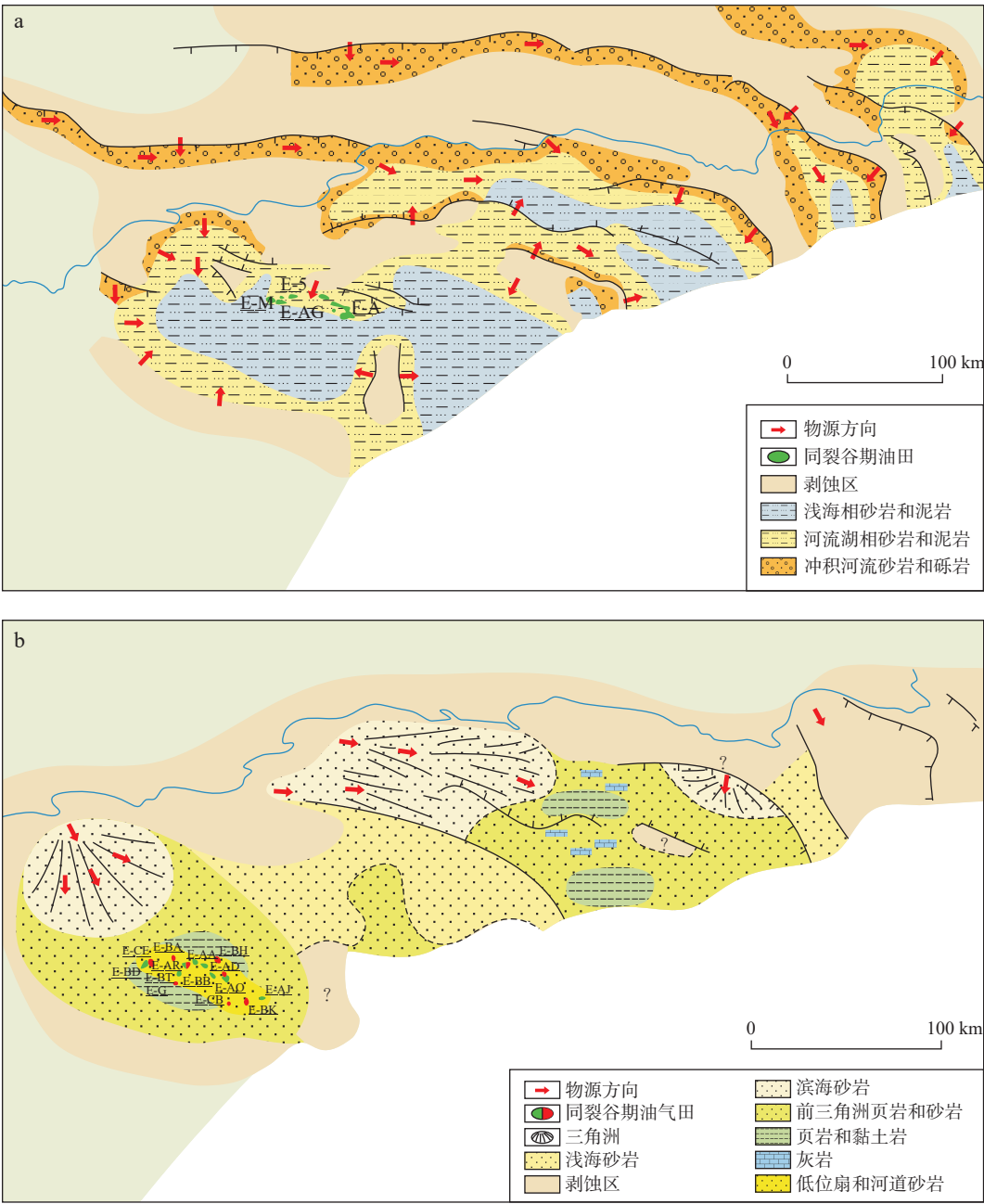
3.1 烃源岩

奥特尼夸盆地证实含有 4 套烃源岩, 其中, 下白垩统豪特里维阶和巴雷姆—阿普特阶烃源岩为主力烃源岩, 上侏罗统和上白垩统土仑阶烃源岩为次要烃源

岩(表 1)(Hiller, 1996; Van, 2001; Van Der, 2003; Akinlua, et al., 2015; IHS Energy, 2021)。

豪特里维阶烃源岩属于海相页岩, 沉积厚度平均约 80 m, 为 II/III 型干酪根, 偏生气, 总有机碳含量 TOC 最大超 4%, 平均约为 2.8%, 氢指数 HI 为 400~500 mg/g, 由于埋藏总体较浅, 现今多数仍未达成熟阶段(图 6a、图 6d)。巴雷姆—阿普特阶烃源岩也属于海相页岩, 在盆地西部几个次盆内局部可达 150 m 以上, 为 I/II 型干酪根, TOC 平均为 3%, HI 平均为 250 mg/g, 现今已达成成熟排烃阶段(图 6b、图 6c、图 6e)。上侏罗统烃源岩被证实在 Algoa 次盆陆上区域已进生油窗(IHS Energy, 2021), 而上白垩统土仑阶烃源岩在 Pletmos 深部地区已达成熟, 两者分布相对局限(图 6f)。

根据不同次盆不同时期的镜质体反射率 Ro 分布



a. 晚侏罗世-早白垩世岩相古地理图；b. 晚巴雷姆期-早阿普特期岩相古地理图

图5 奥特尼夸盆地重点时期岩相古地理图(据 IHS Energy, 2021 修)

Fig. 5 Lithofacies paleogeographic map of Outeniqua basin

表 1 奥特尼夸盆地烃源岩特征统计表

Tab. 1 Statistical table of source rock characteristics in Outeniqua basin

烃源岩地层	岩性	沉积相	干酪根	TOC(%)	HI(mg/g)
上侏罗统	泥岩	湖相	I/II	1~4.3, 平均2.5	平均300
豪特里维阶	页岩	深海	II/III	最大超4, 平均2.8	400~500
巴雷姆-阿普特阶	页岩	深海	I/II	2.5~3.5, 平均3	160~350, 平均250
土仑阶	页岩	深海	I/II	—	—

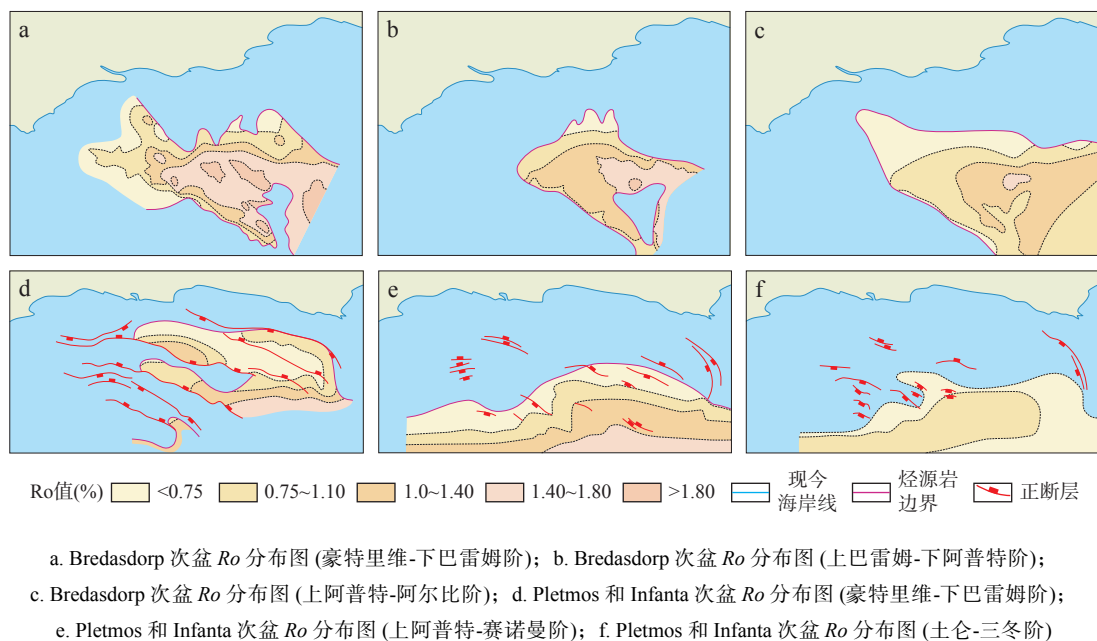


图6 奥特尼夸盆地不同时期 R_o 分布图 (据 IHS Energy, 2021 修)

Fig. 6 R_o distribution map of Outeniqua basin in different periods

情况来看(图6),两套主力烃源岩主要分布于盆地西部 Bredasdorp、Pletmos 和 Infanta 次盆,且大部分现今已达到成熟-高成熟阶段。其中,Bredasdorp 次盆豪特里维阶烃源岩 R_o 大部分为 1.4%~1.8%,局部超过 1.8%,以生天然气为主,巴雷姆-阿普特阶烃源岩 R_o 逐渐过渡到 0.75%~1.4%,局部大于 1.4%,以生油为主(图 6a、图 6b、图 6c)。Pletmos 和 Infanta 次盆豪特里维阶烃源岩 R_o 在次盆中部小于 0.75%,次盆边缘多为 0.75%~1.4%,往南局部超过 1.4%,以生油为主。巴雷姆-阿普特阶烃源岩 R_o 从北往南逐渐增高,而上白垩统土伦阶烃源岩 R_o 则只在南部深部地区才达 0.75%~1.1%(图 6d、图 6e、图 6f)。

3.2 储盖特征

奥特尼夸盆地主要发育同裂谷期凡兰吟阶顶部浅海相砂岩和漂移早期阿尔比阶海相深水碎屑岩两套重要的储集层和基底断裂边缘局部发育的古生代陆相碎屑岩次要储集层(图 4)(Davies, 1997)。其中,凡兰吟阶顶部浅海相砂岩储集层主要分布于同裂谷期断块边缘,以细砂、粉砂岩沉积为主,分选好,次生孔隙发育。阿尔比阶海相深水碎屑岩储集层发育广泛,多为低位扇、水道砂或溢岸沉积物等,沉积厚度一般 5~100 m,平均约为 30 m,粒度可达中、粗粒砂岩级别,形态多见透镜状或多层叠置状,孔渗条件普遍良好。基底断裂边缘古生代陆相碎屑岩次要储集层发育局限,主要位于个别基底大断裂边缘伴生的众多

小断层破碎带处(IHS Energy, 2021; Tellus, 2022)。

奥特尼夸盆地储盖配置条件优越(图 4)。漂移早期巴雷姆-阿尔比阶区域性的深水泥页岩为凡兰吟阶顶部储集层提供了良好的封盖作用。而漂移中晚期凡兰吟-豪特里维阶厚层的深水泥页岩为阿尔比阶海相深水碎屑岩储集层也提供了很好的区域性封盖作用。另外,南大西洋裂谷阶段上侏罗统-下白垩统湖相或陆架边缘台地相泥岩也为同层或基底相关的储集层提供局部的封盖(IHS Energy, 2021; Tellus, 2022)。

3.3 成藏组合

按照一套具有共同成藏条件的层系为一套成藏组合的划分方法(童晓光, 2009; 张光亚等, 2015; 何拓平等, 2020),奥特尼夸盆地总体可划分为已开发的巴雷姆-阿尔比阶砂岩、凡兰吟-豪特里维阶砂岩、上侏罗统-下白垩统砂岩成藏组合和未开发的基底成藏组合(图 7)(Ojongokoko, 2006; Tellus, 2022)。

巴雷姆-阿尔比阶砂岩成藏组合发育于南大西洋早期漂移阶段,储集层类型为深海叠置水道及低位盆地扇砂岩,沉积厚度为 20~51 m,孔隙度为 11%~23%,渗透率 2~2 000 mD。烃源岩来源于 3 套,包括巴雷姆-阿普特阶深海相页岩、上侏罗统湖相泥岩和豪特里维阶深海相页岩。盖层为区域发育的巴雷姆-阿尔比阶深海相页岩。目前已发现的圈闭均为地层型,包括叠置水道沉积体和不整合之上地层上超尖灭。

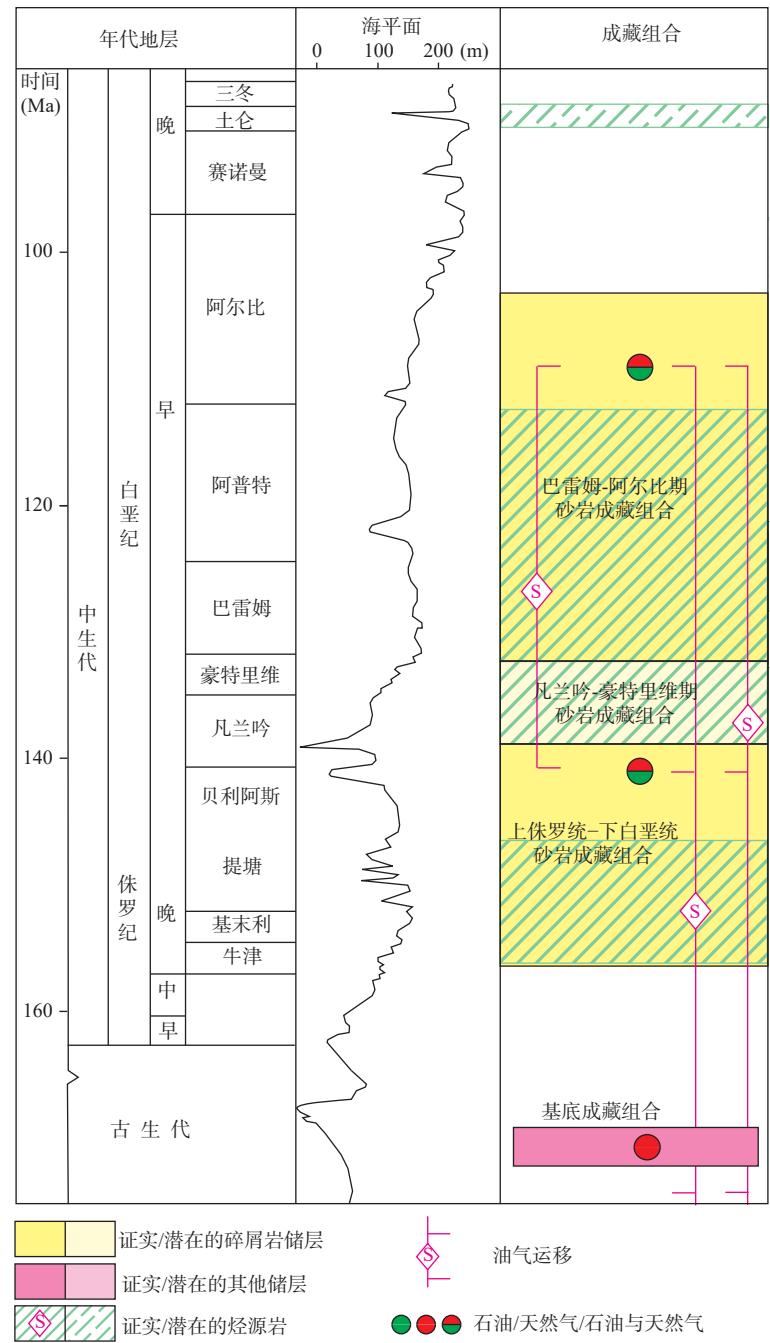


图7 奥特尼夸盆地成藏组合分布图

Fig. 7 Play distribution map of Outeniqua basin

凡兰吟-豪特里维阶砂岩成藏组合发育于南大西洋漂移阶段, 储集层类型为滨岸和深海水道砂岩。烃源岩来源于两套, 包括豪特里维阶深海相页岩和上侏罗统湖相泥岩。盖层为区域发育的凡兰吟-豪特里维阶深海相页岩。形成的圈闭均为潜在的, 以浊积水道体系、浊积扇体系、地层上超尖灭和陆架边缘块状砂岩等地层型圈闭为主。

上侏罗统-下白垩统砂岩成藏组合发育于南大西洋

裂谷阶段, 储集层类型为冲积相、河流相和湖相砂岩, 孔隙度为 5%~30%, 渗透率平均为 500 mD。烃源岩来源于豪特里维阶深海相页岩和上侏罗统湖相泥岩。盖层包括局部的上侏罗统-下白垩统湖相或陆架边缘台地相泥岩和区域的凡兰吟-豪特里维阶深海相页岩。形成的圈闭包括证实的地层尖灭型、断块型和潜在的断背斜等类型。

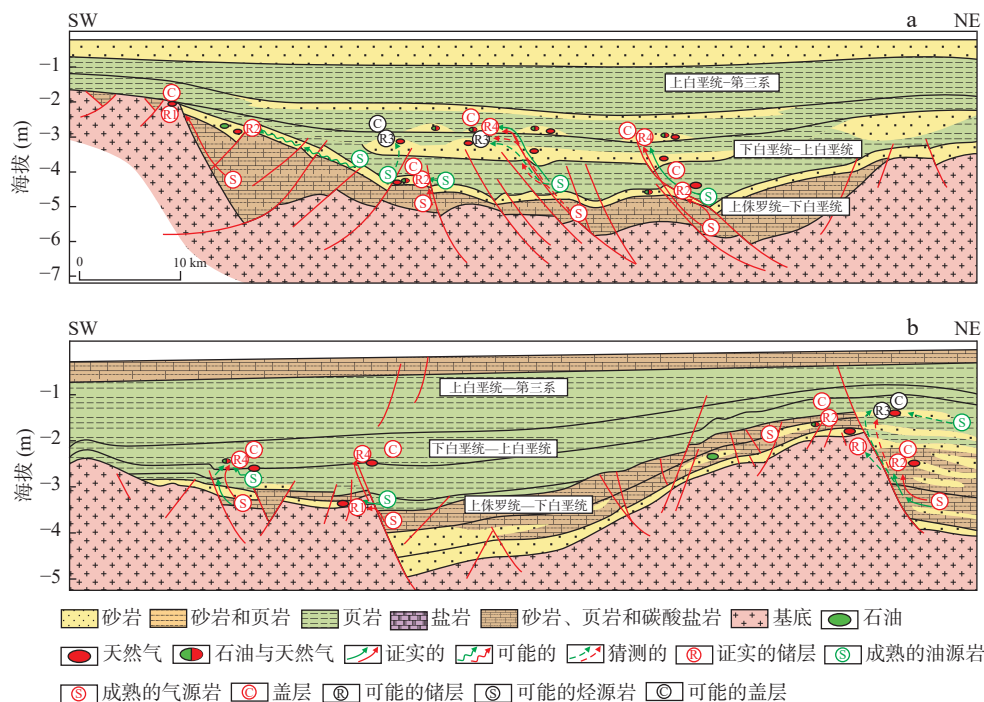
基底成藏组合发育于古生代期间, 储集层类型主

要为一些变质岩或喷发岩等,孔隙度平均为 15%,渗透率平均为 50 mD。烃源岩来源包括豪特里维阶深海相页岩和上侏罗统湖相泥岩。盖层为局部的上侏罗统-下白垩统湖相或陆架边缘台地相泥岩。形成的圈闭包括证实的断块圈闭和潜在的构造-地层及断块相关的构造类型圈闭等。

3.4 油气富集规律

奥特尼夸盆地油气分布平面上呈“西多东少”格局,这与盆地东部构造活动强烈致使地层剥蚀严重以及不同时期有效烃源岩的分布密切相关(IHS Energy, 2021),不同次盆位置的油气富集规律具有一定的差异性,现选择 Bredasdorp 和南 Pletmos 次盆说明。

Bredasdorp 次盆地层沉积相对平缓,漂移期处于稳定的被动大陆边缘环境,次盆中心同时也是沉积中心部位,发育大量的白垩系透镜状的浊积砂岩(新发现的 Brulpadda 气田和 Luiپرد 气田均属于该类型)。上侏罗统-下白垩统裂谷期湖相泥岩提供成熟的气源岩,而漂移早期海相页岩提供了成熟的油源岩。基底继承发育的断裂系统为油气运移提供了主要通道,而裂谷晚期的不整合为次盆边缘油气运移提供了次要通道。油气藏类型包括基底和漂移早期与断裂相关的构造型油气藏以及漂移中晚期深水重力流形成的地层型油气藏(图 8a)(Harris et al., 2011; Lawrence, 2019; Opuwari et al., 2021)。



a. Bredasdorp 次盆成藏模式; b. Pletmos 次盆成藏模式

图8 奥特尼夸盆地主要次盆成藏模式图(据文献 Tellus, 2022 修)

Fig. 8 Hydrocarbon accumulation mode of main subbasin in Outeniqua basin

Pletmos 次盆属于多级半地堑组合结构,地堑边缘较大型的断裂控制边缘砂体的聚集,断隆部位的砂体呈现上超特征。Pletmos 次盆以上侏罗统-下白垩统裂谷期湖相泥岩提供的气源岩为主,以漂移早期海相页岩提供了的油源岩为辅,总体以天然气发现为主。基底断裂特别是地堑边缘较大型断裂是油气沟通的主要通道。次盆构造高部位与断裂相关的砂岩构造油藏及漂移期与断裂相关的构造-地层型油气藏是 Pletmos 次盆最主要的油气藏类型(图 8b)(Singh, 2005; Ojongokoko, 2006; Ayodele et al., 2016)。

4 结论

(1) 奥特尼夸盆地勘探程度极低,平面上可以划分为 Bredasdorp 等 5 个二级构造单元,经历了前裂谷、同裂谷、过渡期和裂谷后 4 个演化阶段,盆地内主要充填了裂谷期陆相碎屑岩及过渡期-裂谷后的海相碎屑岩。

(2) 奥特尼夸盆地主力烃源岩为豪特里维阶和巴雷姆-阿普特阶海相页岩;主要储集层是同裂谷期凡兰吟阶顶部浅海相砂岩和漂移早期阿尔比阶海相深

水碎屑岩两套, 储盖组合条件总体优越; 发育了巴雷姆-阿尔比阶砂岩、凡兰吟-豪特里维阶砂岩、上侏罗统-下白垩统砂岩和基底4套成藏组合。

(3) 奥特尼夸盆地连续两年取得天然气大发现, 揭示了盆地海域深水区具有很大的勘探潜力, 已发现的油气平面上呈“西多东少”分布, 现阶段应以Bredasdorp次盆大陆边缘深水区白垩系透镜状浊积砂岩为勘探重点。

参考文献(References):

- 何拓平, 李元昊, 陈朝兵, 等. 深水重力流储层宏观非均质性控制因素-以华庆地区长63为例[J]. 西北地质, 2020, 53(1): 178-188.
- HE Tuoping, LI Yuanhao, CHEN Zhaobing, et al. Macroscopic heterogeneity controlling factors of deepwater gravity flow reservoirs: a case study of Chang 63 in Huaqing area[J]. Northwestern Geology, 2020, 53(1): 178-188.
- 逢林安, 康洪全, 郝立华, 等. 南非奥坦尼瓜盆地构造演化与油气差异分布[J]. 海洋地质前沿, 2017, 33(3): 27-32.
- PANG Lin'an, KANG Hongquan, HAO Lihua, et al. Tectonic evolution and its bearing on Hydrocarbon different distribution in Outeniqua basin, South Africa[J]. Marine Geology Frontiers, 2017, 33(3): 27-32.
- 秦雁群, 张光亚, 梁英波, 等. 低勘探程度被动陆缘深水油气聚集研究方法: 以赤道大西洋波蒂瓜尔盆地深水油气远景勘探为例[J]. 地学前缘, 2014, 21(3): 187-194.
- QIN Yanyun, ZHANG Guangya, LIANG Yingbo, et al. Research methods of low-degree exploration in the deep water hydrocarbon accumulation of passive margin: case study on deep water oil and gas prospecting exploration of Potiguar Basin in the Equatorial Atlantic[J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(3): 187-194.
- 童晓光. 论成藏组合在勘探评价中的意义[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(6): 1-8.
- TONG Xiaoguang. A discussion on the role of accumulation association in the exploration evaluation[J]. Journal of Southwest petroleum university (Science & Technology Edition), 2009, 31(6): 1-8.
- 张光亚, 刘小兵, 温志新, 等. 东非被动大陆边缘构造-沉积特征及其对大气田富集的控制作用[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(4): 71-80.
- ZHANG Guangya, LIU Xiaobin, WEN Zhixin, et al. 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, 2015, 20(4): 71-80.
- 赵红岩, 梁建设, 孔令武, 等. 毛塞儿比盆地油气成藏条件特征分析[J]. 西北地质, 2021, 54(1): 179-184.
- ZHAO Hongyan, LIANG Jianshe, KONG Lingwu, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics in Maosai Kibi basin[J]. Northwestern Geology, 2021, 54(1): 179-184.
- 中国石油勘探开发研究院. 全球油气勘探开发形势及油公司动态(2020年)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2020.
- RIPED. Global petroleum E&D trends and company dynamics (2021) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2020.
- 中国石油勘探开发研究院. 全球油气勘探开发形势及油公司动态(2021年)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- RIPED. Global petroleum E&D trends and company dynamics (2021) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021.
- Akinlua A, Sigedle A, Buthelezi T, et al. Trace element geochemistry of crude oils and condensates from South African Basins[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 59: 286-293.
- Ayodele O, Donker J, Opuwari M. Pore pressure prediction of some selected wells from the Southern Pletmos Basin, offshore South Africa[J]. South African Journal of Geology, 2016, 119(1): 203-214.
- Davies C. Hydrocarbon evolution of the bredasdorp basin, offshore South Africa: from source to reservoir [D]. Western Cape: University of Stellenbosch, 1997.
- Harris P, Whiteway T. Global distribution of large submarine canyons: geomorphic differences between active and passive continental margins[J]. Marine Geology, 2011, 285(1-4): 69-86.
- Hiller K, Shoko U. Hydrocarbon source rock potential of the Karoo in Zimbabwe[J]. Journal of African Earth Sciences, 1996, 23(1): 31-43.
- IHS Energy. EDIN [EB/OL]. <http://www.ihsenergy.com>. (2020-12-20) [2021-02-15].
- Lawrence A. A review of producing fields inferred to have upslope stratigraphically trapped turbidite reservoirs: Trapping styles (pure and combined), pinch-out formation, and depositional setting[J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(12): 2861-2889.
- Ojongokoko H. Porosity and permeability distribution in the deep marine play of the central bredasdorp basin, block 9, offshore South Africa [D]. Western Cape: University of the Western Cape, 2006.
- Opuwari M, Dominick N. Sandstone reservoir zonation of the north-western Bredasdorp Basin South Africa using core data[J]. Journal of Applied Geophysics, 2021, 193: 104425-104430.
- Roux J. The structural development of the Southern Outeniqua Basin (SOB) and Dias Marginal Fracture Ridge (DMFR)[J]. Africa Geoscience Review, 2001, 8(1-2): 209.
- Singh V, Brink G, Winter H, et al. New interpretation reveals potential in onshore Algoa basin, South Africa[J]. Oil and Gas Journal, 2005, 103(1): 34-39.
- Tellus. Tellus data [EB/OL]. <http://www.fugro-robertson.com/products/tellusFRL>. (2021-6-30) [2022-04-15].
- Van D. Source rocks and modelled maturity levels in the southern Outeniqua Basin, offshore South Africa[J]. Africa Geoscience Review, 2001, 8(1-2): 141-147.
- Van Der S. Aptian source rocks in some South African, Cretaceous basins[C]//Arthur T, Macgregor D, Cameron N. Petroleum geology of Africa: New themes and developing technologies. London: The Geological Society of London, 2003, 207: 185-202.
- Winters S, Brink G, Kuhlmann S. Integration of reservoir and source rock distribution with seismic-sequence stratigraphy and geophysical modelling in the discovery of hydrocarbons within a Cretaceous sequence, Bredasdorp Basin, South Africa[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(13): 143.