

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.539>



Melut 盆地富含 CO₂ 油气藏的成因及期次

李 威^{1,2}, 窦立荣^{2,3*}, 文志刚², 张光亚³, 程顶胜³

1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

2. 长江大学资源与环境学院, 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北武汉 430100

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘 要: Palogue 油田的发现打开了 Melut 盆地古近系勘探新方向, 证实了北部凹陷为富油气凹陷. Palogue 油田具有以下白垩统为主力烃源岩, 古近系为主力成藏组合的跨时代运聚风格, 幔源 CO₂ 气体对油气的聚集和改造具有不可忽略的作用. 通过对 CO₂ 气体、原油特征、生标特征、包裹体特征进行研究, 结合地层埋藏史, 分析油气特征及成藏期次. 结果表明: Palogue 油田具有两期成藏的特征, 古近纪中期发生第 1 期油气成藏事件, 随后原油被降解; 古近纪晚期—新近纪以来, 伴随幔源 CO₂ 气体油气发生第 2 次运移充注事件, 且 CO₂ 气体对油藏进行了强烈的气洗作用.

关键词: Melut 盆地; Palogue 油田; 成藏过程; 蒸发分馏作用; 南苏丹; 石油地质.

中图分类号: P618; TE122

文章编号: 1000-2383(2022)04-1459-11

收稿日期: 2017-07-14

Genetic Origin of CO₂-Rich Oil Reservoirs and Pool-Forming Period in Melut Basin, Southern Sudan

Li Wei^{1,2}, Dou Lirong^{2,3*}, Wen Zhigang², Zhang Guangya³, Cheng Dingsheng³

1. CNOOC Research Institute Co. Ltd., Beijing 100028, China

2. College of Resources and Environment, Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources of the Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan 430100, China

3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China

Abstract: The oil discovery in the Paleogene of Palogue oilfield of the Melut basin is a milestone in the potentiality of new exploration play direction, it confirmed that the northern sag is hydrocarbon-rich sags. The Lower Cretaceous source rock is the major source rock of Melut basin, the Paleogene is its main seal reservoir assemblage. The formation mechanism and model of oil and gas accumulated were proposed based on the specific tectonic-stratigraphic assemblages and evolution history of the Melut basin. Oil and gas accumulation were influenced by mantle CO₂. Analyzed characteristics of oil and hydrocarbon accumulation were investigated using a suite of burial history, fluid inclusions, CO₂ and crude biomarker characteristics by taking Palogue oil reservoir as an example. The results show that the Palogue oil reservoir has experienced two episodes of hydrocarbon accumulations, the first episodes of the hydrocarbon accumulation happened in the Middle Paleogene, but the crude oil was strongly biodegraded. Since the

基金项目: 国家油气重大专项项目(No. 2011ZX05029); 中国石油天然气股份有限公司科技专项(No. 2013D-0902).

作者简介: 李威(1988-), 男, 工程师, 从事油气藏形成与分布方面的研究工作. ORCID: 0000-0002-1173-2675. E-mail: liwei173@cnoc.com.cn

* **通讯作者:** 窦立荣, E-mail: doulirong@cnpcint.com

引用格式: 李威, 窦立荣, 文志刚, 张光亚, 程顶胜, 2022. Melut 盆地富含 CO₂ 油气藏的成因及期次. 地球科学, 47(4): 1459-1469.

Citation: Li Wei, Dou Lirong, Wen Zhigang, Zhang Guangya, Cheng Dingsheng, 2022. Genetic Origin of CO₂-Rich Oil Reservoirs and Pool-Forming Period in Melut Basin, Southern Sudan. *Earth Science*, 47(04): 1459-1469.

Late Paleogene to Neogene, the second episodes of hydrocarbon accumulations accompany by mantle CO₂. The oil and gas enter traps to form the anticlinal reservoirs, CO₂ under the gravity differentiation has carried on the intense gas washing effect to reservoir.

Key words: Melut basin; Palogue oilfield; accumulation process; evaporative fractionation; Southern Sudan; petroleum geology.

0 引言

近年来,国内外中-新生代裂谷盆地富油气凹陷中发现多个无机 CO₂ 气藏,并普遍存在 CO₂ 充注驱替先期充注油气的现象(金振奎等,2003;何家雄等,2005;张成和魏魁生,2005;高玉巧和刘立,2007;Zhu *et al.*,2021),在这些裂谷盆地中发现的 CO₂ 占据油藏圈闭的情况大多发育在深大断裂附近,CO₂ 表现为无机幔源成因,这类幔源 CO₂ 大多是通过基底深大断裂运移至已形成的油藏圈闭中,将其中的原油驱替出圈闭,形成底部含少量原油的 CO₂ 气藏或纯 CO₂ 气藏(高玉巧和刘立,2007).南苏丹东部 3/7 区 Melut 盆地是中国石油在海外第 1 个以完整沉积盆地对象的风险勘探项目,2002 年首次在北部凹陷发现 Palogue 大油田,打破了 Melut 盆

地为只发育边际油田的认识(窦立荣,2005;童晓光等,2006;Dou *et al.*,2007,2008;史卜庆等,2014).随着 Melut 盆地勘探开发的深入,不断发现油藏中普遍发育 CO₂,甚至存在部分圈闭具有良好油气显示但测试为 CO₂ 气藏的现象.本文以 Palogue 油田为例,通过对富含 CO₂ 油气藏特征、形成期次等机制的解剖,明确油气藏的动态成藏规律,从而为油气资源评价和分布预测提供依据.

1 地质概况

Melut 盆地位于中非剪切带东端南侧,呈北西-南东走向,是在中非剪切带斜向张裂作用诱导下发育起来的中-新生代陆内裂谷盆地(图 1),可划分为北部凹陷、中部凹陷、东部凹陷、西部凹陷、

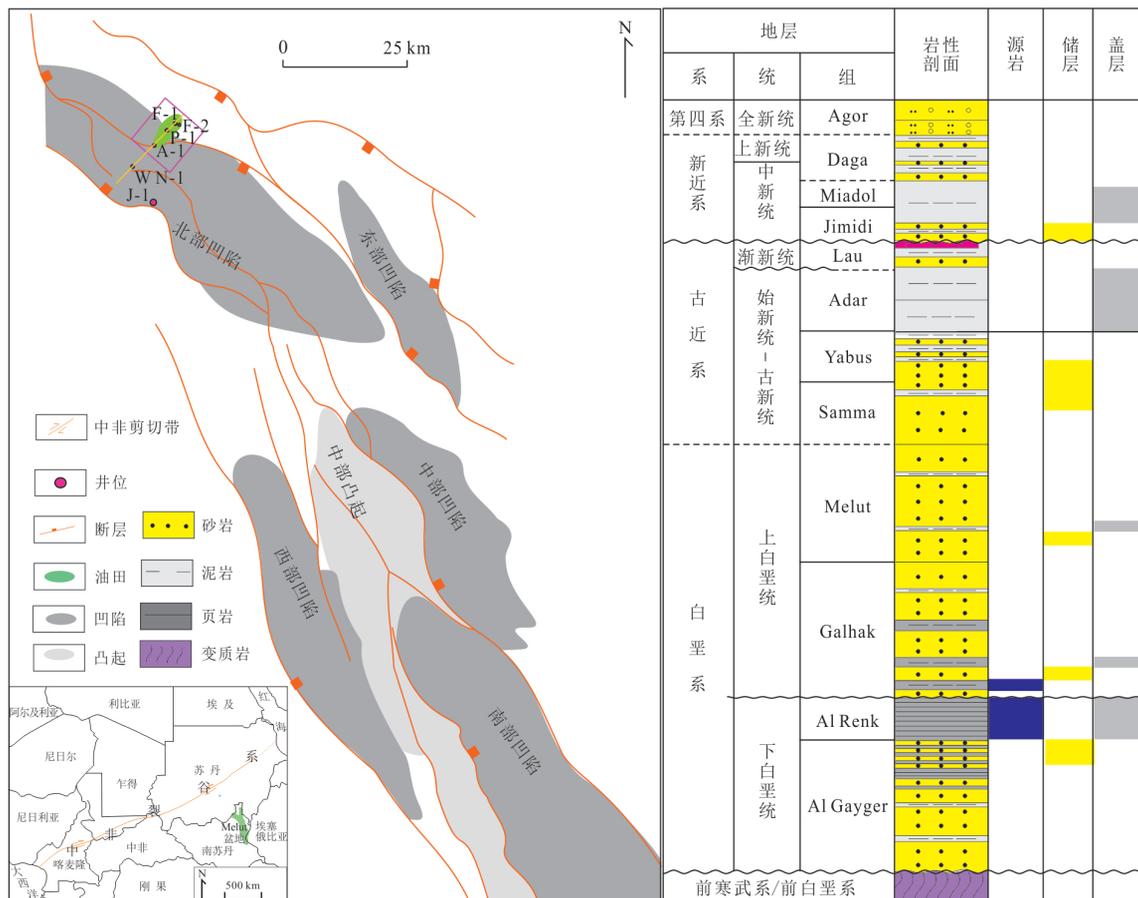


图 1 Melut 盆地构造单元划分及地层综合柱状图

Fig.1 Classification of structural units and strata column of Melut basin

南部凹陷和西部凸起;北部凹陷位于盆地西北部,面积约5 500 km²,是盆地中面积最大的沉积凹陷,呈西断东超的箕状凹陷,东部斜坡带发育 Palogue 断背斜油气藏(窦立荣, 2005; Dou *et al.*, 2007, 2008; 史卜庆等, 2014)(图1). 盆地发育3期裂陷和1期拗陷活动:早白垩世、晚白垩世—古新世和始新世—渐新世裂陷阶段,中新世—第四纪拗陷阶段(Genik, 1993; 窦立荣, 2005; Dou *et al.*, 2007, 2008; 史卜庆等, 2014). 其中早白垩世被动裂陷作用最强,为盆地初始裂陷期,该期形成了全盆地 Al Renk 组主力烃源岩;晚白垩世—古新世裂陷作用最弱,富砂沉积作用明显,形成了北部凹陷最重要的储层 Yabus+Samma 组,缺乏区域分布的湖相泥岩(史忠生等, 2017);始新世—渐新世盆地发育了另一次较为强烈的裂陷活动,该阶段中非剪切带活动停止,构造环境主要受红海和东非裂谷的影响,具有主动裂谷的性质,表现为火山活动较为强烈(窦立荣, 2005; Dou *et al.*, 2007),沉积了全区最重要的 Adar 组区域泥岩盖层,新近纪—第四纪为统一拗陷阶段,形成巨厚富砂沉积. 盆地所经历的3次裂陷和1次拗陷的构造环境,决定了不同时期的沉积环境及沉积物特征,并最终形成了下白垩统为重要源岩段、上白垩统—古新统为砂岩储层段、始新统—渐新统为最重要盖层段的生储盖组合格局(图1). 结合目前的勘探开发现状,发现油藏主要赋存于古近系,而同样具有良好储层特征的上白垩统地层却只有少数井点发现油藏,由此形成了中石油海外探区

独具特色的跨时代运聚成藏风格(窦立荣, 2005).

2 油气藏特征

Palogue 油田是典型的断背斜油气藏(图2),油气主要赋存在古近系 Yabus+Samma 组地层中,油藏具有连片状分布特征. 油藏地层温度 80~89 °C,原油 GOR 分布在 11~144 之间, API 度分布在 13.7°~33.5° 之间,平均 API 度为 20°,含蜡量为 3.2%~56%,普遍大于 15%,表现为高蜡原油的特征.

2.1 原油母质特征及环境

采集 Palogue 油田 11 口井 Yabus 组原油,对其进行 GC、GC-MS 分析. $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ 分布在 0.42~0.75 之间,平均值为 0.53. $(nC_{21}+nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$ 分布范围为 0.78~1.35,平均值为 0.95,综合反映出水生生物和陆生高等植物在烃类生成中均具有较明显的贡献. $\alpha\alpha\alpha-20RC_{27}/C_{29}$ 甾烷分布在 0.24~0.32 之间, C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 规则甾烷显示为反“L”型或不对称“V”型,在 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷三角图中(图3a), Palogue 油田 Yabus 组原油分布集中,显示其母源均位于 II 2 型区间,具有混源特征;原油中谱图检查出羽扇烷,代表了典型的高等植物输入特征,在 ETR—羽扇烷/ C_{30} 藿烷相关图中原油分布集中(图3b),显示出良好的一致性,其中 ETR [$ETR=(C_{28}TT+C_{29}TT)/(C_{28}TT+C_{29}TT+Ts)$] 代表长链三环萜烷参数,具有良好的稳定性(田金

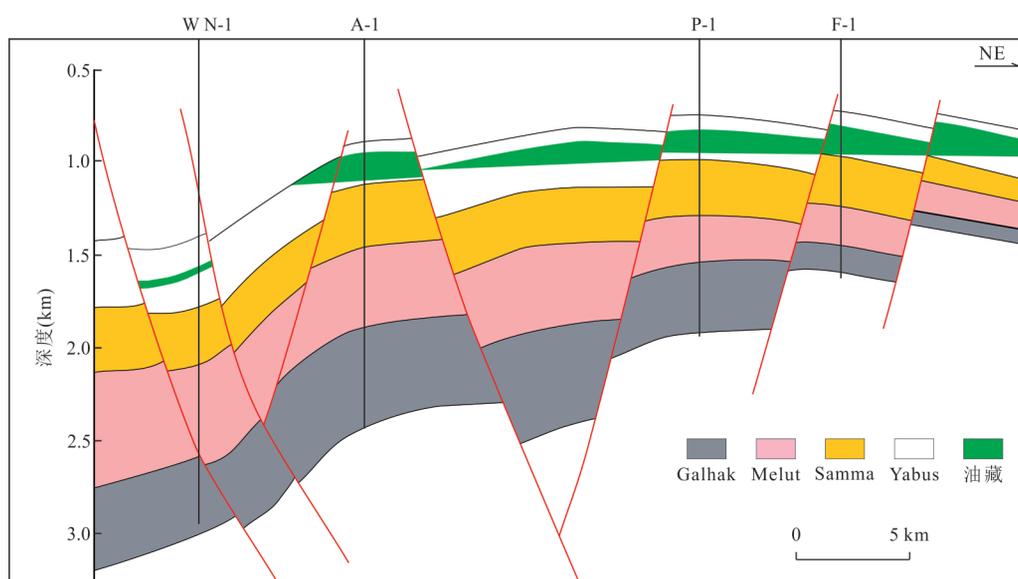


图2 Melut盆地 Palogue 油田剖面(剖面位置见图1)

Fig.2 Oil reservoir cross section of the Palogue structural belt, Melut basin

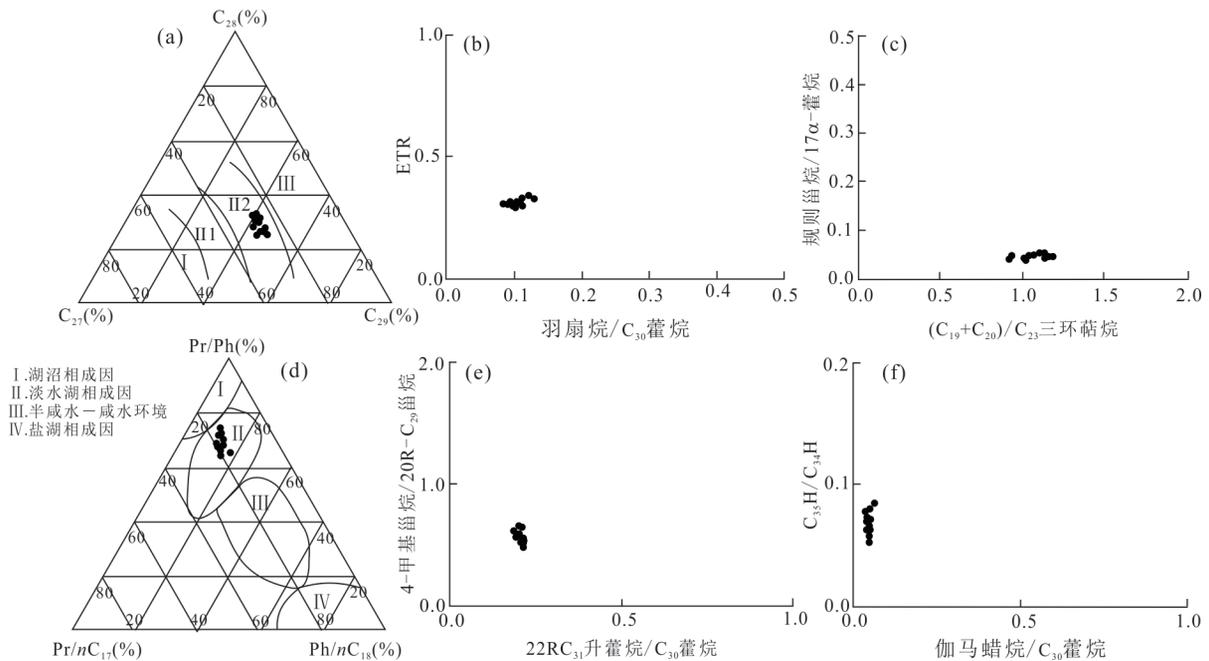


图3 Palogue 油田原油地球化学成因判别图

Fig.3 Crude oil geochemical genesis discriminant diagrams in Palogue oilfield

强等, 2011). 原油中规则甾烷与藿烷的比值通常用来表征生烃母质中真核生物(藻类和高等植物)与原核生物的输出量. 源于藻类生物的海相有机质具有高的规则甾烷/藿烷值(≥ 1) (Hanson *et al.*, 2000), 而低的规则甾烷/藿烷值是陆源或者被微生物改造过的有机质特征(Tissot and Welte, 1984), Palogue 油田原油样品的规则甾烷/藿烷值均较低; 藿烷系列中 $C_{19}+C_{20}$ 三环藿烷主要来源于陆相植物, C_{23} 三环藿烷主要来源于水生生物, 原油 $C_{19}+C_{20}$ 三环藿烷/ C_{23} 三环藿烷约为 1.0 (图 3c), 反映陆相植物的母质优势, 同时原油均检测出一定含量的 4-甲基甾烷, 指示了淡水湖相甲藻类对母源的贡献(Robinson *et al.*, 1984; Philp *et al.*, 1991). 综合分析认为, Palogue 油田原油母质来源具有以高等植物为主的混源特征.

姥鲛烷(Pr)指示烃源岩形成于氧化环境, 植烷(Ph)指示烃源岩形成于还原环境(Li *et al.*, 1999), Palogue 油田原油 Pr/ nC_{17} 、Ph/ nC_{18} 分布范围为 0.15~0.22、0.11~0.17, 根据水介质氧化还原程度指标(ten Haven *et al.*, 1987), Palogue 油田原油母质形成于弱还原-弱氧化环境, 在 Pr/Ph 三角图中原油均分布于 II 区为淡水湖相成因区(图 3c). 原油中伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷)的相对含量与其源岩的沉积水体咸度密切相关, 是表征水体盐度和水体分层程度的重要指标, 低丰度的伽马蜡烷、升藿

烷含量降低的特征反映低盐度沉积环境(Philp *et al.*, 1991), Palogue 油田原油伽马蜡烷指数普遍 ≤ 0.30 , 而 4-甲基甾烷的普遍出现也表征了淡水沉积环境(图 3e, 3f). 因此综合分析认为 Palogue 油田原油母质沉积环境一致, 均为淡水湖泊沉积环境.

2.2 原油次生蚀变作用

对 Palogue 油田 F-1、P-1 井原油溶解气进行分析, C_1+N_2 含量在 33%~60%, $C_2-C_6+CO_2$ 含量在 40%~64%, C_{7+} 普遍小于 1%, CO_2 含量具有明显优势, 在流体成分三角图中均落在凝析气区域(马安来等, 2017)(图 4), 即 Palogue 油田流体中普遍富含 CO_2 等气体. 在 F-2 井砂岩包裹体进行拉曼光谱分析, 部分包裹体中 CO_2 含量高达 85% 以上, 进一步印证了油藏中普遍含有 CO_2 气体.

CO_2 是一种易于达到超临界状态(当温度高于 31.26 °C, 压力大于 7.2 MPa) 的气体, 在超临界状态下 CO_2 在原油中的溶解度比在纯水中高 30 倍; 当原油中溶有 CO_2 时, 会使原油黏度降低、体积膨胀、降低油水界面张力, 并发生气洗分馏作用(曲希玉等, 2011). 气洗作用是相分馏作用的一种模式, 过量外来干气对于原始油藏的不断侵入、冲刷将导致轻质易挥发成分多被“蒸发”到气相中. Thompson (1987, 1988) 基于大量的实验观测数据, 提出了具有里程碑意义的蒸发分馏理论, 发现经分馏作用改造后的残余油相对富集芳烃、蜡质、胶质和沥青质,

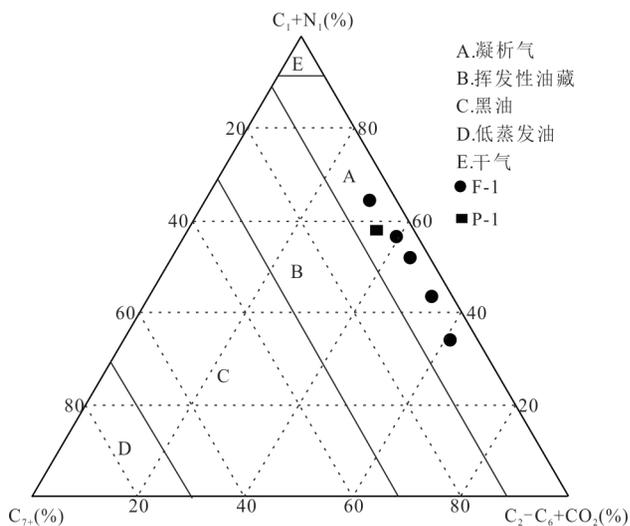


图 4 Palogue 油气田储层流体组分组成

Fig.4 Ternary diagram showing fluid components of reservoirs in Palogue oilfield

同时利用芳香度和石蜡度来鉴别原油经历的次生变化(吴楠等,2009)。

Palogue 油田原油油样的芳香度和石蜡度参数变化关系可知,两参数之间的变化关系明显位于

Thompson 的蒸发分馏区域,说明研究区油藏经历了明显的蒸发分馏作用(图 5a)。表现在原油物性上,原油 API 和轻重比 C_{21+22}/C_{28+29} 与深度呈负相关性,随深度增加而减小(图 5b),说明原油成藏不受源岩热演化程度的控制,而是符合蒸发分馏模式。

一般未遭受次生改造的正常原油,其原始组成中正构烷烃的摩尔含量与其碳原子数呈指数分布关系(Kissin, 1987),即: $Mc(n) = WC(n) / MW(n) = A \exp[a \cdot n]$ (1); n 为碳原子数, $MC(n)$ 表示碳原子数为 n 的正构烷烃的摩尔分数, $WC(n)$ 代表其质量分数, $MW(n)$ 是其分子量, a 为斜率因子, A 是正构化因子,而发生气洗分馏等次生改造作用的原油,低分子量的正构烷烃往往偏移缺失(Kissin, 1987; Meulbroek *et al.*, 1998)。Losh *et al.* (2002)提出正构烷烃相对蒸发量(Q)的概念,并将 Q 值作为量化地描述气洗作用强度的标志(Losh *et al.*, 2002; 吴楠等, 2009),即: $Q = 1 - [\sum MW_n(\text{气洗作用改造后的原油}) / \sum MW_n(\text{未经气洗作用改造的正常原油})]$ (2), Q 为正构烷烃相对损失量, MW_n 代表碳原子数为 n 的正构烷烃的质量分数。运用上述公式(1)拟合

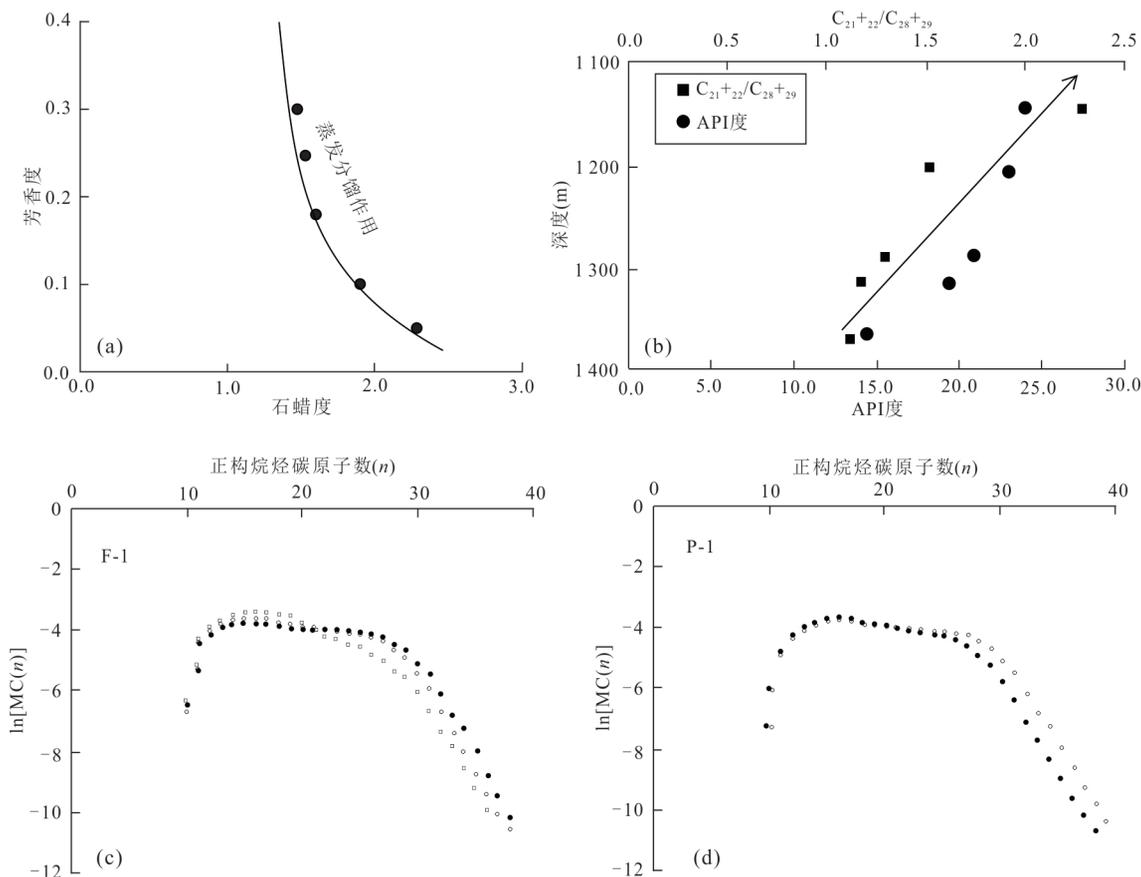
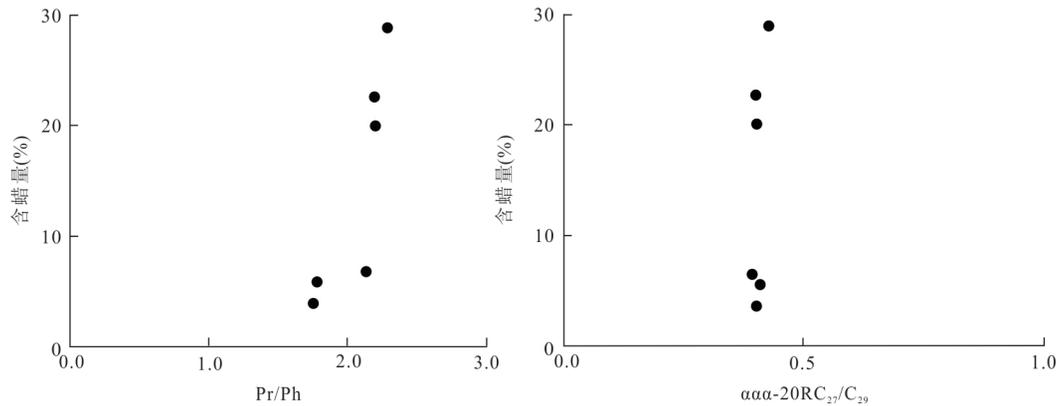


图 5 Palogue 油气田原油次生变化识别

Fig. 5 Identification of secondary changes in crude oil in Palogue oilfield

图6 Palogue 油田原油 Pr/Ph、 $\alpha\alpha\alpha$ -20RC₂₇/C₂₉ 与含蜡量的关系Fig.6 Diagram of Pr/Ph, $\alpha\alpha\alpha$ -20RC₂₇/C₂₉ and wax content of crude oil in Palogue oilfield

Palogue 油田 F-1、P-1 井原油样品的正构烷烃摩尔浓度与碳数分布关系曲线(图 5c、5d), 曲线中低碳数正构烷烃部分发生了明显的偏移, 显示出低碳数正构烷烃组分损失的特征, 利用公式(2)计算 Palogue 油田原油低碳数正构烷烃的相对蒸发量(Q), Q 达到 75%~85%, 综合反映原油中低碳数正构烷烃大量溶于气相, 并伴随着气相的饱和析出而脱离油相(图 5b), 导致了低碳数正构烷烃摩尔浓度的降低, 证实研究区内的油气藏都不同程度地遭受了气洗作用。

利用表征原油母源性质的参数 Pr/Ph、 $\alpha\alpha\alpha$ -20RC₂₇/C₂₉ 作出其与含蜡量的关系图(图 6), 参数 Pr/Ph、 $\alpha\alpha\alpha$ -20RC₂₇/C₂₉ 分布范围窄, 而含蜡量分布范围从 3% 到 30% 均有分布, 即母源参数与含蜡量基本没有相关性, 说明原始母源特征并不是造成高蜡的直接原因, 高蜡成因应该是后天次生作用导致(苏奥和陈红汉, 2015)。

3 油气成藏期次

3.1 两期原油混合特征

Palogue 油田, 无论是色谱图还是质谱图中链烷烃系列($m/z=57$)都表现出完整的正构烷烃系列, 同时在链烷烃系列谱图中可以发现很明显的双峰特征, 前峰群主峰碳为 C₁₅~C₁₆ 左右, 后峰群主峰碳为 C₂₅~C₂₆ 左右(图 7)。按照前文分析, Palogue 油田原油母源应该是以高等植物为主的混源生物, 且为成熟烃源岩。由该类烃源岩生成的成熟原油应该是后峰型分布特征, 或者呈现后峰为主的双峰分布特征; 而在色质图上链烷烃显示的却是前峰群占绝对优势的双峰特征, 显然这种谱图特征并不是表生

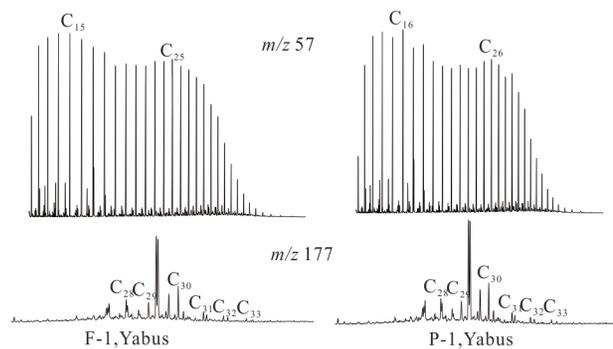


图7 原油中正构烷烃和 25-降藿烷分布

Fig.7 The distribution of alkanes and 25-norhopane in crude oil

源特征, 更多的可能是多期叠加造成。进一步分析藿烷系列谱图, 在 $m/z=177$ 上出现完整的 25-降藿烷系列, 表明原油遭受的生物降解程度较为严重(图 7), 量化分析认为 F-1、P-1 井原油 25-NHC₂₉/C₃₀H 比值分布在 7%~10% 之间。对于成因单一的油藏, 一般不可能同时存在正构烷烃和 25-降藿烷(Zhang *et al.*, 2012), 然而 Palogue 油田普遍发育完整的正构烷烃和 25-降藿烷共存的原油, 结合前文分析, 认为色谱色质图中表现出的双峰特征与母源性质并不吻合, 表明 Palogue 地区背斜圈闭可能发生了两次油气充注事件。

本文利用轻烃、饱和烃、芳烃分布对 Palogue 油田 F-1、P-1 井原油成熟度进行量化分析(图 8): 轻烃成熟度参数正庚烷值和异庚烷值主要评价原油轻组分, 根据轻烃参数 2,4-DMP/2,3-DMP 比值采用 Mango 公式计算原油生成温度(Mango, 1997; 苏奥等, 2013), 得到该区原油生成温度 T 介于 128~132 °C, 折算成原油成熟度 R_m 分布在 0.9~1.0 之间, 反映原油处于生油高峰期的成熟阶段; 利用芳

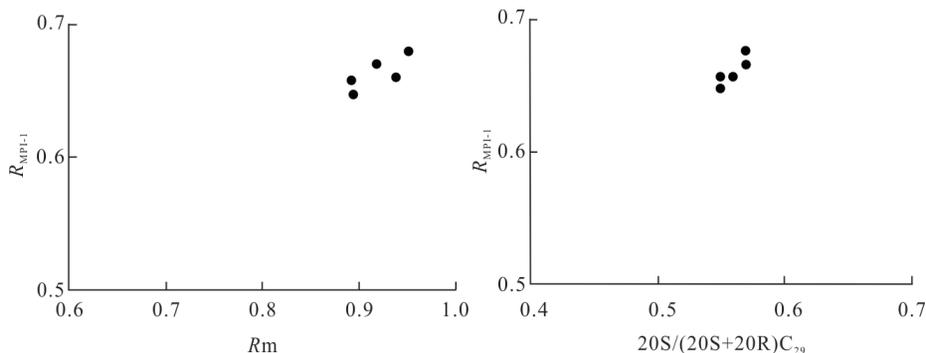


图 8 Palogue 油田原油成熟度分布

Fig.8 The maturity profile of crude oil in Palogue oilfield

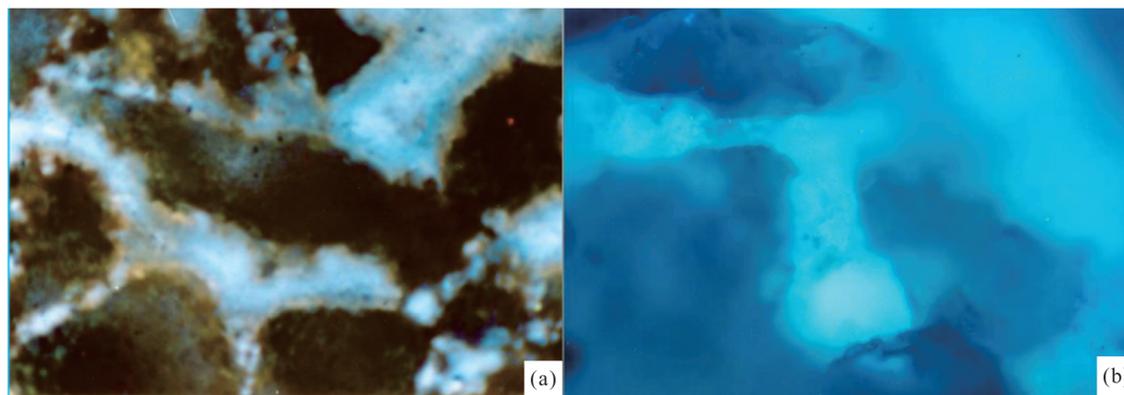


图 9 Palogue 油田砂岩显微荧光照片

Fig.9 Micrographs of fluid inclusion in sandstone of Palogue oilfield

a. 颗粒边缘发棕褐色光, 粒间发蓝白色光; b. 粒间孔隙受烃类浸染, 发蓝白色光, 发光强度中

香化合物成熟度参数甲基菲指数 MPII 主要评价原油的“中段”组分(苏奥等, 2014), 由 MPII 计算的 F-1、P-1 井原油成熟度 R_{MPII} (Radke *et al.*, 1982) 为 0.65~0.68, 反映了 F-1、P-1 井原油处于低熟阶段; 利用甾萜类等生标成熟度参数评价原油中的较重组分, F-1、P-1 井原油 $20S/(20S+20R)C_{29}$ 参数值为 0.55~0.57 之间, 高度集中在参数终点值, 表明原油形成于成熟阶段. 由以上分析表现, 分别表征原油轻组分、中质组分、重组分的成熟度参数并不一致, 由甲基菲指数计算的成熟度与轻烃、饱和烃生标参数计算的成熟度有矛盾, 即表明 Palogue 油田原油在来源单一的情况下, 该现象是由多期充注混合导致.

包建平(2016)分析认为对于成熟—过成熟 ($R_o > 0.75\%$) 烃源岩及原油所表现出的双峰态分布特征主要为 2 个演化阶段的产物发生叠加造成. 根据 Palogue 油田 F-1、P-1 井原油质谱图所表现出以前峰型为主的双峰特征(图 7)及轻烃、饱和烃成熟度参数(图 8)也印证原油为两期充注形成.

3.2 包裹体特征

流体包裹体是矿物结晶过程中捕获于晶体缺陷中的成岩成矿流体, 与主矿物具有相同的界限, 一直处于封闭体系, 没有与外部体系发生物质交换. 利用流体包裹体所获得的成岩流体的各方面参数可以较为准确地追踪该矿物形成时流体的物理化学性质, 结合热史和埋藏史, 就可以估算油气被捕获的时间和期次.

通过对 Palogue 油田 F-2 井储层显微荧光分析认为, 油藏储集层中存在 2 种不同的沥青, 分别发棕褐色和蓝白色—无色荧光. 其中, 棕褐色荧光沥青主要呈分散状附着在颗粒表面, 或位于连通性相对较差的孔隙或喉道中, 代表了第 1 期油气充注, 而蓝白色—无色荧光沥青位于较大且连通性较好的粒间孔隙中, 多呈连片状分布, 代表第 2 期油气充注(图 9).

对 Palogue 油田 F-2 井 Yabus 组砂岩样品进行包裹体测试(表 1), 包裹体气液比分布在 6%~10% 之间, 赋存于石英加大边及愈合缝中, 主要发育浅

表 1 F-2 井 Yabus 组砂岩样品烃类包裹体测试

Table 1 Hydrocarbon inclusion test of sandstone sample in Yabus Group of Well F-2

类型	气液比 (%)	分布特征	气相颜色	液相颜色	均一温度 (°C)
次生	6	石英加大边群体分布	浅褐色	无色	77.8
	6	石英中群体分布	浅褐色	无色	71.8
	8	石英中群体分布	无色	无色	235
	10	石英边部零星分布	浅褐色	无色	73.6
	6	石英愈合缝中	浅褐色	无色	89.7
	8	石英中群体分布	无色	无色	220

褐色、蓝白色—无色两种荧光颜色。浅褐色荧光烃类包裹体主要分布在石英加大边中,包裹体均一温度分布在 71.8~89.7 °C;荧光颜色显示为无色的包裹体主要呈群体分布在石英中。对该岩样包裹体进行拉曼光谱分析,检测出 CO₂ 气体含量高达 80% 以上,伴生的盐水包裹体均一温度大于 200 °C,分布在 220~235 °C,远高于地层温度,反映了含 CO₂ 气体包裹体是在异常高热流体作用下快速成藏。

同时从含 CO₂ 气体包裹体的荧光颜色来看(图 9),蓝白色—无色荧光往往代表高熟—过熟烃类,但是研究区原油地化参数所折算的成熟度均小于

1.2%,显然该类荧光不代表母源所生成的原油的本身特征,且包裹体均一温度高于 200 °C,因此蓝白色—无色荧光油气特征是原油在源岩成熟阶段生成充注时期受到大规模幔源 CO₂ 天然气气侵改造,最终因轻组分增多形成荧光显示为蓝白色—无色的“高成熟度”特征原油。

3.3 成藏时间

根据 Palogue 油田的油藏分布情况,及样品分析测试情况,选取位于构造高点的 F-1 井为代表,根据实测 Ro 数据对区域热史进行模拟。本次模拟利用 PetroMod 软件,选取 EASY Ro% 方法模型,结合实测 Ro 数据对热史进行约束。热流值主要参考前人研究成果(窦立荣等,2006,童晓光等,2006),Melut 盆地早白垩世地温梯度普遍较低,分布在 24~31 °C/km;古近纪达到热流高峰期,地温梯度为 46 °C/km,现今平均地温梯度为 30 °C/km 左右。根据实测 Ro 数据的分布特征(图 10a),最终选择与实测 Ro 吻合度最高的曲线作为最佳的区域热演化史过程。F-2 井位于 F-1 井东南方向 2 km 左右(图 1),两口井属于同一构造带,F-2 与 F-1 井之间不发育大的断层等,因此 F-1 井的热史演化特征基本适用于 F-2 井。根据 F-2 井的地层数据(Adar 组以泥岩

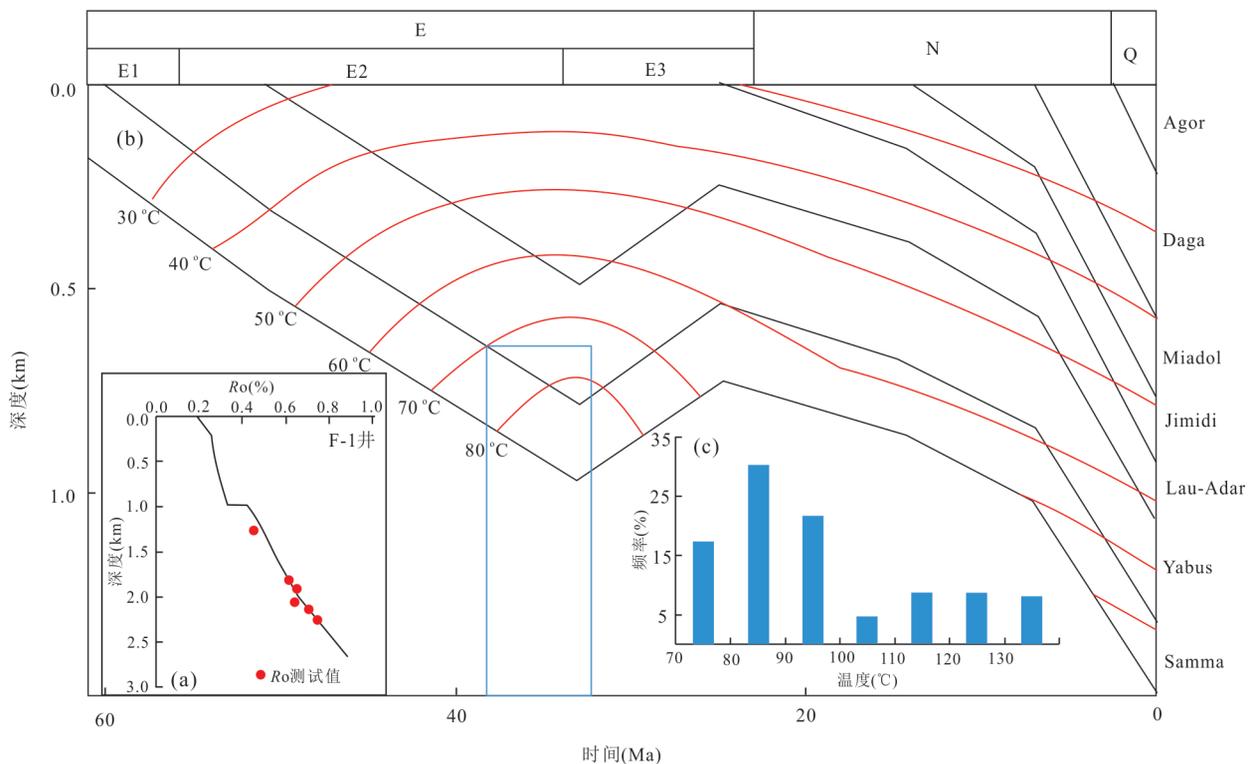


图 10 Palogue 油田埋藏热演化史及油气充注期次

Fig.10 Burial-thermal history and oil accumulation stages of Palogue oilfield

为主,泥地比高于90%,Yabus+Samma组以砂岩为主,砂地比高于60%),结合热史特征,作出F-2井的埋藏热史(图10b)。

在统计与烃类包裹体相伴生的盐水包裹体均一温度之前,先排除具有异常高温的包裹体。统计显示盐水包裹体均一温度呈连续正态分布特征(图10c),表征油气为连续充注,均一温度“峰温”分布在70~100℃之间,包裹体均一温度最小峰温70℃对应应在F-2井埋藏史图上(图10b)为始新世晚期,即在始新世晚期油气开始大量充注,代表一次油气充注成藏事件(图10b)。而具有异常高温(220~235℃)的包裹体,其温度远大于地层温度,更多地表示异常热事件的成藏事件。

Melut盆地古近纪受红海和东非裂谷系活动的影响,火山活动频繁,盆地南部广泛发育火山岩,盆地北部火山活动主要集中在深入基底的边界断层附近。在Melut盆地南部M-1、S-1井(图1)Adar组分别发育4 m、40 m左右的玄武岩,在地震上表现为连片分布。Wilson and Guiraud(1992)对中西非地区新生代岩浆活动进行分析,认为始新统一渐新统钻遇的火成岩以喷发岩席为主,岩性主要是玄武岩,在苏丹Darfur隆起区所测得的碱性玄武岩年龄为23~14 Ma,代表该期岩浆活动。因此从火山岩分布地层及Melut盆地周边岩浆活动年代,均说明Palogue油田古近纪晚期发育岩浆活动,对应在地层响应上表现为Adar组、Lau组普遍遭受剥蚀,古近系地层广泛发育断层及不整合,同时赋存有火山岩。结合F-2井的包裹体分析认为,温度为200~235℃且富含CO₂的异常高温包裹体代表了该次热事件,对应年代为古近纪末一新近纪,即为研究区第2期油气充注成藏事件。

4 结论

(1)Palogue油田原油属于同一群组,母质来源为以高等植物为主的混源生物,现今油藏表现出明显的CO₂气洗分馏作用,原油中低碳数正构烷烃被大量蒸发,具有高蜡原油的特征。

(2)Palogue油田原油发生两期充注成藏事件,第1期发生在古近纪中期,表现为棕褐色荧光特征,并在古近纪末发生降解作用,现今主要分布在储层颗粒边缘;第2期油气充注发生在古近纪末一新近纪,烃源岩二次生排烃作用下,原油持续进入圈闭并与第1期降解原油发生混合作用,同时在岩浆释

气作用下,幔源CO₂气体以油溶气、水溶气的状态进入圈闭,并对原油进行了化学改造作用。

致谢:感谢各位审稿专家对论文的悉心指导和有益建议,一并致以诚挚谢意。

References

- Bao, J.P., Si, C.S., Jiang, X.C., et al., 2016. The Bimodal Distributions of *n*-Alkanes in the Post-Mature Marine Source Rocks and Solid Bitumen from the Northern Guizhou Depression. *Acta Sedimentologica Sinica*, 34(1): 181–190(in Chinese with English abstract).
- Dou, L.R., 2005. Formation Mechanism and Model of Oil and Gas Accumulations in the Melut Basin, Sudan. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 24(1): 50–57(in Chinese with English abstract).
- Dou, L.R., Cheng, D.S., Li, M.W., et al., 2008. Unusual High Acidity Oils from the Great Palogue Field, Melut Basin, Sudan. *Organic Geochemistry*, 39(2): 210–231. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.09.001>
- Dou, L.R., Pan, X.H., Tian, Z.J., et al., 2006. Hydrocarbon Formation and Distribution of Rift Basins in Sudan—A Comparative Analysis of Them with Rift Basins in East China. *Petroleum Exploration and Development*, 33(3): 255–261(in Chinese with English abstract).
- Dou, L.R., Xiao, K.Y., Cheng, D.S., et al., 2007. Petroleum Geology of the Melut Basin and the Great Palogue Field, Sudan. *Marine and Petroleum Geology*, 24(3): 129–144.
- Gao, Y.Q., Liu, L., 2007. Time Recording of Inorganic CO₂ and Petroleum Infilling in Wuerxun Depression, Hailaer Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 25(4): 574–582(in Chinese with English abstract).
- Genik, G.J., 1993. Petroleum Geology of Cretaceous-Tertiary Rift Basins in Niger, Chad, and Central African Republic. *AAPG Bulletin*, 77(8): 1405–1434. <https://doi.org/10.1306/bdff8eac-1718-11d7-8645000102c1865d>
- Hanson, A.D., Zhang, S.C., Moldowan, J.M., et al., 2000. Molecular Organic Geochemistry of the Tarim Basin, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 84(8): 1109–1128.
- He, J.X., Xia, B., Liu, B.M., et al., 2005. Origin, Migration and Accumulation of CO₂ in East China and Offshore Shelf Basins. *Petroleum Exploration and Development*, 32(4): 42–49(in Chinese with English abstract).
- Jin, Z.K., Bai, W.H., Zhang, X.X., 2003. Genetic Types and Distribution of Carbon Dioxide in the Huanghua Depression. *Chinese Journal of Geology*, 38(3): 350–360(in Chinese with English abstract).

- Kissin, Y. V., 1987. Catagenesis and Composition of Petroleum: Origin of *n*-Alkanes and Isoalkanes in Petroleum Crudes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 51(9): 2445–2457. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90296-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90296-1)
- Li, M. W., Lin, R. Z., Liao, Y. S., et al., 1999. Organic Geochemistry of Oils and Condensates in the Kekeya Field, Southwest Depression of the Tarim Basin (China). *Organic Geochemistry*, 30(1): 15–37. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00201-0](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00201-0)
- Losh, S., Cathles, L., Meulbroek, P., 2002. Gas Washing of Oil along a Regional Transect, Offshore Louisiana. *Organic Geochemistry*, 33(6): 655–663. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(02\)00025-6](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(02)00025-6)
- Ma, A. L., Sun, H. J., Zheng, L., et al., 2017. A Study on Forming Mechanisms of CO₂-Rich Reservoirs in Jupiter Oilfield, Santos Basin, Brazil. *Oil & Gas Geology*, 38(2): 371–378(in Chinese with English abstract).
- Mango, F. D., 1997. The Light Hydrocarbons in Petroleum: A Critical Review. *Organic Geochemistry*, 26(7/8): 417–440. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00031-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00031-4)
- Meulbroek, P., Cathles, L., Whelan, J., 1998. Phase Fractionation at South Eugene Island Block 330. *Organic Geochemistry*, 29(1–3): 223–239.
- Philp, R. P., Fan, P., Lewis, C. A., et al., 1991. Geochemical Characteristics of Oils from the Chaidamu, Shanganning and Jiangnan Basins, China. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, 5(1–4): 351–358. [https://doi.org/10.1016/0743-9547\(91\)90048-3](https://doi.org/10.1016/0743-9547(91)90048-3)
- Qu, X. Y., Liu, L., Yang, H. D., et al., 2011. Genesis of Oil-Associated CO₂ and Its Significance in Petroleum Geology. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 35(4): 41–46(in Chinese with English abstract).
- Radke, M., Welte, D. H., Willsch, H., 1982. Geochemical Study on a Well in the Western Canada Basin: Relation of the Aromatic Distribution Pattern to Maturity of Organic Matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(1): 1–10. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90285-X](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X)
- Robinson, N., Eglinton, G., Brassell, S. C., et al., 1984. Dinoflagellate Origin for Sedimentary 4 α -Methylsteroids and 5 α (H)-Stanols. *Nature*, 308(5958): 439–442. <https://doi.org/10.1038/308439a0>
- Shi, B. Q., Li, Z., Xue, L. Q., et al., 2014. Petroleum Accumulation Pattern and Exploration Targets in Hydrocarbon-Rich Sags of Melut Basin, Southern Sudan. *Xinjiang Petroleum Geology*, 35(4): 481–485(in Chinese with English abstract).
- Shi, Z. S., Wang, T. Q., Xue, L., et al., 2017. Reservoir Characteristics and Enrichment Rule of Highly Sandy Formation in Melut Basin, Central Africa. *Natural Gas Geoscience*, 28(2): 262–271(in Chinese with English abstract).
- Su, A., Chen, H. H., 2015. Geochemical Characteristics of Oil and Source Rock, Origin and Genesis of Oil in Xihu Depression, East China Sea Basin. *Earth Science*, 40(6): 1072–1082(in Chinese with English abstract).
- Su, A., Chen, H. H., Cao, L. S., et al., 2014. Genesis, Source and Charging of Oil and Gas in Lishui Sag, East China Sea Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(5): 523–532(in Chinese with English abstract).
- Su, A., Chen, H. H., Wang, C. W., et al., 2013. Genesis and Maturity Identification of Oil and Gas in the Xihu Sag, East China Sea Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 40(5): 521–527(in Chinese with English abstract).
- ten Haven, H. L., deLeeuw, J. W., Rullkötter, J., et al., 1987. Restricted Utility of the Pristane/Phytane Ratio as a Palaeoenvironmental Indicator. *Nature*, 330(6149): 641–643. <https://doi.org/10.1038/330641a0>
- Thompson, K. F. M., 1988. Gas-Condensate Migration and Oil Fractionation in Deltaic Systems. *Marine and Petroleum Geology*, 5(3): 237–246. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90004-9](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90004-9)
- Thompson, K. F. M., 1987. Fractionated Aromatic Petroleums and the Generation of Gas-Condensates. *Organic Geochemistry*, 11(6): 573–590.
- Tian, J. Q., Zou, H. Y., Xu, C. G., et al., 2011. Application of ETR in Oil-Source Correlation for Severely Biodegraded Crude Oil—By Taking JX1-1 Oilfield for Example. *Journal of Oil and Gas Technology*, 33(7): 19–23, 36(in Chinese with English abstract).
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration. Springer-Verlag, New York.
- Tong, X. G., Xu, Z. Q., Shi, B. Q., et al., 2006. Petroleum Geologic Property and Reservoir-Forming Pattern of Melut Basin in Sudan. *Acta Petrolei Sinica*, 27(2): 1–5, 10(in Chinese with English abstract).
- Wilson, M., Guiraud, R., 1992. Magmatism and Rifting in Western and Central Africa, from Late Jurassic to Recent Times. *Tectonophysics*, 213(1–2): 203–225.
- Wu, N., Cai, Z. X., Yang, H. J., et al., 2009. Quantitative Evaluation and the Geochemical Responses of Gas Washing in Lunnan Petroleum Province. *Earth Science*, 34(3): 486–492(in Chinese with English abstract).

- Zhang, C., Wei, K.S., 2005. Sequence Characteristics and Reservoir Formation Condition in the Southern Wuerxun Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 26(2): 47–52(in Chinese with English abstract).
- Zhang, S.C., Zhang, B., Yang, H.J., et al., 2012. Adjustment and Alteration of Hydrocarbon Reservoirs during the Late Himalayan Period, Tarim Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(6): 712–724. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60096-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60096-2)
- Zhu, N., Cao, Y.C., Xi, K.L., et al., 2021. Multisourced CO₂ Injection in Fan Delta Conglomerates and Its Influence on Reservoir Quality: Evidence from Carbonate Cements of the Baikouquan Formation of Mahu Sag, Junggar Basin, Northwestern China. *Journal of Earth Science*, 32(4): 901–918. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1360-4>
- ### 附中文参考文献
- 包建平, 斯春松, 蒋兴超, 等, 2016. 黔北坳陷过成熟烃源岩和固体沥青中正构烷烃系列的双峰态分布. *沉积学报*, 34(1): 181–190.
- 窦立荣, 2005. 苏丹迈努特盆地油气成藏机理和成藏模式. *矿物岩石地球化学通报*, 24(1): 50–57.
- 窦立荣, 潘校华, 田作基, 等, 2006. 苏丹裂谷盆地油气藏的形成与分布: 兼与中国东部裂谷盆地对比分析. *石油勘探与开发*, 33(3): 255–261.
- 高玉巧, 刘立, 2007. 海拉尔盆地乌尔逊凹陷无机CO₂与油气充注的时间记录. *沉积学报*, 25(4): 574–582.
- 何家雄, 夏斌, 刘宝明, 等, 2005. 中国东部及近海陆架盆地CO₂成因及运聚规律与控制因素研究. *石油勘探与开发*, 32(4): 42–49.
- 金振奎, 白武厚, 张响响, 2003. 黄骅坳陷二氧化碳气成因类型及分布规律. *地质科学*, 38(3): 350–360.
- 马安来, 孙红军, 郑磊, 等, 2017. 桑托斯盆地Jupiter油气田富含CO₂油气藏形成机制. *石油与天然气地质*, 38(2): 371–378.
- 曲希玉, 刘立, 杨会东, 等, 2011. 油伴生CO₂气的成因及其石油地质意义. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 35(4): 41–46.
- 史卜庆, 李志, 薛良清, 等, 2014. 南苏丹迈卢特盆地富油气凹陷成藏模式与勘探方向. *新疆石油地质*, 35(4): 481–485.
- 史忠生, 王天奇, 薛罗, 等, 2017. 中非Melut盆地高砂地比地层成藏特征与富集规律. *天然气地球科学*, 28(2): 262–271.
- 苏奥, 陈红汉, 2015. 东海盆地西湖凹陷油岩地球化学特征及原油成因来源. *地球科学*, 40(6): 1072–1082.
- 苏奥, 陈红汉, 曹来圣, 等, 2014. 东海盆地丽水凹陷油气成因、来源及充注过程. *石油勘探与开发*, 41(5): 523–532.
- 苏奥, 陈红汉, 王存武, 等, 2013. 东海盆地西湖凹陷油气成因及成熟度判别. *石油勘探与开发*, 40(5): 521–527.
- 田金强, 邹华耀, 徐长贵, 等, 2011. ETR在严重生物降解油源对比中的应用: 以辽东湾地区JX1-1油田为例. *石油天然气学报*, 33(7): 19–23, 36.
- 童晓光, 徐志强, 史卜庆, 等, 2006. 苏丹迈卢特盆地石油地质特征及成藏模式. *石油学报*, 27(2): 1–5, 10.
- 吴楠, 蔡忠贤, 杨海军, 等, 2009. 轮南低凸起气洗作用响应及定量评价. *地球科学*, 34(3): 486–492.
- 张成, 魏魁生, 2005. 乌尔逊凹陷南部层序地层特征及成藏条件. *石油学报*, 26(2): 47–52.