



转换大陆边缘盆地深水浊积砂岩油气成藏差异性研究 ——以西非北段科特迪瓦盆地为例

孔令武, 赵红岩, 梁建设, 程涛, 王嘉, 赵佳奇, 喻英梅

引用本文:

孔令武, 赵红岩, 梁建设, 程涛, 王嘉, 赵佳奇, 喻英梅. 转换大陆边缘盆地深水浊积砂岩油气成藏差异性研究 ——以西非北段科特迪瓦盆地为例[J]. 沉积学报, 2022, 40(1): 244–254.

KONG LingWu, ZHAO HongYan, LIANG JianShe, CHENG Tao, WANG Jia, ZHAO JiaQi, YU YingMei. Differences in Hydrocarbon Accumulation of Deepwater Turbidite Sandstone in a Transform Continental Margin Basin: A case study of Cote d'Ivoire Basin, West Africa[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(1): 244–254.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

[准噶尔盆地北缘哈山构造带油气输导系统与运聚规律](#)

Hydrocarbon Transmission System and Accumulation in Hala'alat Mountain Structural Belt in the Northern Margin of Junggar Basin
沉积学报. 2017, 35(2): 405–412 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2017.02.017>

[西非塞内加尔盆地深水区油气地球化学特征与油气成藏](#)

Petroleum Geochemical Characteristics and Accumulation in Offshore of Senegal Basin
沉积学报. 2017, 35(6): 1284–1292 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2017.06.019>

[塔里木盆地塔中隆起奥陶系碳酸盐岩油气运聚主控因素及成藏模式](#)

Accumulation Model based on Factors Controlling Ordovician Hydrocarbons Migration and Enrichment in the Tazhong Uplift, Tarim Basin, NW China
沉积学报. 2018, 36(5): 1008–1022 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.101>

[四川盆地涪潭组生烃潜力分析及勘探意义](#)

Hydrocarbon Potential Analysis and Exploration Significance of the Meitan Formation, Sichuan Basin
沉积学报. 2020, 38(3): 635–647 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.019>

[渤南洼陷古近系早期成藏作用再认识及其地质意义](#)

Geological Significance of Re-recognition on Early Reservoir Forming of Paleogene in Bonan Sag
沉积学报. 2017, 35(1): 173–181 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2017.01.017>

文章编号:1000-0550(2022)01-0244-11

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.084

转换大陆边缘盆地深水浊积砂岩油气成藏差异性研究 ——以西非北段科特迪瓦盆地为例

孔令武,赵红岩,梁建设,程涛,王嘉,赵佳奇,喻英梅

中海油国际有限公司,北京 100028

摘要 深水浊积砂岩油气藏是当今世界油气勘探的热点领域。基于地震、钻井、地球化学等资料,系统分析了西非北段科特迪瓦盆地深水浊积砂岩油气成藏的差异性。研究表明,科特迪瓦盆地经历了裂陷期(早白垩世)和漂移期(晚白垩世—现今)两大构造演化阶段,漂移期发育塞诺曼—土伦阶优质海相烃源岩,裂陷期发育阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩。漂移期层系为盆地的主力勘探层系,发育两种类型的浊积砂岩油气藏。塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏为典型的“砂体运移、自生自储、源内成藏”的油气成藏模式,其油气主要来源于塞诺曼—土伦阶烃源岩,广泛分布的浊积砂岩是油气运移的主要路径,烃源岩的生、排烃期决定了油气成藏时期,是否发育有效烃源岩是该类油气藏成藏的主控因素。圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏为典型的“断裂运移、下生上储、源外成藏”的油气成藏模式,其油气主要来源于深部裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩,断裂是油气运移的主要路径,断裂的活动控制了油气的运移和成藏时期,是否发育油源断裂是该类油气藏成藏的主控因素。

关键词 烃源岩;油气来源;运移路径;成藏模式;主控因素;深水浊积砂岩

第一作者简介 孔令武,男,1986年出生,硕士,高级工程师,海外石油勘探,E-mail: 416160680@qq.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

随着陆地和浅水区勘探程度越来越高,深水油气勘探成为了当今世界油气勘探的热点^[1-2]。2007年,美国的Kosmos和英国的Tullow公司在西非几内亚湾的科特迪瓦盆地深水区发现Jubilee油田,其储层为典型的深水浊积砂岩,可采储量约为10亿桶原油,该大型油田的发现掀起了西非深水浊积砂岩油气勘探的热潮^[3-4]。截止目前,前人对深水浊积砂岩油气藏的研究主要集中在勘探程度较高的西非南段加蓬、下刚果等含盐盆地,重点分析了油气成藏条件、运移路径、成藏模式等^[5-9]。而对于盆地勘探程度较低的西非北段无盐转换大陆边缘盆地的深水浊积砂岩油气藏的研究较为薄弱,前人主要对该类盆地的构造、沉积演化等基础地质条件进行了研究^[10-15],对深水浊积砂岩油气藏的油气来源、油气运移及成藏模式的认识尚不清晰,这严重制约了西非北段无盐转换大陆边缘盆地深水浊积砂岩油气藏的勘探。

本次研究以西非北段科特迪瓦盆地为例,从盆地的构造和沉积演化特征分析入手,分析了盆地烃源岩发育特征,明确了深水浊积砂岩的油气分布规律,对比分析了不同类型的浊积砂岩油气藏,理清了其油气成藏的差异性,结合失利井分析,探讨了深水浊积砂岩油气成藏的主控因素。

1 盆地概况

科特迪瓦盆地位于赤道几内亚湾北部,东西跨科特迪瓦、加纳两个国家,盆地主体部分位于科特迪瓦海域,东部延伸至加纳海域,西南小部分延至利比亚深海区(图1),面积为 $18.6 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地总体呈近东西向展布、拉长的菱形,处于非洲板块和南美洲板块分离时的转换位置,起源于板块分离形成的区域伸展背景下派生的局部剪切作用。转换断层对盆地的形成与演化具有强烈的控制作用,早期的转换断层具有走滑性质,晚期演化为大洋转换断层。盆地类型为在转换断层之间所形成的早期具有拉分

收稿日期:2020-05-25; 收修改稿日期:2020-09-28

基金项目:非洲重点区油气勘探潜力综合评价(2017ZX05032-002)[Foundation: Comprehensive Evaluation of Oil and Gas Exploration Potential in Key Areas of Africa, No. 2017ZX05032-002]

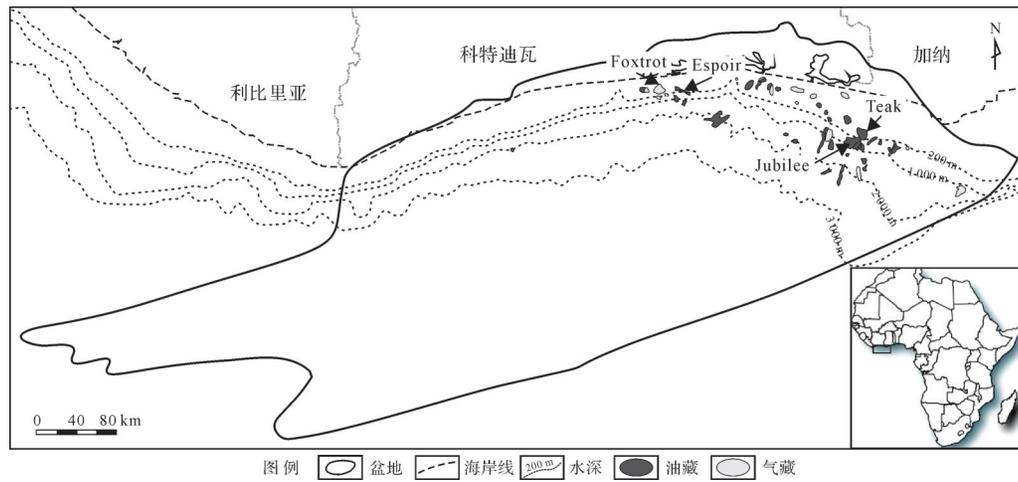


图1 科特迪瓦盆地位置及油气田分布图

Fig.1 Location map of Côte d'Ivoire Basin and fields

盆地性质、后期叠加被动陆缘盆地性质的转换型被动大陆边缘盆地^[13,16],本文简称转换大陆边缘盆地。

科特迪瓦盆地勘探程度较低,其油气勘探始于上世纪50年代,经历了早期浅水勘探阶段(1950年—2000年)和深水勘探阶段(2001—现今)两个勘探阶段。早期浅水勘探阶段主要集中在陆架浅水区,以下白垩统构造圈闭勘探为主,共获得约30个油气发现,但油气田规模较小,仅Espoir和Fox Trot储量规模较大,分别为161 MMboe、128 MMboe,其余均小于100 MMboe。自2001年起,盆地油气勘探开始向深水区转移,进入了深水勘探阶段(水深大于500 m),该阶段主要以上白垩统深水浊积砂岩形成的岩性圈闭勘探为主,发现的油气田储量规模都比较大,如著名的Jubilee油田可采储量高达10亿桶。

据IHS数据库^[17],截至目前,盆地共发现原油可采储量为24亿桶,凝析油为1.63亿桶,天然气为7.5 Tcf。目前已发现的储量主要集中在上白垩统浊积砂岩,共发现37个油气田,其储量占盆地总发现的75%。因此,上白垩统深水浊积砂岩油气藏展现出广阔的勘探前景,也是盆地勘探的重点领域。

2 盆地构造演化特征

科特迪瓦盆地的形成与赤道大西洋的演化密切相关,受非洲板块和南美洲板块分离作用的控制^[16,18],科特迪瓦盆地经历了裂陷期和漂移期二期构造演化阶段,各期构造层序间均发育区域不整合界面,不同的构造演化阶段具有不同的沉积充填特征(图2)。

(1) 裂陷期(早白垩世阿普特—阿尔布期):侏罗纪末期,冈瓦纳大陆由南向北开始裂解,使得西非海岸盆地群的演化时序呈现“南早北晚”的特征。受东西向拉张作用控制,西非海岸南部形成了一系列的近南北向展布的裂谷盆地群^[18-20],包括宽扎、下刚果盆地等。科特迪瓦盆地位于西非海岸北部的赤道大西洋段,处于非洲板块与南美洲板块分离时的转换位置,裂开时间较晚,主要为早白垩世阿普特—阿尔布期,其应力场为非洲板块和南美洲板块分离形成的区域伸展背景下派生的局部剪切作用。受剪切作用控制,在赤道段形成了一系列近东西向展布的裂谷群,盆地之间以Romanche、Chain、St Paul等多条大型走滑断裂为界,科特迪瓦盆地夹持在Romanche和St Paul断裂之间。该时期科特迪瓦盆地发生强烈裂陷作用,裂谷发育,但裂谷规模远小于南部拉张作用形成的裂谷,这一时期盆地主要以陆相的河流、三角洲、湖泊相沉积为主,裂陷作用末期不发育盐岩,裂陷期沉积地层厚度为1 000~4 400 m。

(2) 漂移期(晚白垩世塞诺曼期—至今):该时期非洲板块与南美洲板块已经完全分离,洋壳产生,南北大西洋贯通,构造活动变弱,科特迪瓦盆地进入热沉降阶段,广泛发育海相沉积,主要以陆架边缘的三角洲沉积与深水浊积砂岩沉积为主,漂移期沉积地层厚度为1 000~5 000 m。由于缺乏盐岩和大套泥岩等塑性地层,整个漂移期地层构造不发育,漂移期地层整体上呈向海倾斜的单斜,仅在转换断层附近,由于后期压扭作用发育挤压背斜构造带^[21]。

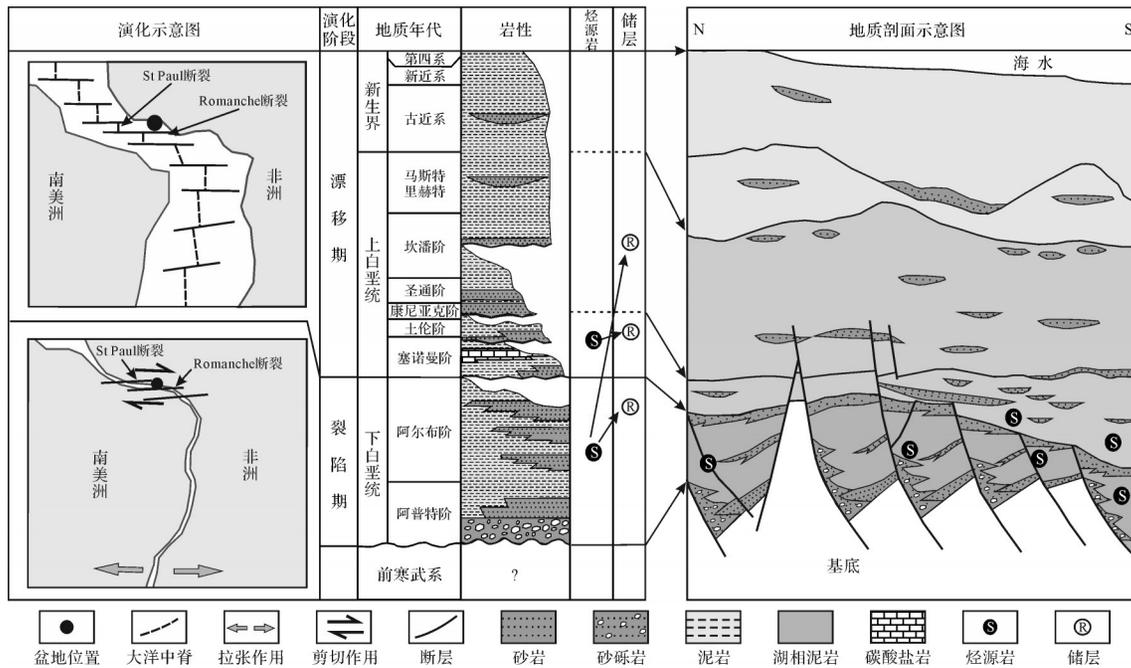


图2 科特迪瓦盆地综合柱状图

Fig.2 Stratigraphic chart of Côte d'Ivoire Basin

3 烃源岩条件

烃源岩是油气生成的物质基础,控制着油气藏的形成。受构造演化与沉积充填的控制,科特迪瓦盆地发育两套主力烃源岩,分别为漂移期塞诺曼—土伦阶海相烃源岩和裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩。对比两套烃源岩的地化指标,漂移期塞诺曼—土伦阶海相烃源岩优于裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩。

3.1 漂移期塞诺曼—土伦阶海相烃源岩

漂移期上白垩统塞诺曼—土伦阶烃源岩是科特迪瓦盆地广泛分布的一套烃源岩,为海相泥岩沉积,该套烃源岩在西非海岸其它盆地均已得到证实^[22]。盆地内多口井钻遇了该套烃源岩,烃源岩有机质丰度和类型由浅水区(水深小于500 m)向深水区(水深大于500 m)逐渐变好,浅水区烃源岩有机质丰度为0.8%~2.8%,烃源岩有机质类型主要为III型,而深水区烃源岩有机质丰度为1%~15.27%,烃源岩类型主要为II₁型。盆地东部深水区的A-1井揭示了塞诺曼—土伦阶优质海相烃源岩,TOC为2%~4.5%,HI为400~650 mg HC/g TOC。

3.2 裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩

基于构造演化分析,科特迪瓦盆地在早白垩世阿普特—阿尔布期发生强烈裂陷作用,发育深湖、

半深湖相沉积,为湖相烃源岩的形成提供了有利的沉积环境。下白垩统阿普特—阿尔布阶地层埋藏较深,仅有少量钻井揭示该套烃源岩,其TOC为0.8%~3.47%,大部分大于1%, S_1+S_2 为0.48~9.04 mg/g,HI为41~268 mg HC/g TOC,烃源岩类型主要为III型,部分为II₂型。研究表明,这些钻井主要位于构造高部位,并非深湖、半深湖相发育的有利构造位置,不利于优质烃源岩的形成。基于湖相烃源岩的分布规律,推测盆地在裂陷期深洼处发育的深湖和半深湖相细粒沉积,是寻找优质湖相烃源岩的有利区。

4 浊积砂岩油气藏分布规律

受漂移期塞诺曼—土伦阶海相烃源岩和裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩控制,盆地形成了裂陷期和漂移期的两大勘探层系,其中,漂移期层系为科特迪瓦盆地的主力勘探层系。截至目前,漂移期层系共发现37个油气田,储层为深水沉积环境下水道、朵叶形成的浊积砂岩,本文统称为深水浊积砂岩,圈闭类型为岩性或构造—岩性圈闭,储量约占盆地油气发现的75%。目前已发现的浊积砂岩油气藏分布在塞诺曼—土伦阶和圣通—马斯特里赫特阶,根据含油气层位的不同,将浊积砂岩油气藏划分为两种类型,一种为塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏,

另一种为圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏。

两类油气藏的流体类型和分布规律呈现明显的差异。塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏主要分布在深水区(现今水深大于500 m),以油为主,单个油田的储量规模为0.1~845 MMboe,平均为122.7 MMboe;而圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏仅分布在陆架及坡折区,流体类型以凝析油和气为主,单个油田的储量规模为1.2~187.7 MMBoe,平均为57.2 MMBoe(图3)。统计分析表明,已发现的储量主要集中在塞诺曼—土伦阶,占比约为75%,而圣通—马斯特里赫特阶的储量占比约为25%。

5 浊积砂岩油气成藏差异性分析

油气来源、油气运移、成藏模式等方面的差异是造成上述两类油气藏差异分布的主要原因(图4)。本次研究选取两类油气藏中具有代表性的典型油气藏来分析两者成藏的差异性,塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏的典型代表为Jubilee油藏,圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏的典型代表为Teak油气藏,两个油气藏相邻,Teak位于Jubilee的北部(图3,5)。

Jubilee油藏位于科特迪瓦盆地东部加纳海上,发现时间为2007年,水深为1 530 m。Jubilee油藏为上倾方向受F断裂遮挡的构造—岩性圈闭,储层为上白垩统土伦阶深水浊积砂岩,含油面积高达105 km²,油层厚度约为98 m,原油可采储量约为10亿桶。

Teak油气藏位于Jubilee油田的上倾方向,发现时间为2011年,水深为868 m。Teak油气田为在古凸起背景上形成的岩性圈闭,发育多套储层,主力储层为坎潘阶储层,其次为土伦阶储层,坎潘阶油气层厚度累计56 m,土伦阶油气层累计厚度为19 m,流体类型为气和凝析油,原油可采储量为95 MMbbl,天然气可采储量为520 Bcf。

5.1 油气来源不同

综合油气地球化学、烃源岩、构造特征分析,塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏和圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏具有两种不同油气来源。

塞诺曼—土伦阶油气藏的油气主要来源于塞诺曼—土伦阶海相烃源岩。构造演化分析表明,塞诺曼—土伦期,非洲板块与南美板块完全分离,南北大西洋贯通,下刚果、加蓬、科特迪瓦等西非海岸盆地进入漂移期,具有相似的古地理环境,该时期沉积的海相烃源岩特征类似。Cole *et al.*^[23]对下刚果盆地裂陷期湖相烃源岩和漂移期塞诺曼—土伦阶海相烃源岩作了对比分析,发现两者饱和烃和芳烃的 $\delta^{13}\text{C}$ 具有明显的差异。对Jubilee油田土伦阶4个原油样品作了饱和烃及芳烃的碳同位素分析,其中饱和烃 $\delta^{13}\text{C}$ 碳同位素范围为 $-28.6\text{‰} \sim -27.9\text{‰}$,芳烃 $\delta^{13}\text{C}$ 碳同位素范围为 $-26.9\text{‰} \sim -26.4\text{‰}$,均与下刚果盆地上白垩统塞诺曼—土伦阶烃源岩类似,落在了Sofer判别图版^[24]的海相区(图6),这表明Jubilee油田的原油主要来源于塞诺曼—土伦阶海相烃源岩。

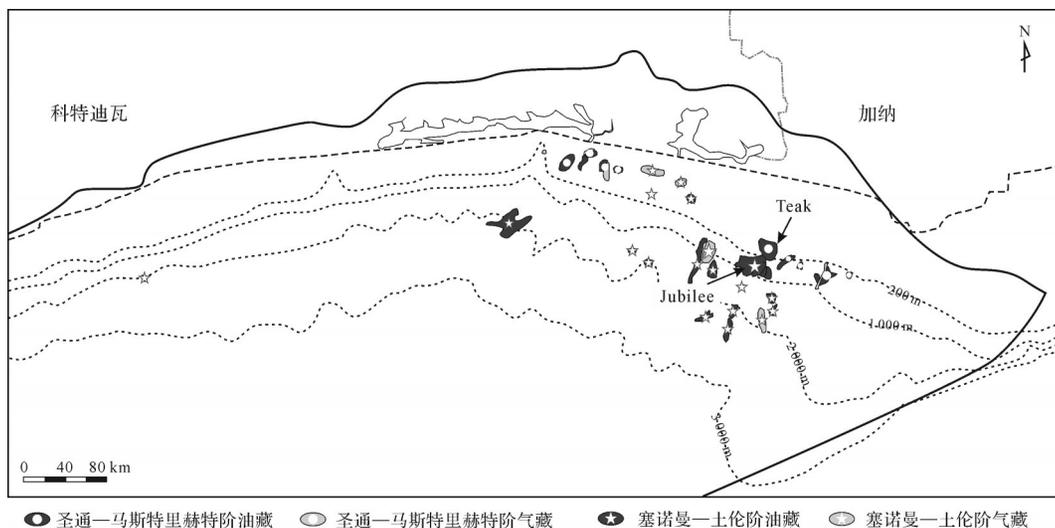


图3 科特迪瓦盆地浊积砂岩油气藏分布图

Fig.3 Distribution of turbidite sand fields in Côte d'Ivoire Basin

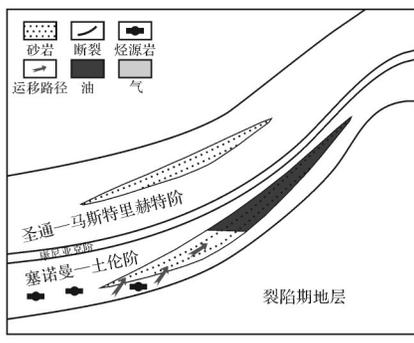
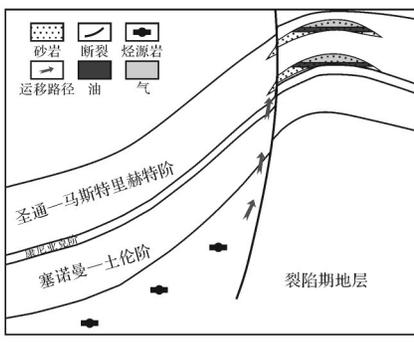
种类	塞诺曼—土伦阶 浊积砂岩油气藏	圣通—马斯特里赫特阶 浊积砂岩油气藏
成藏模式图		
成藏模式	砂体运移、自生自储、源内成藏	断裂运移、下生上储、源外成藏
圈闭类型	主要为构造—岩性圈闭	主要为构造圈闭，其次为岩性—构造圈闭
储集类型	水道、朵叶	水道、朵叶
油气来源	塞诺曼—土伦阶海相烃源岩	阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩
运移路径	层内砂体输导 烃源岩与砂体接触，砂体横向运移	层间断裂输导 烃源岩与砂体不接触，断裂垂向运移
主控因素	是否发育有效烃源岩	是否发育油源断裂
代表油气田	Jubilee	Teak

图4 科特迪瓦盆地浊积砂岩油气藏成藏特征对比图

Fig.4 Features of turbidite sand oil and gas accumulation in Côte d'Ivoire Basin

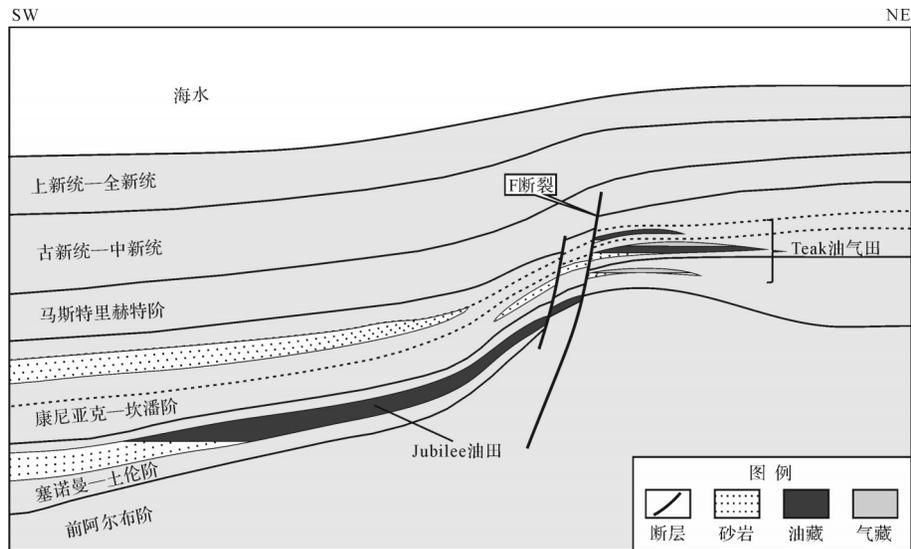


图5 科特迪瓦盆地东部Jubilee和Teak油田典型剖面图

Fig.5 Section across Jubilee and Teak fields in eastern Côte d'Ivoire Basin

圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏的油气主要来源于深部裂陷期的高成熟湖相烃源岩。对比分析Teak油气田和Jubilee油田的流体性质，二者具有明显的差异，Teak油气田主要为气和凝析

油，凝析油的API为40°，而Jubilee油藏的原油为正常原油，原油API为36°，推测两者的油气来源可能不同。基于对漂移期塞诺曼—土伦阶海相烃源岩和裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩热演化分

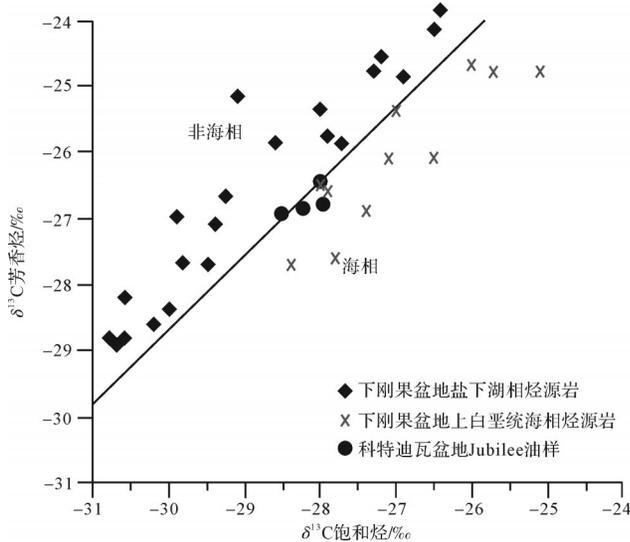


图6 Jubilee油田土伦阶原油碳同位素交会图 (据文献[24]修改)

Fig.6 $\delta^{13}C$ isotope crossplot of Turonian oil in Jubilee field (modified from reference [24])

析,塞诺曼—土伦阶海相烃源岩现今处于生油阶段,未到生气或凝析油阶段,而阿普特—阿尔布阶裂陷期湖相烃源岩埋藏较深,已经进入生气阶段。因此,综合流体类型与烃源岩成熟度的匹配关系,不难发现Teak油气田的油气来源于深部热演化程度较高的裂陷期湖相烃源岩。

5.2 油气运移及成藏期次不同

基于油气来源分析,结合烃源岩排烃史、断层活动史的分析,两类浊积砂岩油气藏具有呈现出不同的油气运移方式和成藏期次。

塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏的油气运移路

径为层内大型砂体,其成藏时期主要为始新世末(约34 Ma)。塞诺曼—土伦阶浊积砂岩位于塞诺曼—土伦阶烃源岩层内,具有“近水楼台先得月”的成藏优势,呈现典型的“源内成藏”特征。塞诺曼—土伦阶浊积砂岩与烃源岩直接接触,油气以横向近距离运移为主,其运移路径主要为大型浊积砂岩。目前已发现的塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏均分布在深水区塞诺曼—土伦阶烃源岩灶范围内,成熟烃源岩生成的油气就近直接运移至层内大型浊积砂体(图7)。塞诺曼—土伦阶烃源岩的排烃期决定了该类油气藏的成藏时期,下覆塞诺曼—土伦阶烃源岩在始新世末(约34 Ma)开始大量排烃,Jubilee油田上倾方向的F断裂活动停止,断层两侧为砂—泥对接,上倾方向形成良好的封堵作用,塞诺曼—土伦阶烃源岩生成的油气运移就近至土伦阶圈闭中聚集成藏(图7,8)。

圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏的油气运移路径为层间断裂,其成藏时期主要为马斯特里赫特期。圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩与裂陷期烃源岩之间隔着厚层泥岩,断裂是该类油气藏油气运移的主要方式。晚白垩世以后,盆地进入漂移期,整体上构造活动较弱,仅陆架浅水区及坡折带处的构造活动相对较强,断裂较为发育,这些断裂可断至深部裂陷期烃源岩,起到沟通深部裂陷期油源的作用,是油气运移的重要通道。断裂活动时期控制了该类油气藏的成藏期次,分析Teak油气田南部F断裂活动性发现,马斯特里赫特期,F断裂活动速率最大(图9),是油气运聚成藏的重要时期。该时期塞诺

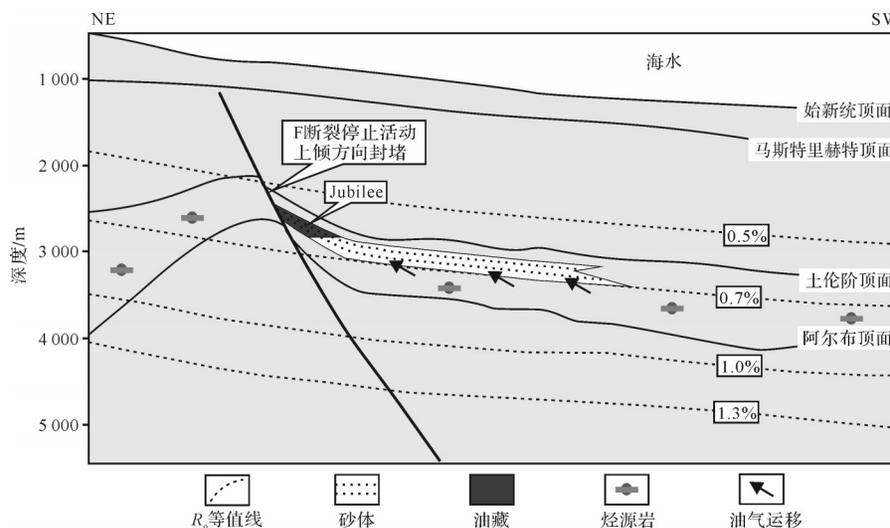


图7 始新世末期(34 Ma) Jubilee油田生烃剖面

Fig.7 Hydrocarbon generation section of Jubilee in Eocene (34 Ma)

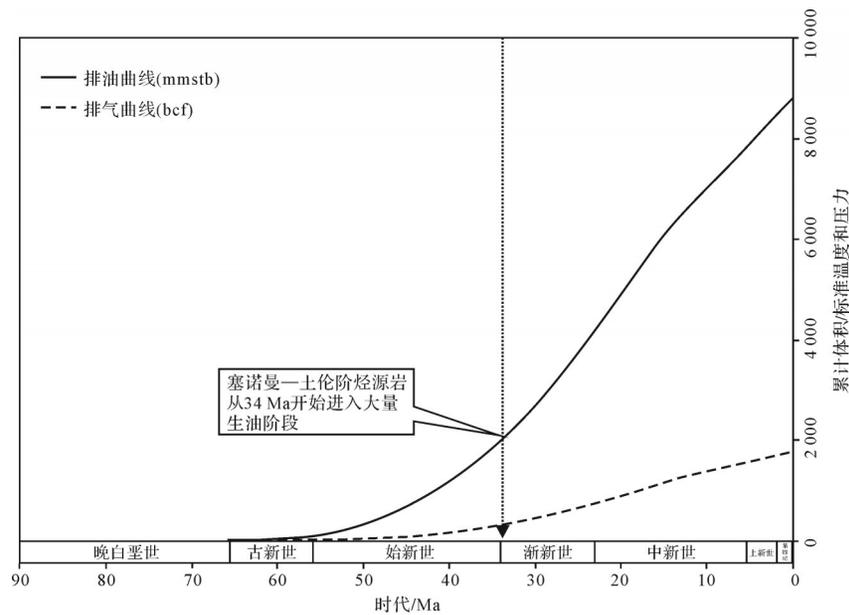


图8 科特迪瓦盆地塞诺曼—土伦阶烃源岩排烃史图

Fig.8 Hydrocarbon expulsion of Upper Cretaceous Cenomanian-Turonian source rock in Côte d'Ivoire Basin

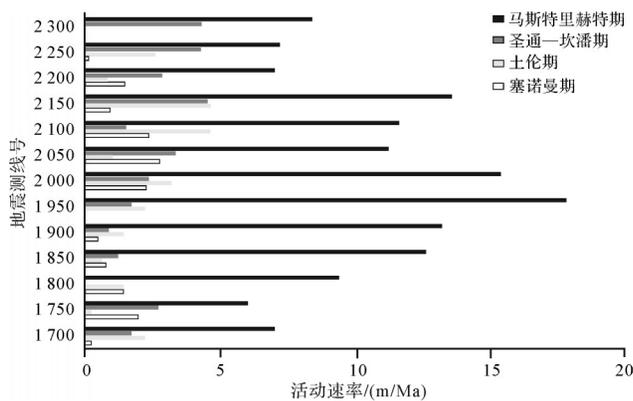


图9 Teak 油气田F断裂活动图

Fig.9 Fault activity of Teak field

曼—土伦阶烃源岩未熟,深部裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩已进入大量生气阶段,并伴有一定量的原油生成(图10),油气沿F断裂向上运移至土伦阶和坎潘阶砂体中聚集成藏。

5.3 油气成藏模式不同

油气来源、油气运移和油气成藏期次的不同,使得两种油气藏的成藏模式呈现明显的差异。Jubilee和Teak两个油气藏相邻,其构造演化特征具有明显相关性,基于油气成藏的关键时期分析,本次研究建立了两类油气藏的成藏模式。

圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩的油气成藏模式为“断裂运移、下生上储、源外成藏”。白垩纪马斯特里赫特期,F断裂活动性最强,漂移期塞诺曼—

土伦阶烃源岩未熟,深部裂陷期阿普特—阿尔布阶烃源岩已经进入生气阶段,其生成的油气沿F断裂向上运移至上部土伦阶、坎潘阶圈闭聚集成藏(图11)。

塞诺曼—土伦阶浊积砂岩的油气成藏模式为“近源运移、自生自储、源内成藏”。始新世末期,F断裂活动停止,具良好的封堵作用,漂移期塞诺曼—土伦阶烃源岩进入大量排烃阶段,其生成的油气就近直接运移至层内大型浊积砂体聚集成藏(图12)。

5.4 油气成藏主控因素不同

基于上述论述并结合失利井的分析,两种油气藏的成藏主控因素存在明显的差异。

塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏为典型的“砂体运移、自生自储、源内成藏”的油气成藏模式,该类油气藏主要位于深水区塞诺曼—土伦阶有效烃源岩范围内。而在有效烃源岩范围之外的钻探的4口井虽然都揭示了优质浊积砂岩储层,但却均告失利,这表明了该类油气藏成藏的主控因素为是否发育有效烃源岩。

圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏为典型的“断裂运移、下生上储、源外成藏”的油气成藏模式,油气依靠断裂垂向运移至上部的浊积砂岩聚集成藏,该类油气藏主要分布在断裂比较发育的陆架及陆架坡折带,而在断裂不发育的深水区钻探的2口井均告失利,这表明该类油气藏成藏的主控因素为是否发育油源断裂。

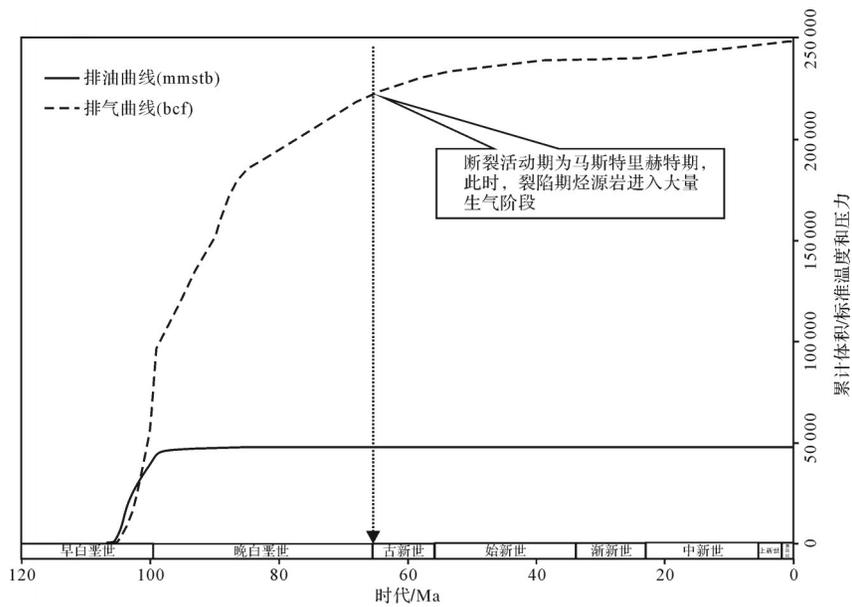


图10 裂陷期阿普特—阿尔布阶烃源排烃史图

Fig.10 Hydrocarbonexpulsion of syn-rift Lower Cretaceous Aptian-Albian source rock

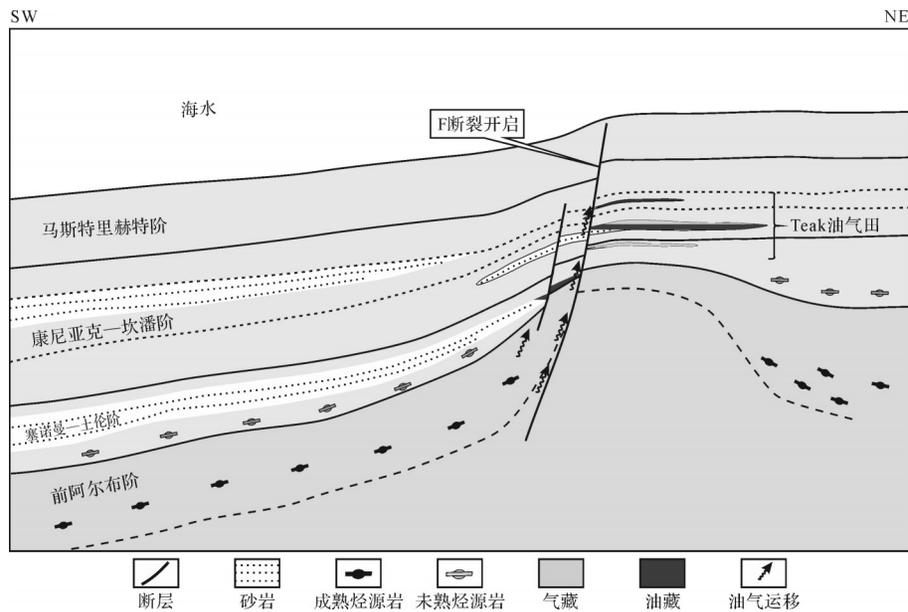


图11 马斯特里赫特末期Teak油气田成藏模式图

Fig.11 Accumulation model of Teak in Upper Cretaceous Maastrichtian

6 结论

(1) 科特迪瓦盆地经历了早白垩世裂陷期和晚白垩世—现今的漂移期,发育漂移期塞诺曼—土伦阶优质海相烃源岩和裂陷期阿普特—阿尔布阶湖相烃源岩。

(2) 漂移期层系为盆地的主力勘探层系,储层类型主要为深水浊积砂岩,发育塞诺曼—土伦阶和圣

通—马斯特里赫特阶两种类型的浊积砂岩油气藏,两种油气藏表现出明显的成藏差异性。

(3) 塞诺曼—土伦阶浊积砂岩油气藏为典型的“砂体运移、自生自储、源内成藏”的油气成藏模式。其油气主要来源于塞诺曼—土伦阶烃源岩,油气运移路径主要为广泛分布的浊积砂岩,烃源岩的生、排烃期决定了油气的成藏时期,是否发育成熟烃源岩是该类油气藏成藏的主控因素。

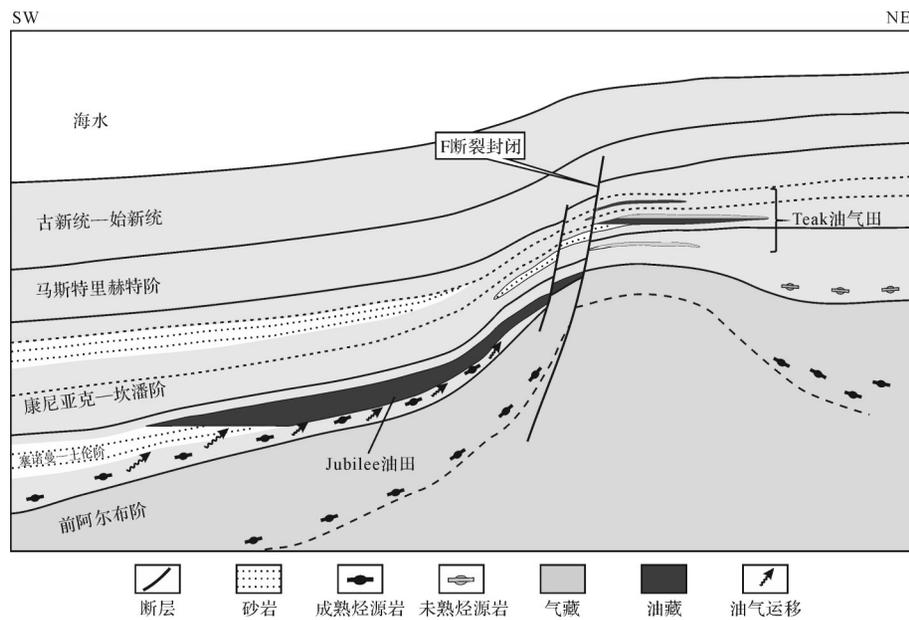


图12 始新世末期Jubilee油田成藏模式图

Fig.12 Accumulation model of Jubilee in the Eocene

(4) 圣通—马斯特里赫特阶浊积砂岩油气藏为典型的“断裂运移、下生上储、源外成藏”的油气成藏模式。其油气主要来源于深部裂陷期湖相烃源岩，断裂是油气运移的主要路径，断裂的活动时期控制了油气的运移和成藏时期，是否发育油源断裂是该类油气藏成藏的主控因素。

参考文献 (References)

- [1] 孙海涛, 钟大康, 张思梦. 非洲东西部被动大陆边缘盆地油气分布差异[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(5): 561-567. [Sun Haitao, Zhong Dakang, Zhang Simeng. Difference in hydrocarbon distribution in passive margin basins of east and west Africa [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 561-567.]
- [2] 张功成, 米立军, 屈红军, 等. 全球深水盆地群分布格局与油气特征[J]. 石油学报, 2011, 32(3): 369-378. [Zhang Gongcheng, Mi Lijun, Qu Hongjun, et al. A basic distributional framework of global deepwater basins and hydrocarbon characteristics [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 369-378.]
- [3] Dailly P, Henderson T, Hudgens E, et al. Exploration for cretaceous stratigraphic traps in the gulf of guinea, west Africa and the discovery of the jubilee field: A play opening discovery in the Tano basin, offshore Ghana [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2013, 369(1): 235-248.
- [4] Bryant I, Herbst N, Dailly P, et al. Basin to basin: Plate tectonics in exploration [J]. Oilfield Review, 2012, 24(3): 38-57.
- [5] 刘祚冬, 李江海. 西非被动大陆边缘含油气盐盆地构造背景及油气地质特征分析[J]. 海相油气地质, 2009, 14(3): 46-52. [Liu Zuodong, Li Jianghai. Tectonic evolution and petroleum geology characteristics of petroliferous salt basins area along passive continental margin, West Africa [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(3): 46-52.]
- [6] 张光亚, 温志新, 梁英波, 等. 全球被动陆缘盆地构造沉积与油气成藏: 以南大西洋周缘盆地为例[J]. 地学前缘, 2014, 21(3): 18-25. [Zhang Guangya, Wen Zhixin, Liang Yingbo, et al. Tectonic-sedimentary features and petroleum accumulation in the passive continental margin basins of south Atlantic peripheries [J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(3): 18-25.]
- [7] 刘延莉, 邱春光, 熊利平. 西非加蓬盆地沉积特征及油气成藏规律研究[J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 352-356, 362. [Liu Yanli, Qiu Chunguang, Xiong Liping. Study of the sedimentary characteristics and hydrocarbon accumulation rules for the Gabon Basin, West Africa [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2008, 30(4): 352-356, 362.]
- [8] 熊利平, 王骏, 殷进垠, 等. 西非构造演化及其对油气成藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 641-646. [Xiong Liping, Wang Jun, Yin Jinyin, et al. Tectonic evolution and its control on hydrocarbon accumulation in West Africa [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 641-646.]
- [9] 秦雁群, 张光亚, 梁英波, 等. 南大西洋深水油气分布特征、聚集规律与勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 229-240. [Qin Yanqun, Zhang Guangya, Liang Yingbo, et al. Distribution characteristics, accumulation rules and exploration

- directions of deep water hydrocarbon in south Atlantic [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(2): 229-240.]
- [10] 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. [Lin Weidong, Chen Wenxue, Xiong Liping, et al. Pool forming constrains and the hydrocarbon exploration potential of the West Africa coast basins [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2008, 30(5): 450-455.]
- [11] Brownfield M E, Charpentier R R. Geology and total petroleum systems of the gulf of guinea province of west Africa [R]. Reston, Virginia: U. S. Department of the Interior, U. S. Geological Survey, 2006: 1-30.
- [12] 秦雁群,张光亚,巴丹,等. 转型型被动陆缘盆地地质特征与深水油气聚集规律:以赤道大西洋西非边缘盆地群为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 229-239. [Qin Yanqun, Zhang Guangya, Ba Dan, et al. Geological characteristics and deep water hydrocarbon accumulation patterns of transformed passive continental marginal basins: A case history from basins of West Africa margin in Equatorial Atlantic [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 229-239.]
- [13] 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. [Liu Jianping, Pan Xiaohua, Ma Jun, et al. Exploration targets in the Côte d'Ivoire-Ghana transform margin in equatorial West Africa [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(1): 43-50.]
- [14] 张凤廉,屈红军,张功成,等. 西非科特迪瓦盆地深水区油气地质特征及成藏主控因素[J]. *地质科技情报*, 2017, 36(5): 112-117. [Zhang Fenglian, Qu Hongjun, Zhang Gongcheng, et al. Petroleum geological features and main controlling factors of hydrocarbon accumulation in deep-water areas of Cote D'Ivoire Basin, West Africa [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2017, 36(5): 112-117.]
- [15] 程建,段铁军,倪春华,等. 西非科特迪瓦盆地石油地质特征及成藏规律研究[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(3): 291-295. [Cheng Jian, Duan Tiejun, Ni Chuanhua, et al. Petroleum geologic features and accumulation rules of Côte D'Ivoire Basin, West Africa [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(3): 291-295.]
- [16] 孔令武,赵红岩,段晓梦,等. 转换大陆边缘盆地构造特征:以西非贝宁盆地为例[J]. *海洋地质前沿*, 2018, 34(5): 29-34. [Kong Lingwu, Zhao Hongyan, Duan Xiaomeng, et al. The structural characteristics of a transform marginal basin: Taking the Benin Basin of West Africa as an example [J]. *Marine Geology Frontier*, 2018, 34(5): 29-34.]
- [17] IHS markit. Basin monitor of Cote d' Ivoire Basin [DB], 2020.
- [18] Moulin M, Aslanian D, Unternehr P. A new starting point for the South and Equatorial Atlantic Ocean [J]. *Earth-Science Reviews*, 2010, 98(1/2): 1-37.
- [19] Benkhelil J, Mascle J, Tricart P. The Guinea continental margin: An example of a structurally complex transform margin [J]. *Tectonophysics*, 1995, 248(1/2): 117-137.
- [20] Clift P D, Lorenzo J, Carter A, et al. Transform tectonics and thermal rejuvenation on the Côte d' Ivoire-Ghana margin, west Africa [J]. *Journal of the Geological Society*, 1997, 154(3): 483-489.
- [21] Attoh K, Brown L, Guo J R, et al. Seismic stratigraphic record of transpression and uplift on the Romanche transform margin, offshore Ghana [J]. *Tectonophysics*, 2004, 378(1/2) 1-16.
- [22] 孔令武,赵红岩,赵佳奇,等. 西非塞拉利昂—利比里亚盆地深水岩性油气藏成藏特征[J]. *海洋地质前沿*, 2018, 34(11): 26-32. [Kong Lingwu, Zhao Hongyan, Zhao Jiaqi, et al. Geological characteristics of oiland gas accumulations in the Sierra Leone-Liberia Basin, West Africa [J]. *Marine Geology Frontier*, 2018, 34(11): 26-32.]
- [23] Cole G A, Requejo A G, Ormerod D, et al. Petroleum geochemical assessment of the Lower Congo Basin [M]//Mello M R, Katz B J. AAPG memoir: Petroleum systems of south atlantic margins. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000: 325-339.
- [24] Sofer Z. Stable carbon isotope compositions of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration [J]. *AAPG Bulletin*, 1984, 68(1): 31-49.

Differences in Hydrocarbon Accumulation of Deep - water Turbidite Sandstone in a Transform Continental Margin Basin: A case study of Côte d ' Ivoire Basin, West Africa

KONG LingWu, ZHAO HongYan, LIANG JianShe, CHENG Tao, WANG Jia, ZHAO JiaQi,
YU YingMei

CNOOC International Ltd. , Beijing 100028, China

Abstract: Deep-water turbidite is the main focus of current world petroleum exploration. Based on seismic data, well data and geochemical data, the difference of hydrocarbon accumulation of deep-water turbidite sandstone in the Côte d ' Ivoire Basin was comprehensively analyzed. The research showed that the Côte d ' Ivoire Basin developed a rifting period (Lower Cretaceous) and a drift period (Upper Cretaceous-present). High-quality marine source rock was developed in the Cenomanian-Turonian, and lacustrine source rock was developed in the Aptian-Albian. The drift sequence is the main exploration target of the basin. Two types of turbidite sandstone hydrocarbon accumulations were developed. Cenomanian-Turonian turbidite sand accumulations were characterized by "migration along sand, self-generation and self-storage, accumulation in source". The hydrocarbon of the accumulations is mainly sourced from Cenomanian-Turonian source rock. The extensively distributed turbidite sand was the hydrocarbon migration pathway. The expulsion time of the source rock controlled the hydrocarbon accumulation period. Whether mature source rock existed is the main controlling factor for the accumulation type. Santonian-Maastrichtian turbidite sandstone accumulations were characterized by "migration along fault, lower-generation and upper-storage, accumulation out of source". The hydrocarbons of Santonian-Maastrichtian turbidite sandstone accumulations were mainly sourced from Aptian-Albian lacustrine source rocks during the rifting period, with faults being the main pathway of hydrocarbon migration. The active period of faults controlled the migration and accumulation time of oil and gas. Whether faults existed is the main controlling factor for this type of accumulation.

Key words: source rock; oil and gas source; migration pathway; accumulation mode; controlling factor; deep-water turbidite sandstone