

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.103>



南美 POM 盆地跨区域地质演化与深浅层成藏差异

刘亚明, 马中振, 王红军, 赵永斌

中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要: 针对南美 POM 跨国超级盆地跨区域地层划分不统一、深浅层含油气系统协同评价薄弱问题, 整合钻井、地震及实验数据, 量化分析盆地构造-沉积演化与成藏要素, 构建成藏模式并评价资源量。明确盆地“克拉通边缘-裂谷-前陆”三大演化阶段与“西部冲断带-中部前渊带-东部斜坡带”横向分带特征; 浅层为“成熟高效型”含油气系统, 以两期充注、双向运移为主, 深层为“低勘探程度潜力型”, 以单期充注、垂向运移为特征; 预测待发现可采资源量为 $7.01 \times 10^8 \sim 10.61 \times 10^8$ t, 圈定西部冲断带常规油气区、前渊和斜坡带常规油区、斜坡带重油区等 3 类有利勘探区。建立统一跨区域构造-沉积框架与深浅层差异化油气成藏模式, 为盆地制定“浅层挖潜、深层突破”的差异化勘探策略提供依据。

关键词: 跨区域构造-沉积框架; 含油气系统; 前陆盆地; 碳氢化合物; 深浅层差异化成藏; 南美 POM 盆地; 石油地质学。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2026)05-1924-23

收稿日期: 2025-12-19

Trans-Regional Tectonic Evolution and Differential Hydrocarbon Accumulation Characteristics between Shallow and Deep Layers in South American POM Basin

Liu Yaming, Ma Zhongzhen, Wang Hongjun, Zhao Yongbin

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

Abstract: To address the issues of inconsistent cross-regional stratigraphic division and weak integrated evaluation of deep and shallow petroleum systems in the South American POM transnational super basin, this study integrates drilling, seismic and experimental data, quantitatively analyzes the basin's tectono-sedimentary evolution and hydrocarbon accumulation elements, establishes hydrocarbon accumulation models and assesses resource quantities. Three evolutionary stages of the basin (“cratonic margin - rift - foreland”) and the horizontal zonation characteristics of the three belts (“western thrust belt - central foredeep belt - eastern slope belt”) are clarified; the shallow layer is a “mature and efficient type” petroleum system, dominated by two-stage charging and bidirectional migration, while the deep layer is an “underexplored potential type”, characterized by single-stage charging and vertical migration. The undiscovered recoverable resources are predicted to be $7.01 \times 10^8 - 10.61 \times 10^8$ t, and three types of favorable exploration areas are delineated, including the conventional oil and gas area in the western thrust belt, the conventional oil area in the western slope and foredeep belt, and the heavy oil area in the slope belt. A unified cross-regional tectono-sedimentary framework and differentiated deep-shallow hydrocarbon accumulation models are established, which provides key geological support for the exploration strategy of “tapping potential in shallow layers and achieving breakthroughs in deep layers” in the basin.

基金项目: 新型油气勘探开发国家科技重大专项(No.2025ZD1400802); 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(No. 2023ZZ07).

作者简介: 刘亚明(1980-), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事沉积与石油地质研究。ORCID: 0000-0001-6333-7223. E-mail: liuyaming-hw@petrochina.com.cn

引用格式: 刘亚明, 马中振, 王红军, 赵永斌, 2026. 南美 POM 盆地跨区域地质演化与深浅层成藏差异. 地球科学, 51(5):1924-1946.

Citation: Liu Yaming, Ma Zhongzhen, Wang Hongjun, Zhao Yongbin, 2026. Trans-Regional Tectonic Evolution and Differential Hydrocarbon Accumulation Characteristics between Shallow and Deep Layers in South American POM Basin. *Earth Science*, 51(5):1924-1946.

Key words: trans-regional tectono-sedimentary framework; petroleum system; foreland basin; hydrocarbons; differentiated hydrocarbon accumulation between deep and shallow layers; South American POM basin; petroleum geology.

0 引言

Putumayo-Oriente-Maranon (POM) 盆地位于南美、纳斯卡、科科斯与加勒比板块四大板块交汇带(Higley, 2001; 温志新等, 2014), 面积达 $41.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。地跨三国, 在哥伦比亚、厄瓜多尔和秘鲁境内部分分别称为 Putumayo、Oriente 和 Maranon 次盆(Sarmiento-Rojas, 2019)。该盆地已探明油气可采储量 $18.9 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量, 累计产量 $13.0 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量, 预测待发现油气可采资源量 $7.5 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量, 符合 IHS 提出的超级盆地“资源规模大、勘探潜力足”核心定义(IHS, 2019, 2025)。

国内外学者针对 POM 盆地的研究已取得阶段性成果, 但仍存在三大关键缺口: 一是跨区域地层划分不统一(余一欣等, 2017; Sarmiento-Rojas, 2019), 哥伦比亚、厄瓜多尔、秘鲁三国对核心地层(如白垩系 Napo 组)的界定差异达 50~80 m, 导致地质资料整合面临壁垒; 二是深层含油气系统研究薄弱, 主要聚焦浅层常规油气领域(Dashwood and Abbotts, 1990; Goncalves *et al.*, 2002; 王青等, 2006), 虽已识别侏罗系 Santiago 组等潜在烃源岩与储层(Navarro and Muro, 2007; Chalco and Valencia, 2008; Gaibor *et al.*, 2008), 但未构建成藏模式(谢寅符等, 2010), 烃源岩生烃潜力、储层分布规律等核心问题尚未明确; 三是资源量量化评价不足, 现有研究多聚焦浅层常规油气评价(马中振等, 2017; IHS, 2025), 深层资源潜力缺乏系统化分析。

针对上述问题, 本研究系统整合全盆地钻井、地震、露头剖面及油气地球化学实验数据, 以盆地构造-沉积演化全过程分析为基础, 以跨区域地质资料整合与深浅层含油气系统协同分析为核心, 旨在实现三项关键突破: 建立统一的跨区域构造-沉积演化框架, 解决跨国界地层划分壁垒; 厘清深浅层差异化成藏规律, 构建针对性成藏模式; 定量评价深浅层油气资源潜力并圈定有利勘探区, 为盆地“浅层挖潜、深层突破”的勘探部署提供理论指导与实践依据。

1 区域地质

1.1 构造特征

1.1.1 构造演化 POM 盆地位于南美大陆西北部, 西临安第斯山脉褶皱带, 东接圭亚那地盾, 北邻加勒比板块, 南抵巴西地盾(图1), 处于南美、纳斯卡、科科斯、加勒比4大板块交汇的构造转换带。盆地的构造与演化受控于板块间的多期相互作用(丁峰等, 2024; 刘亚明等, 2024), 经历克拉通边缘、裂谷和前陆3个构造演化阶段, 呈现“克拉通-裂谷-前陆”叠合的构造格局。

古生代(奥陶-二叠纪)为克拉通边缘演化阶段, 整体构造活动微弱, 形成稳定平缓的基底格局, 为盆地后续构造演化奠定了基础。中生代(三叠-白垩纪)为裂谷演化阶段, 受大西洋早期张开引发的区域伸展作用驱动, 盆地发生伸展变形, 形成以侏罗纪地堑系统为核心的构造格架。其中盆地西部与北部伸展作用强烈, 发育厚层连续的大型地堑; 东部与南部伸展强度较弱, 以薄层断续的小型地堑为主。该阶段可细分为初始裂谷、同裂谷、裂后拗陷3个亚期, 裂后拗陷期构造活动趋于稳定, 盆地发生填平补齐式沉积, 广覆式连续砂泥岩互层发育, 构成盆地主力生储盖组合。中生代晚期-新生代(晚白垩世-第四纪)为前陆盆地演化阶段, 受纳斯卡与南美板块俯冲碰撞触发的安第斯造山运动控制, 盆地构造环境从伸展转为挤压。挤压作用导致中生代裂谷阶段形成的半地堑复活与反转, 盆地周缘古隆起同步发育; 古近纪-第四纪持续的挤压作用, 使盆地西部形成宽缓薄皮褶皱带, 东部前渊区发生强烈沉降并接受巨厚沉积, 最终定型为“西部褶皱带、东部前渊斜坡带”的前陆盆地构造格局(Valasek *et al.*, 1997; Tassinari and Macambira, 2004; Nova *et al.*, 2025)。

1.1.2 盆地构造 基于测井、地震解释及区域地质调查(Dashwood and Abbotts, 1990; Valasek *et al.*, 1997; Sarmiento-Rojas, 2019), POM 盆地现今平面构造是安第斯持续挤压在克拉通边缘产生的“横向分带”响应, 自西而东呈可对比性极强的三级构造带, 各带构造变形、断裂发育及地层保存特征受安第斯造山运动的挤压强度梯度控制, 空间分异明显

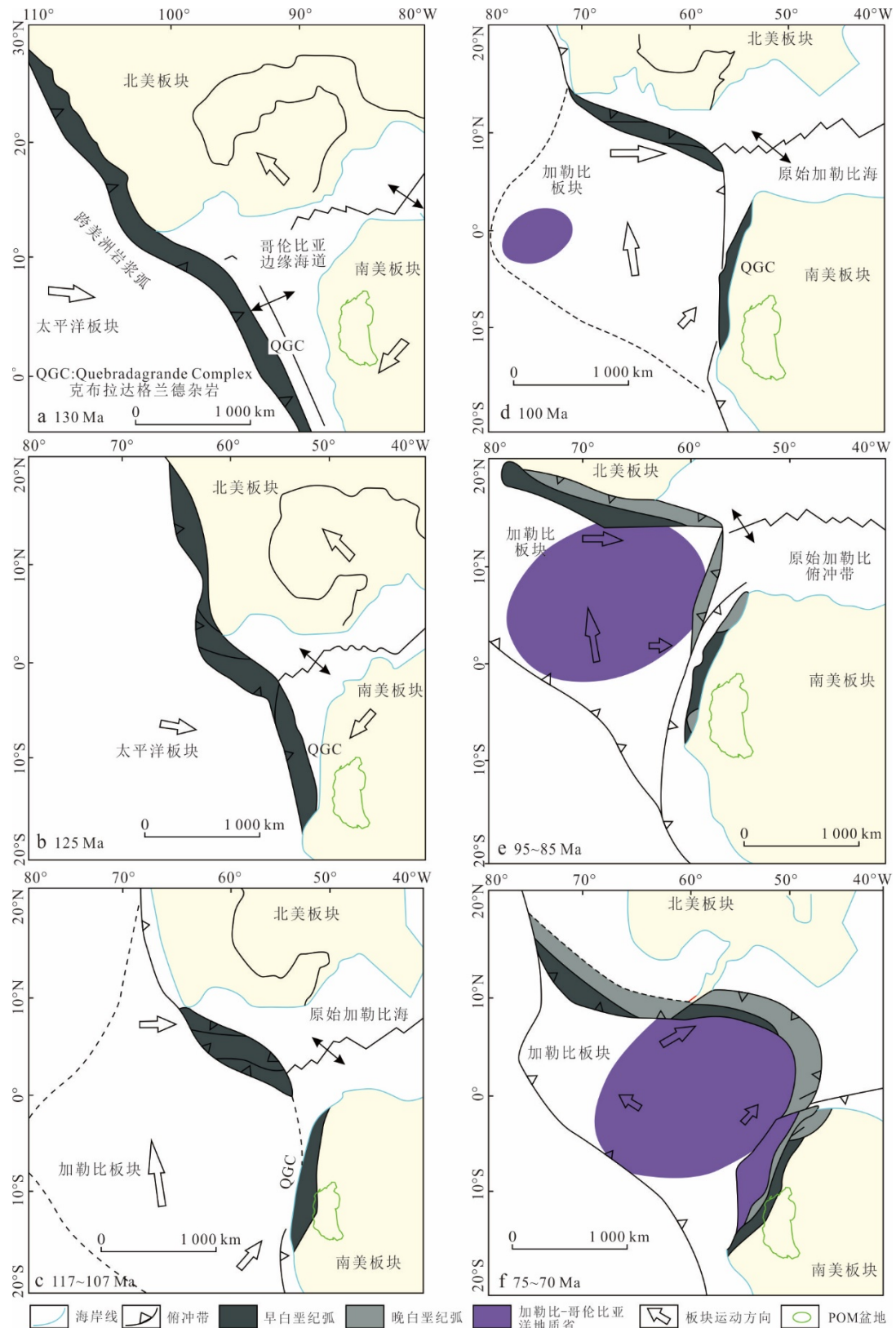


图1 南北美板块白垩纪演化历史与POM盆地构造环境

Fig.1 Cretaceous evolution history of South-North American plates and tectonic setting of POM basin

(图2).①西部冲断带,构造变形强烈,宽为20~50 km;逆断层发育,以叠瓦状逆冲断层为主,北东-南

西向走向与盆地长轴一致,冲断距离为5~15 km;深层根于前安第斯基底;断裂密集,厄瓜多尔境内

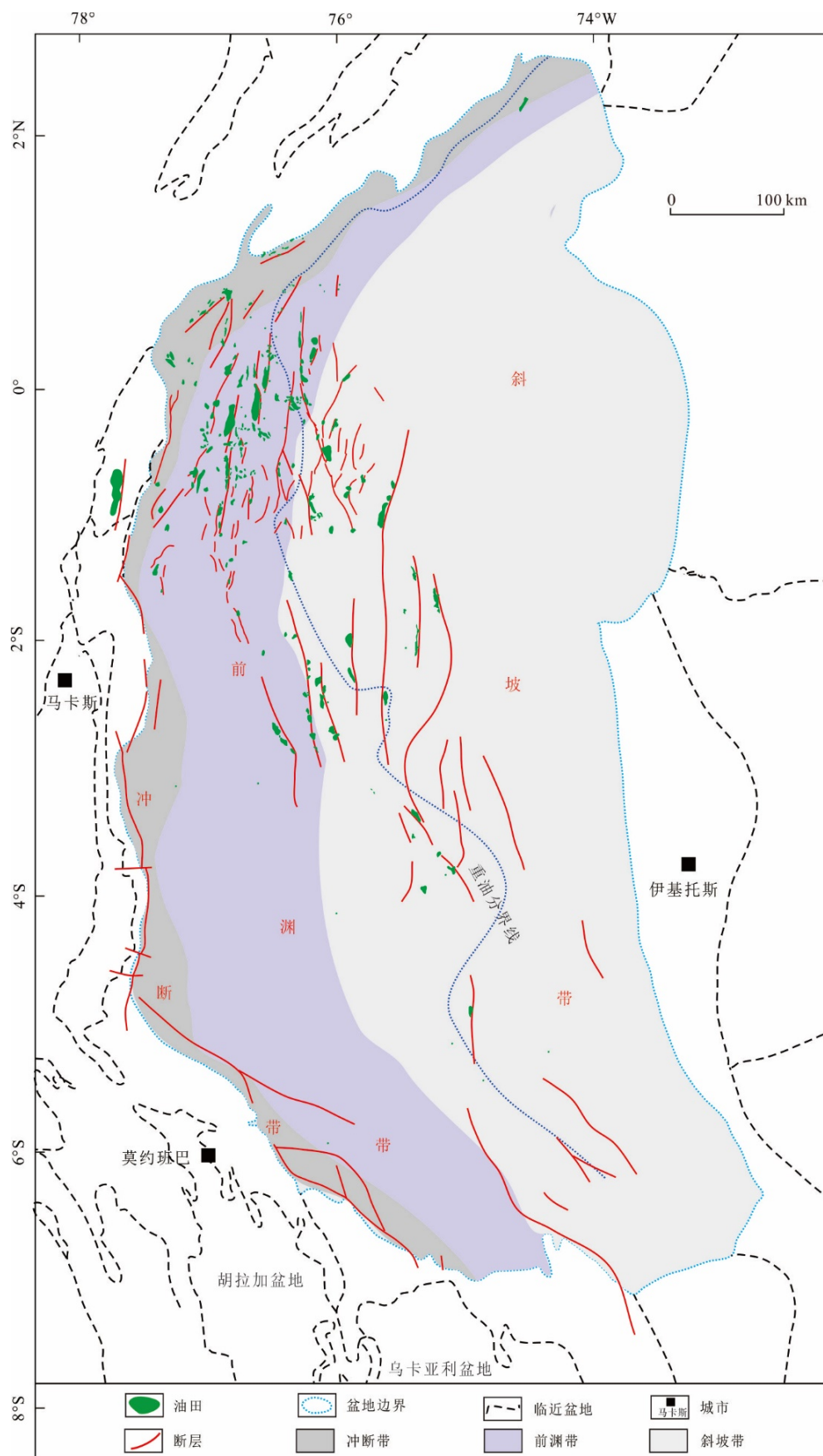


图 2 盆地平面构造

Fig.2 Tectonic outline map (plan view) of the basin

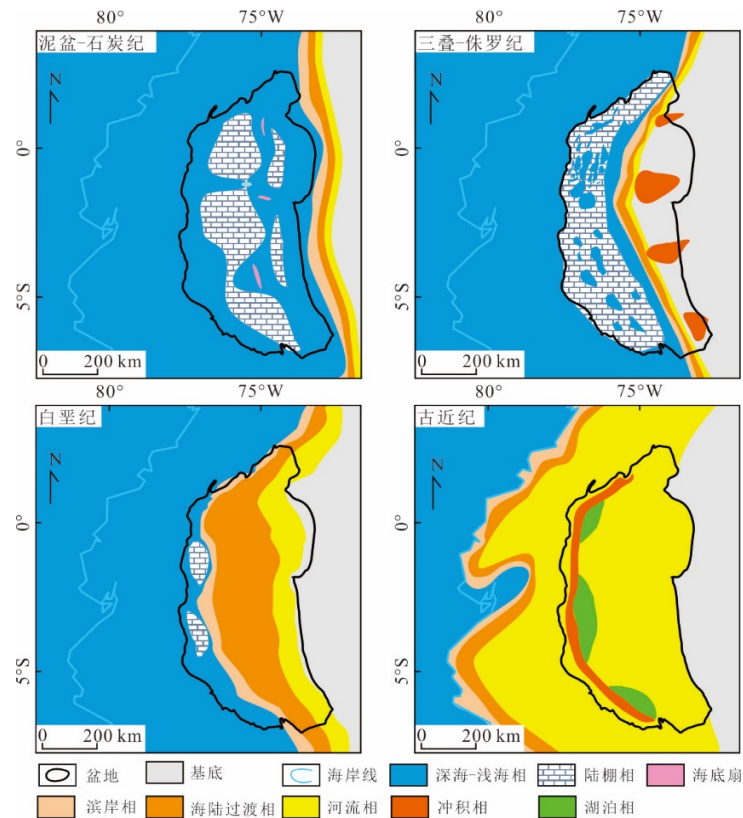


图3 盆地主要构造阶段岩相古地理

Fig.3 Lithofacies paleogeography of the main tectonic stages in the basin

断层密度达 0.8 条/km, 哥伦比亚、秘鲁境内分别为 0.4 条/km、0.3 条/km; 地层因逆冲抬升多发生 500~800 m 剥蚀, 仅残留白垩系薄层砾岩或古近系粗碎屑岩. ②中部前渊带, 构造变形中等, 发育次级逆冲断层与低幅度褶皱; 为冲断带挤压加载引发的挠曲沉降中心, 晚白垩世-古近纪持续接受厚层沉积, 地层横向连续性好, 白垩系 Hollin 组、Napo 组最大厚度超 4 500 m, 是优质储层与烃源岩主要发育区. ③东部斜坡带, 构造活动最弱, 以平缓单斜构造为主, 坡度为 2°~5°; 早期裂谷反转断层活动量小, 无大规模逆冲断裂, 局部发育低幅度断层遮挡圈闭; 地层向东超覆尖灭于圭亚那地盾, 沉积厚度显著小于前渊带, 是浅层常规油与重油油藏集中分布. 三个构造带的构造活动在平面上呈“强-中-弱”渐变特征, 平面上依次耦合造山带剥蚀-供源、前渊带汇聚-生烃与斜坡带聚集-保存完整的油气成藏体系, 体现出“造山带驱动-前渊响应-克拉通缓冲”的前陆盆地分带模式.

盆地纵向构造受控于板块作用阶段转换, 具有“阶段继承、跨期改造”特征. 克拉通边缘阶段的基底古地貌奠定北东-南西向构造轴, 控制深层地

堑-地垒的展布方向; 裂谷期沿古地貌薄弱带发育地堑-地垒系, 伸展断层形成早期断裂网络, 为后期反转提供界面; 前陆期加勒比/纳斯卡板块多期碰撞-俯冲触发裂谷期正断层系统大规模逆冲反转, 构造属性由“伸展”变为“挤压”, 前陆阶段的挠曲沉降中心叠加于裂谷地堑之上, 进一步加厚地层; 盆地构造强度自下而上呈“热沉降稳定-伸展拉张-挤压增强”三段式演化, 断裂性质同步完成“正-逆”转换, 既控制了地层堆叠样式(厚层前渊叠置, 薄层斜坡), 也决定了圈闭类型由早期地堑充填型转变为中-晚期逆冲-断块-背斜复合型 (Valasek *et al.*, 1997; Sarmiento-Rojas, 2019).

1.2 沉积地层

1.2.1 沉积演化

盆地沉积演化受控于四大板块相互作用与安第斯造山运动多期活动, 自晚古生代至新生代可划分为克拉通边缘、裂谷、前陆 3 个构造-沉积阶段, 各阶段沉积体系受构造背景控制, 整体呈“克拉通边缘细粒为主-裂谷阶段粗细交替-前陆阶段粗粒主导”的演化规律(图 3) (Dashwood and Abbotts, 1990; Sarmiento-Rojas, 2019).

克拉通边缘阶段(奥陶纪-二叠纪), 盆地处于

被动大陆边缘构造背景,以稳定热沉降为主,东西向沉降梯度差主导沉积分异.东部受圭亚那地盾刚性基底支撑,沉降微弱、可容纳空间有限,发育晚志留世-早泥盆世 Pumbuiza 组局限台地相薄层灰岩、白云岩(横向延伸超 200 km)及石炭纪-早二叠世 Macuma 组浅海开阔台地相薄层碳酸盐岩,以细粒碳酸盐岩为主;西部靠近古安第斯活动边缘,沉降速率为东部的 2~3 倍,可容纳空间持续扩张, Pumbuiza 组转为浅海陆棚相泥岩与泥灰岩互层,其中暗色泥岩构成深层潜在烃源岩,仍以细粒泥质碳酸盐岩沉积为主,局部夹薄层粉砂岩(Sarmiento-Rojas, 2019;程涛等, 2025).

裂谷阶段(三叠纪-晚白垩世),受南美与纳斯卡板块拉张作用控制,盆地进入主动裂谷发育期,地堑-地垒结构主导沉积中心展布与相带分异.初始裂谷期(三叠纪-中侏罗世)基底伸展,形成地堑-地垒雏形,发育海相黑色沥青质泥岩与浅海相生物碎屑灰岩;同裂谷期(晚侏罗世)断裂活动加剧,地堑-地垒格架定型, Oriente 次盆中部地堑为沉积中心(最大沉降幅度 1 200 m),物源来自东部圭亚那地盾,发育陆相冲积扇-河流相砾岩、含砾粗砂岩与泥岩互层,以粗粒沉积为主;地垒区因构造抬升仅残留薄层河流相砂岩;裂后拗陷期(白垩纪)伸展作用减弱,转入稳定热沉降,盆地范围扩大,发育广覆式浅海-海陆过渡相沉积,形成盆地核心生储盖组合: Hollin 组为主力储层之一,岩性以白色厚层-块状石英砂岩为主,夹少量碳质页岩,属三角洲平原相,横向连续延伸超 300 km,具高孔高渗特征,控制盆地 40% 以上已发现油气储量(Dashwood and Abbotts, 1990); Napo 组兼具主力烃源岩、主力储层与区域性盖层三重属性,其核心储层为“T”“U”“M1”三套砂层.“T”砂层属河口湾-滨岸相中细粒石英砂岩,是 Sacha、Auca 等大型油田主力产层;“U”砂层为

浅海三角洲前缘相细-中粒石英砂岩,是 Shushufindi、Libertador 油田主力产层;“M1”砂层为滨岸砂坝相粗-中粒石英砂岩,仅发育于盆地东部斜坡带;三套砂层累计贡献盆地 50% 以上已发现油气储量,与 Hollin 组共同构成盆地“双主力储层”体系(朱思成等, 2025).同时, Napo 组下部浅海陆棚相暗色泥岩为盆地主力烃源岩,上部厚层泥岩为区域性盖层,形成“自生自储自盖”与“下生上储顶盖”组合模式(Gaibor *et al.*, 2008).

前陆阶段(晚白垩世-第四纪),受安第斯造山带冲断挤压作用,盆地转型为前陆盆地,形成“西部冲断带-中部前渊带-东部斜坡带”三分构造格架.晚白垩世-古新世(冲断初期),西部冲断带地层抬升剥蚀,仅残留 Tena 组底部砾岩;中部前渊带构造挠曲沉降,发育 Tena 组陆相红层与 Tiyuyacu 组扇三角洲相含砾砂岩,粒度由细粒泥岩向中粗粒砂岩过渡;始新世-渐新世(构造间歇期),构造活化与均衡回弹交替,以河流-湖泊相沉积为主,西部弧后区发育 Ortegua 组浅海相泥岩,东部以曲流河相细砂岩为主,具粗细相间沉积特征;中新世-第四纪(安第斯主造山期),挤压作用持续强化,盆地完全转入陆相环境,西部冲断带前缘发育冲积扇相砾岩与粗砂岩,中部前渊带为辫状河平原相砂岩与泥岩互层,以粗粒沉积为主(IHS, 2019).

沉积相受构造背景、海平面旋回控制, 6 类相带储集效率差异显著,以河流相、三角洲相和河口湾相储集性能最优(平均孔隙度大于 15%, 渗透率大于 100 mD),滨岸相、海相碳酸盐岩相对较差(表 1)(林士尧等, 2019).

1.2.2 地层充填 盆地地层发育特征整体相似,西厚东薄,向东超覆于地盾.由于地跨三国,在各国盆地名称不一,同一时代地层在 Maranon、Oriente、Putumayo 次盆呈现“时代同步、命名各异”的地方性特征.尽

表 1 盆地白垩纪主要沉积相特征对比

Table 1 Main Cretaceous depositional facies characteristics comparison of the basin

沉积相	主要分布区	对应地层(白垩系)	关键岩性特征	储集性能	控制因素
河流相	盆地东部	下统 Cushabatay/Hollin 组	厚层块状砂岩,发育交错层理	优	物源供给、可容纳空间
三角洲相	盆地东部局部	下统 Cushabatay/Hollin 组、“U”砂层	交错层理砂岩与薄层泥岩互层	优	物源强度、海平面下降
河口湾相	盆地西部	下统“M1”、“T”砂层	砂岩与薄层泥岩互层,含海绿石	优	弧后环境、可容纳空间
滨岸相	盆地西	下统“Agua Caliente 组”、Cushabatay 组	泥岩、含海绿石砂岩、薄层残余砂岩	差	海平面上升、陆源碎屑输入
海相碳酸盐岩相	盆地北部	上统 Napo 组(A、B、C 灰岩段)	泥质石灰岩、钙质泥岩、薄层泥灰岩	差	高频海侵、低碎屑输入
冲积相	盆地南部	上统 Vivian 组	含卵石粗粒砂岩、块状交错层理砂岩	非储层	安第斯造山活动

表 2 盆地地层对比特征参数

Table 2 Characteristic parameters of stratigraphic correlation of the basin

统一地层单元	厄瓜多尔 Oriente 次盆	哥伦比亚 Putumayo 次盆	秘鲁 Mara- non 次盆	核心岩性组合	关键测井响应特征	主要对比依据
顶部陆相层段	Tena 组	Rumiyaco 组	Vivian 组上部、Cachiyacu 组、Yahuarango 组下部	上部为红色泥岩、粉砂岩,下部为厚层块状含砾石英砂岩	砂岩段:箱型低伽马、大跨度自然电位负异常、中高电阻;泥岩段:高幅锯齿状高伽马、极低电阻	区域不整合面接触关系
M1 砂岩段	Napo 组 M1 砂岩	Villeta 组顶部砂岩段	Vivian 组下部砂岩段	厚层-块状中粗粒石英砂岩,发育大型槽状交错层理,夹薄层炭质泥岩	箱型-钟型低伽马、显著自然电位负异常、中高电阻,顶部与上覆泥岩呈突变接触	1. 下覆 A 灰岩标志层的等时性约束;2. 砂岩段内部沉积旋回的横向可追踪性
A 灰岩段	Napo 组 A 灰岩	Villeta 组中部灰岩段	Chonta 组顶部灰岩段	暗色泥晶灰岩、生屑灰岩,局部含燧石条带与磷质结核,夹薄层富有机质泥岩	平直型极低伽马、极高电阻、高密度、低声波时差	1. 全盆地稳定分布的“两低两高”测井响应;2. 主力烃源岩段的生物标志化合物区域可对比性
U 砂岩段	Napo 组 U 砂岩	Villeta 组中部砂岩段	Chonta 组中部砂岩段	中厚层中细粒石英砂岩,发育板状交错层理与波纹层理	箱型-钟型低伽马、明显自然电位负异常、中电阻,底部与下伏灰岩呈突变接触	1. 上下灰岩标志层的顶底界约束;2. 砂岩段沉积旋回的横向连续性
B 灰岩段	Napo 组 B 灰岩	Villeta 组顶部灰岩段	Chonta 组底部灰岩段	暗色泥晶灰岩、含泥灰岩,夹富有机质钙质泥岩	平直型极低伽马、高电阻、高密度、低声波时差	1. 全盆地稳定的测井响应特征;2. 白垩系最高海面事件的全球等时性;3. 盆地主力烃源岩段的油源对比验证
T 砂岩段	Napo 组 T 砂岩	Villeta 组下部砂岩段	Agua Caliente 组顶部砂岩段	厚层中粗粒石英砂岩,发育大型交错层理,底部含砾石	厚层箱型极低伽马、大跨度自然电位负异常、高电阻,整体呈正旋回特征	1. 上下灰岩标志层的顶底界约束;2. 盆地东部地盾区超覆尖灭的统一边界
C 灰岩段	Napo 组 C 灰岩	Villeta 组下部灰岩段	Agua Caliente 组底部灰岩段	泥晶灰岩、泥质灰岩,夹薄层黑色页岩	低平型低伽马、中高电阻,局部因泥质含量升高出现伽马小幅抬升	1. 阿尔布期中期全球海侵事件的等时性;2. 下伏砂岩的顶界约束
底部砂岩段	Hollin 组	Caballos 组	Raya、Cushabatay 组	厚层块状石英砂岩,夹薄层炭质泥岩与煤线,底部为区域不整合面	巨厚层箱型极低伽马、极强自然电位负异常、中高电阻	1. 基底顶部的区域不整合面;2. 盆地东部地盾区的超覆尖灭特征

管地层命名存在区域差异,但烃源岩、油层对应的地层时代同步(集中于白垩纪地层),说明同一时代的沉积环境控制了油气地质体的发育,地层命名的地方性不影响其油气功能的区域一致性,可以进行统一。本文系统整合了露头剖面、钻井、测井及岩心分析资料(Luque *et al.*, 2025; Rossello and Mozetic, 2026),以区域不整合面、关键沉积转换面为等时对比基准,建立统一地层划分方案:以岩性组合、沉积旋回与测井响应特征为核心依据,以上白垩统三套砂岩和灰岩互层组合层段为标志层进行区域对

比,以 Oriente 次盆 Napo 组 M1 砂岩、A 灰岩、U 砂岩、B 灰岩、T 砂岩、C 灰岩组合为标准名,实现三国地层统一对比(表 2, 图 4, 图 5)。相较于各国原有地方性地层划分方案,该方案显著提升了跨区域地层对比精度,消除了跨国界地质资料整合壁垒,为全盆地测井地层对比、钻井分层标定、地震解释匹配与协同勘探评价提供了标准化基础。

盆地地层在东西向、南北向均呈现“构造控制的差异化变化”特征,控制因素为构造沉降差异与物源供给强度。东西向受“东部地盾限制-西部构

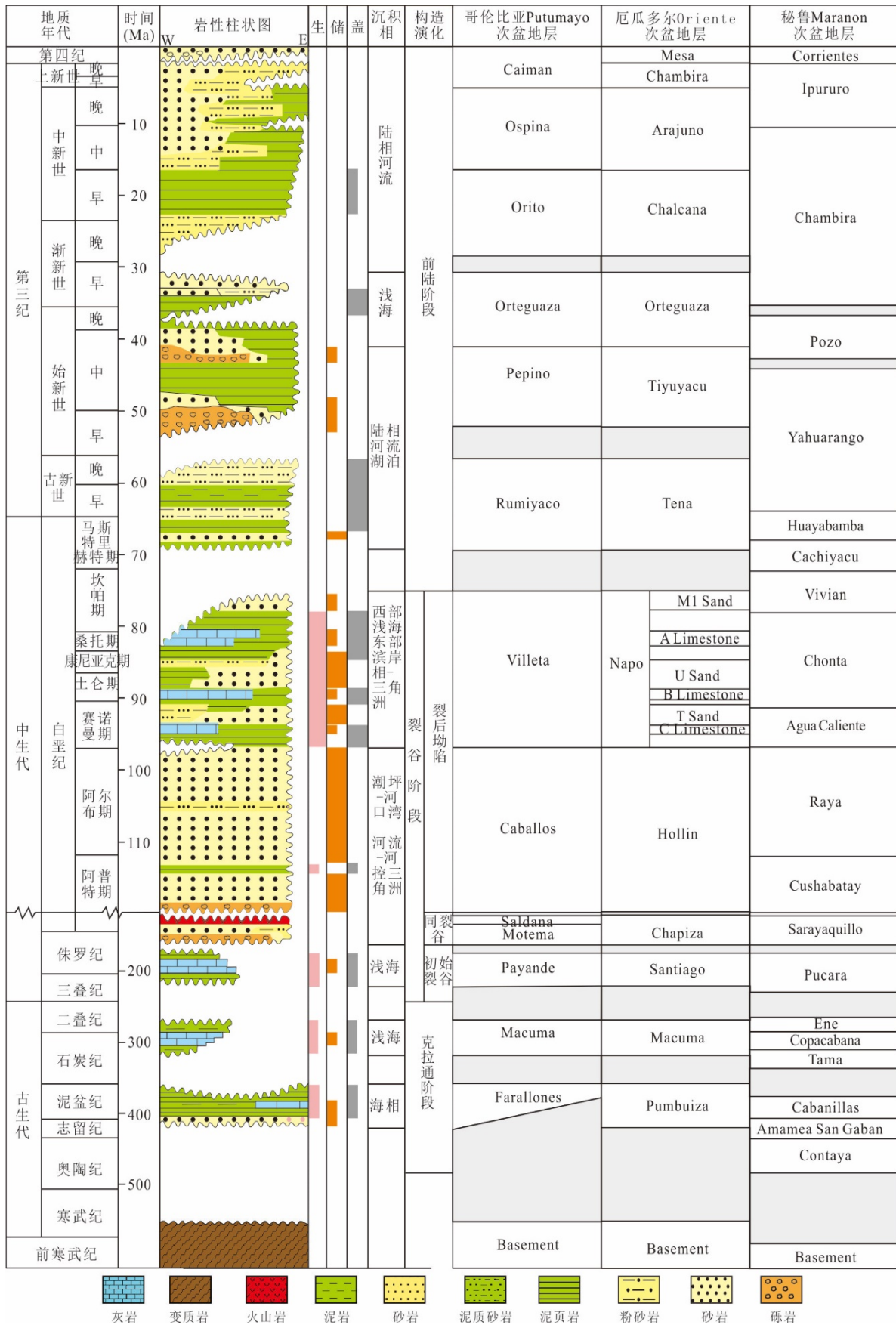


图 4 盆地综合柱状图与各次盆地层对应关系

Fig.4 Composite columnar section & sub-basin stratigraphic correlation of the basin

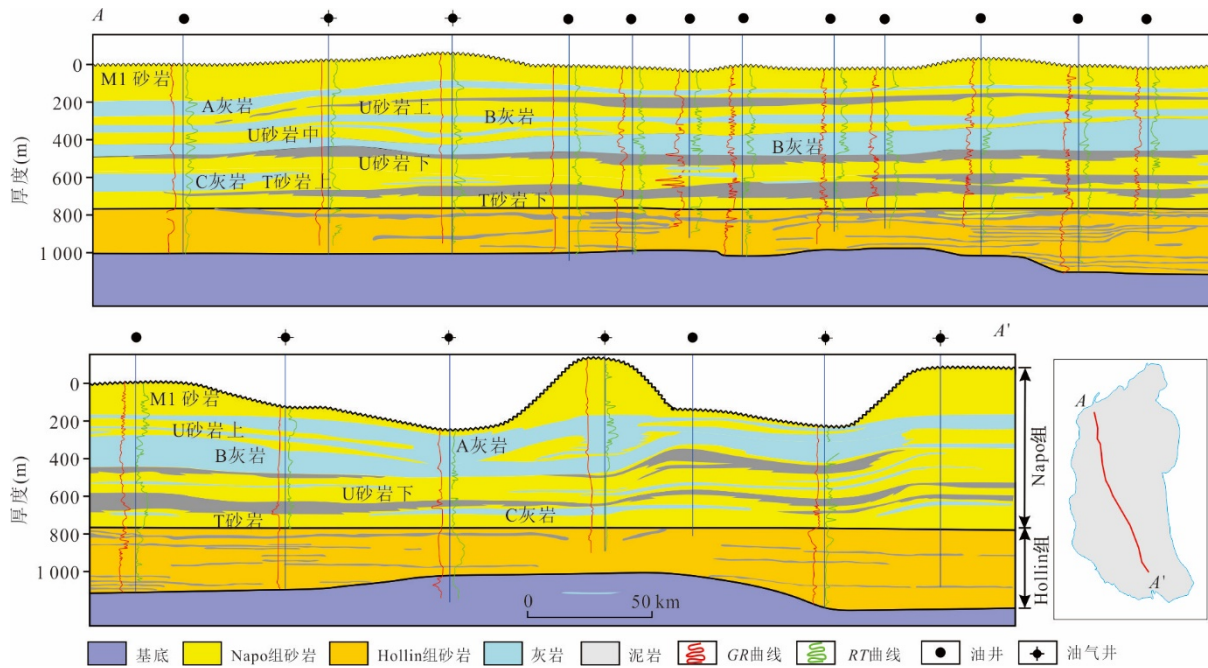


图5 盆地南北向连井对比

Fig.5 Comparison of north-south oriented well-log cross-sections in the basin

造活动增强”的梯度影响, Oriente次盆由东向西地层厚度从500~800 m增至2 500~4 500 m, Maranon次盆东部靠近巴西地盾区地层厚600~900 m, 西部前渊带厚3 000~3 500 m. 南北向受安第斯造山活动强度差异控制, 盆地白垩系厚度呈向南逐渐增加的趋势(刘畅等, 2014), 盆地南部(Maranon次盆)地层埋深大于北部(Putumayo/Oriente次盆), Maranon次盆白垩系最大沉积厚度超1 600 m, Putumayo次盆则为200~400 m(图6).

2 浅层含油气系统

基于生储盖发育层位, 认为盆地具有深层(前白垩系)和浅层(白垩系-古近系)两套含油气系. 浅层含油气系统拥有盆地90%以上已发现油气储量, 深层含油气系统目前认识和勘探程度较低.

2.1 关键地质要素

2.1.1 烃源岩 浅层含油气系统主力烃源岩为上白垩统Napo组, 其次为下白垩统Hollin组(表3).

Napo组烃源岩以海相黑色泥岩、泥灰岩为主, 局部夹钙质泥岩, 形成于浅海陆架-深水陆棚相环境. 区域分布呈“西厚东薄”特点, Oriente次盆西部最大厚度超600 m, 东部则显著减薄. 有机质以海相藻类来源为主, 主要为II型干酪根, 西部冲断带局部发育I型干酪根, TOC含量区域差异

显著, 整体呈“西富东贫”特征, 生烃潜力达优质-良好级别, 生烃潜量(S_1+S_2)达3.2~12.8 mg/g(陈杰等, 2025). 成熟度受埋深控制呈“西熟东低”格局(图7), 以生油为主, 为盆地主要烃源岩.

Hollin组烃源岩以海相、海陆过渡相泥岩为主, 半还原-还原条件, 部分区域受陆源输入影响. 有机质以海陆混合或海相藻类来源为主, 主要为II型干酪根, 总有机碳含量普遍较高, 边缘海相沉积区局部泥岩段可达8.8%, S_1+S_2 达2.8~8.5 mg/g, 具有较好生油潜力. 热成熟度呈西高东低格局, 盆地西部冲断-前渊带因埋深较大且受构造热事件叠加影响, 普遍达到生油窗(R_o 0.6%~1.2%), 东部斜坡带因后期抬升埋深浅, 多未进入有效生烃阶段($R_o < 0.5%$), 为白垩系储层重要油气来源.

2.1.2 储层 浅层主要储层为白垩系Napo组、Hollin组(图8), 次要储层为上白垩统-古近系Tena组、Tiyuyacu组、Orteguaza组. 受沉积相控制, 自西向东超覆于圭亚那地盾之上, 呈“广布优质、东优西差”特征.

Napo组为主力储层, 可细分为M1、U、T等3个砂岩段, 沉积相以浅海潮坪相、潮汐通道-滨岸坝相为主(图4), 岩性为分选中等-好的石英砂岩(含少量长石、岩屑、海绿石), 物性达中-高孔高渗级别, 孔隙度为10%~31%(平均值为16.5%), 渗透率为21~1 746 mD(平均值为539 mD), 储集空间以原生粒间孔为主、局部发育溶蚀次生孔(占比为

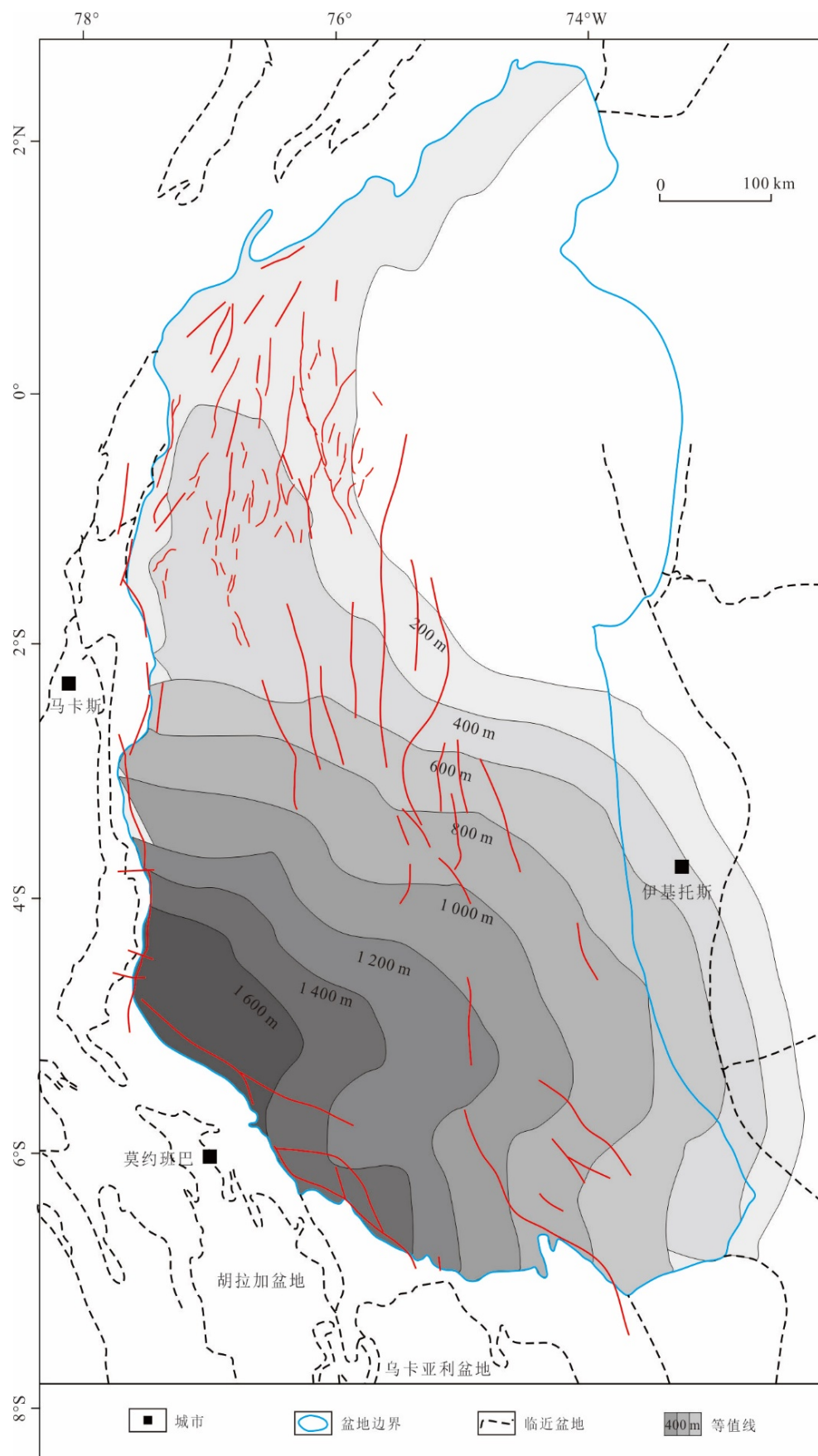


图 6 盆地白垩系厚度

Fig. 6 Cretaceous isopach map of the basin

表 3 盆地深浅层烃源岩特征对比

Table 3 Shallow-deep source rock characteristics comparison of the basin

对比参数	浅层 Napo 组	浅层 Hollin 组	深层 Santiago 组	深层 Pumbuiza 组	深层 Mucuma 组
年代地层	上白垩统	下白垩统	上三叠-下侏罗统	泥盆系	二叠系
岩性	海相泥岩、泥灰岩	海相、海陆过渡相泥岩	泥岩、碳酸盐岩	海相泥岩	浅海相泥岩
干酪根	II 型, 局部 I 型	II 型	II 型为主, 少量 II-III 型	III 型	III 型
TOC 含量	西富东贫, 西部 4.7%~10%, 东部 <1%	多数 >3%, 局部 8.8%	2.0%~4.5% (平均值为 3.2%)	0.7%~1.7% (平均值为 1.2%)	0.18%~0.5% (平均值为 0.3%)
R _o 值	西部 >0.6%, 东部 <0.5%	西高东低, 西部达生油窗	中部 0.6%~0.7%, 南部冲断带深层 1.0%~1.8%	1.5%~1.65%	2.32%~3.01%
生烃类型	油	中等-轻质油	油为主, 南部局部生气	天然气为主	天然气为主
分布与厚度	全盆大范围分布 70~600 m	盆地中西部 80~240 m	盆地中南部 50~300 m	盆地中西部 50~100 m	盆地中西部 30~50 m
评价	浅层主要烃源岩贡献超 90% 油气	浅层次要烃源岩为白垩系供油气	深层主要烃源岩为盆地中、南部供烃	深层潜在烃源岩生烃潜力有限	深层潜在烃源岩局部有供烃潜力

15%~25%)。受西北、东南双物源控制, 全盆地大范围分布且中部更厚, 物性更优, 为盆地最主要的产油层系(刘慧盈等, 2017, 2018; Ramirez, 2021; 李发有等, 2024)。该组灰岩储集性能相对较差, 仅在 10 个小油田有油气发现, 孔隙度为 7%~12.6%, 多为次要储层或成藏规模较小。

Hollin 组为次主力储层, 整体为陆-海过渡的复合沉积体系, 发育辫状河、三角洲、潮坪、海相沉积, 不同相带砂岩的沉积构造与矿物组成差异较大, 使其呈现多类型储集空间叠置的特征(图 7)。岩性上以厚层石英砂岩为主(石英含量为 60%~70%), 下部发育海绿石砂岩。全盆地稳定发育, 西部厚度大、向东逐渐减薄。储层物性受沉积相及分选性控制, 孔隙度为 11.8~18.3% (平均值为 15%), 渗透率为 32~1 039 mD (平均值为 318 mD)。在中西部冲断-前渊带为重要含油层, 成岩作用处于晚成岩 A 期, 以中等压实、弱-中等石英胶结为主(胶结物含量为 8%~15%), 西部受构造挤压影响物性变差(孔隙度降低 2%~3%)。

Tena 组为次要储层, 属河流-三角洲过渡相粗粒砂岩, 厚度薄(平均值约为 6 m)、分布连续性差, 物性较好, 孔隙度为 13%~25% (平均值为 17%), 渗透率为 140~1 500 mD (平均值为 353 mD), 局部油田为主要产层。Tiyuyacu 组、Orteguaza 组发育浅海相砂岩(阳孝法等, 2016; 林士尧等, 2019), 推测在盆地局部可作为有效储层, 目前暂无油气发现。

2.1.3 盖层与保存条件 浅层盖层以白垩系隔层(图 8a)和古近系区域盖层为主, 封盖能力强、分布稳定。区域盖层为古近系 Tena 组泥岩, 沉积于整体海退时期的海陆过渡相环境, 以致密泥岩为主, 厚度为 300~750 m, 西部前渊带最大厚度超 750 m, 横向连续性好, 突破压力达 8~12 MPa, 可有效阻挡油气垂向逸散。局部盖层包括白垩系 Napo 组内部 3 套稳定分布的碳酸盐岩(A、B、C 灰岩段)及泥岩夹层(图 4), 厚度为 10~30 m, 突破压力为 4~6 MPa, 与 Napo 组、Hollin 组砂岩储层构成“储-盖”组合, 封盖针对性强。

保存条件受构造稳定性和断裂活动控制, 相对有利。西部逆冲带虽然构造活动强烈, 但 Tena 组泥岩厚度大、韧性强, 可抵御构造挤压变形, 仅部分通天断层导致局部油气逃逸。中部前渊带构造平缓, 断裂多为封闭性逆断层, 未破坏盖层连续性, 油气保存完好。东部斜坡带虽盖层厚度变薄(Tena 组 <300 m), 但构造改造弱, 且 Napo 组内部隔层发育, 仍能维持有效封盖, 仅边缘区因地层超覆尖灭导致保存条件变差。

2.2 成藏机制与成藏模式

2.2.1 常规油气成藏 浅层成藏遵循“两期充注、双向运移、构造-储层联合控藏”, 成藏条件匹配良好(图 9)。成藏动力以浮力为主、构造挤压为辅。油气存在两期充注过程: 第一期为晚渐新世-早中新世(约 30 Ma), 盆地西部前渊带 Napo 组烃源岩进入

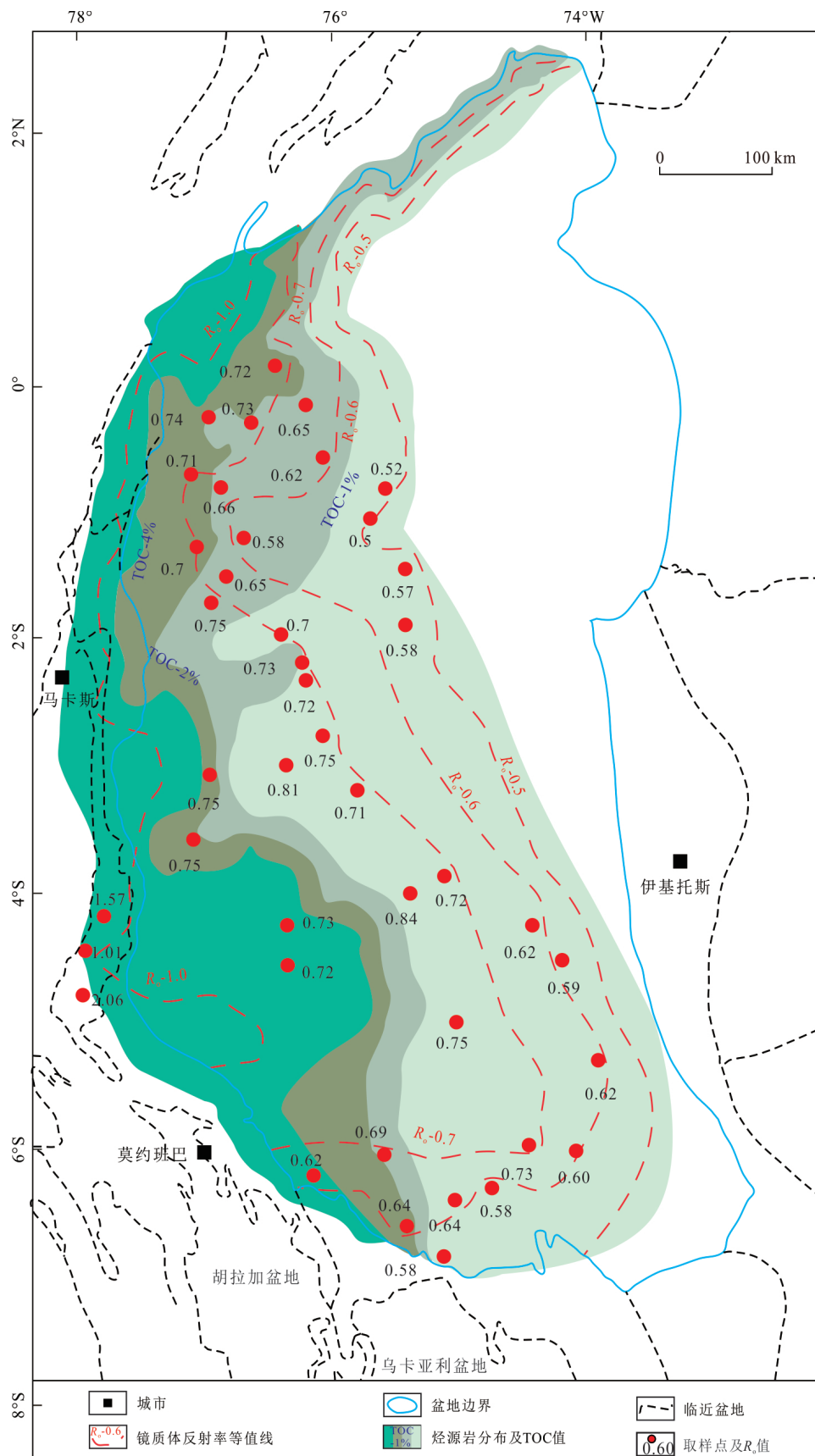


图 7 盆地上白垩统 Napo 组烃源岩有机质丰度与成熟度平面分布

Fig.7 Planar distribution map of organic matter abundance and maturity of source rocks in the Upper Cretaceous Napo Formation of the basin

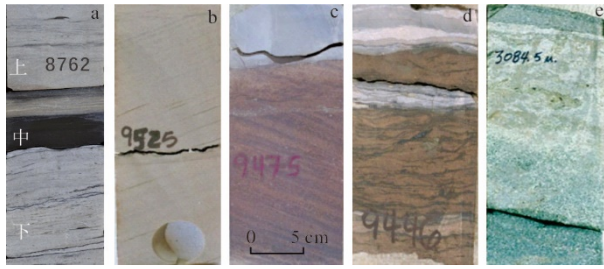


图8 盆地浅层岩心图片

Fig. 8 Shallow-layer core photographs of the basin

a. 上、下段为水下分流河道砂岩,中段为分流间湾粉砂质泥岩;b. 辫状河砂岩;c. 海岸平原砂岩和薄泥岩;d. 潮汐改造滨岸相砂泥互层;e. 开阔海相海绿石砂岩;a取自Fanny 18B井Napó组,b、c、d取自Gacela-1井Hollin组,e取自Jaguar-1井Hollin组

生油窗,生成的低-中成熟油气沿Napó组、Hollin组连续砂体作侧向较长距离运移(50~80 km),砂体连通性控制运移范围,最终充注中东部前渊-斜坡带圈闭,部分原油发生生物降解.第二期为晚中新世至今(约10 Ma以来),盆地深凹区烃源岩持续成熟生成高成熟油气,受晚安第斯造山运动导致前渊-斜坡带断层反转限制,油气侧向运移受阻,主要聚集于中西部前渊带附近区域,成藏动力以构造挤压为主,浮力为辅.Maranon次盆Jibaro油田的原油气相色谱显示(Sofer *et al.*, 1986),下白垩统来源的晚期未降解原油(C₁+轻烃)与早期降解原油(C₁₅+重

烃)混合,证实盆地存在多期运移(Higley, 2001).运移路径分为两类:一是侧向运移依托Napó组和Hollin组连续砂体,为中东部主要运移方式;二是垂向运移沿逆冲带高角度逆断层,运移距离为300~500 m,断层活动时间早于油气充注期,输导效率高.

基于油气藏分布与构造-储层配置关系,建立浅层含油气系统两类成藏模式(图10):①西部冲断带断层控圈-垂向短距离成藏模式:逆断层控制断背斜圈闭形成,冲断-前渊带生成的油气沿断层垂向运移至断背斜相关圈闭聚集成藏,以常规油气成藏为主,如Tiputini油气田;②中东部前渊-斜坡带砂体连片-侧向中长距离成藏模式:Napó组砂岩横向连片分布且物性优异,与反转断层配合,控制构造-岩性相关圈闭发育,前渊带生成的油气沿砂体侧向运移至斜坡带圈闭聚集成藏,以常规油成藏为主,如Shushufindi油田.

2.2.2 重油成藏 盆地重油为“原生气藏次生改造”成因,主要受“运移过程稠变+构造抬升暴露+保存条件受限”三重因素控制,成藏过程具有次生改造特征.原生气源于白垩系Napó组烃源岩早期生成的低-中成熟常规油,在两期油气充注与长距离运移过程中,经历多期稠变作用(刘亚明等, 2014):一是生物降解作用,西部逆冲带、盆地边缘区因构造抬升导致储层埋藏变浅(温度<65℃),微

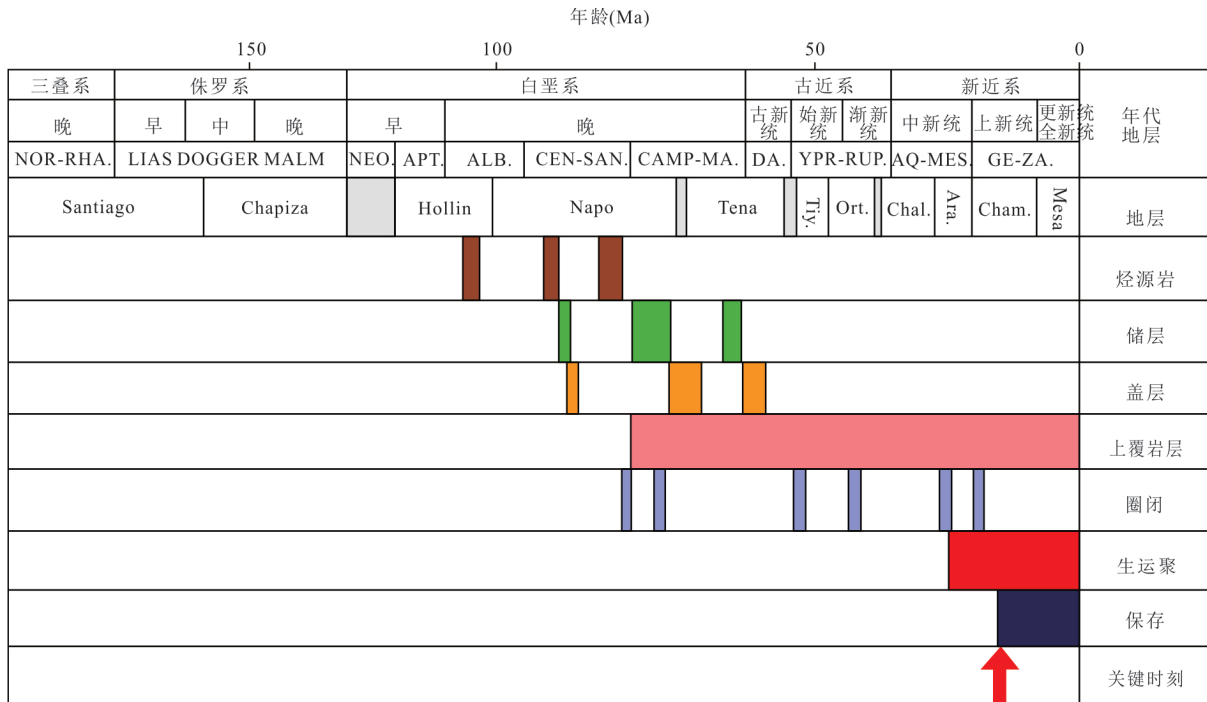


图9 盆地浅层含油气系统事件

Fig.9 Petroleum system event chart of the shallow layers of the basin

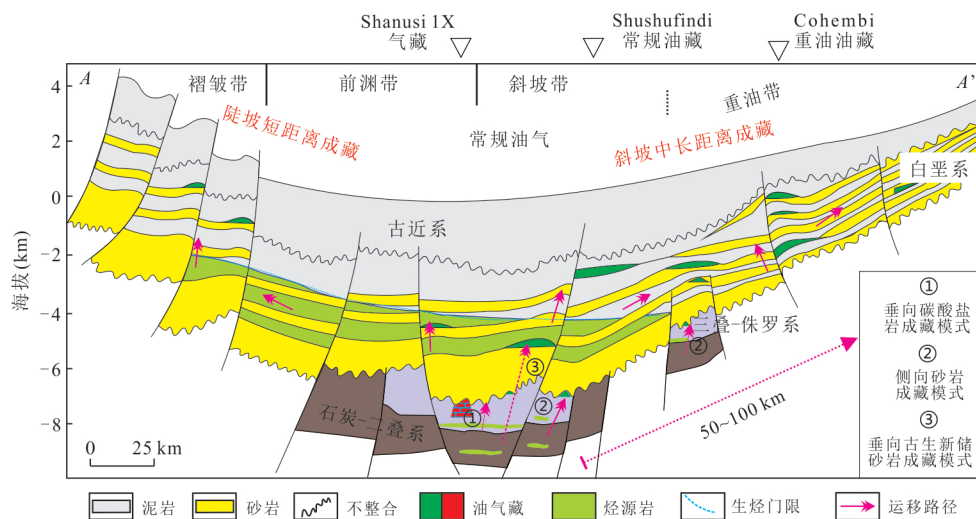


图 10 盆地东西向构造剖面图与成藏模式

Fig. 10 East-west tectonic cross-section and hydrocarbon accumulation model of the basin

生物大量繁殖分解原油中的正构烷烃,使原油粘度升高、密度增大;二是水洗作用,大气淡水沿断裂或地层不整合面侵入储层,溶解原油中的轻质组分(低分子烷烃含量降低 30%~40%),残留重质组分(沥青质、胶质)富集(含量达 25%~35%);三是氧化作用,构造活动导致盖层破损,原油与大气接触发生氧化反应(姥植比值降至 0.8~1.2),进一步加剧重油化.构造活动是重油形成的关键触发因素,晚中新世以来的安第斯运动使西部逆冲带地层大幅抬升、断裂活化,破坏了原生油藏的封闭性,为微生物和淡水侵入提供通道;而东部斜坡带边缘区因盖层变薄、地层超覆尖灭,保存条件变差,同样促进重油形成.原油品质数据显示,重油普遍 20°API (American Petroleum Institute Gravity, 无量纲原油密度评价指标),粘度可达 20.4~59.3 mPa · s.

盆地重油主要发育斜坡次生改造-长距离运聚成藏模式,均集中于浅层白垩系,受所处构造位置与改造作用强度控制.Napo 组优质砂岩为油气侧向运移提供通道,原生油从西部生烃中心向东部斜坡带作长距离运移,距离可超 80 km,途中经历持续水洗和生物降解,在斜坡带边缘地层超覆圈闭或岩性圈闭中聚集,受砂体连续性与圈闭封闭性控制(陈杰等,2021).典型如 Oriente 次盆东部斜坡带的 Ishpingo 重油田(Napo 组和 Tena 组储层,探明石油可采储量 8 600 万吨,15.5°API),位于 Oriente 次盆的最东部(距盆地西部边界最短距离 >200 km),证实盆地重油长距离运移成藏模式的有效性.

2.3 典型油藏

2.3.1 Shushufindi 常规油藏 位于厄瓜多尔 Oriente 次盆前渊带,为安第斯造山运动引发前白垩纪裂谷构造反转形成的南北走向宽缓长轴背斜圈闭(长 35 km、宽 10 km,南北双高点闭合高度分别为 67 m、113 m),背斜东翼发育最大断距 91.4~106.7 m 的不连续高角度逆冲断层,主力储层 Napo 组砂岩顶面埋深为 2 515 m,原始油水界面埋深为 2 650 m(IHS, 2025);该油藏发育 3 套储层,主力为上白垩统 Napo 组河口湾相 T、U 段粉-粗砂岩(储量占比为 90%),其中 T 段为连续高孔渗储层(平均孔隙度为 18%、渗透率为 450 mD,最大有效厚度为 13 m),U 段呈叠合分割状,次要储层为马斯特里赫特-坦尼特阶 Tena 组砂岩;以上白垩统 Napo 组泥岩为烃源岩, Napo 组层间泥岩与 Tena 组互层式泥岩为稳定盖层,油气经 Hollin 组砂岩侧向运移至圈闭,后期因断层活动发生垂向调整,属盆地中东部前渊-斜坡带典型常规油气成藏模式;油藏为常规轻质油藏,具低黏、高气油比特征,1969 年发现,探明可采储量 2.6×10^8 吨油当量,截至 2024 年累计产油 2.1×10^8 吨、产气 127.0×10^8 m³,勘探开发实践证实了该常规油成藏模式的有效性.

2.3.2 Cohembi 重油油藏 位于哥伦比亚 Putumayo 次盆东部斜坡带,为依托不整合面形成的南北走向背斜圈闭(长 8.7 km、宽 4.2 km,闭合面积为 25.6 km²,顶部埋深为 2 700 m,烃柱总高度为 38.1 m),伴生纵向断层,圈闭完整性受沉积相展布与不整合面侧向封隔性控制;主力储层为白垩系

Napo组 M1段河流相砂岩(平均孔隙度为22%、渗透率为2 500 mD,西厚东薄展布,最大有效厚度为5.8 m);以上白垩统Napo组泥岩为烃源岩,以古新世Tena组厚25~750 m、无明显缺失的区域性泥岩为稳定盖层,烃源岩与储层通过断层-砂岩输导体系连通,油气发生长距离运移;圈闭古新世形成时间与烃源岩晚渐新世-早中新世生排烃时间匹配良好,后期受安第斯造山运动、斜坡带烃源岩晚期充注、淡水注入改造形成重油,属盆地东部斜坡带重油长距离运移成藏模式;油藏具高黏、低气油比特征,1989年发现,探明可采储量 0.12×10^8 t油当量,2004年水驱开发,截至2024年累产油 0.04×10^8 t、产气 0.82×10^8 m³,当前采收率为28%(IHS,2025),勘探开发实践证实了该重油成藏模式的有效性。

3 深层含油气系统

3.1 关键地质要素

3.1.1 烃源岩 通过钻井岩心与露头采样资料分析,结合地质认识,认为盆地深层存在1套主要和2套潜在烃源岩(表2)。

深层主要烃源岩为上三叠-下侏罗统Santiago组,以海陆过渡相泥岩、碳酸盐岩为主,夹火山碎屑岩,主要分布在盆地中南部,有机质丰度和

干酪根类型相对较好, S_1+S_2 达2.5~6.8 mg/g,生烃潜力中等.成熟度中低南高,生烃始于晚白垩世并持续至新近纪,目前处于成熟-过成熟阶段,以生油为主,在Maranon次盆南部(埋深>5 500 m)可能进入生气窗,局部具有供气潜力,是盆地次要但关键的烃源岩(图11).Chalco认为,侏罗纪海相泥岩是Maranon次盆南部的的主力烃源岩,约70%的侏罗系原油在早始新世-早中新世(50~22 Ma)排出(Chalco and Valencia,2008)。

深层潜在烃源岩为泥盆系Pumbuiza组和二叠系Mucuma组海相泥岩.厚度较小,III型干酪根,TOC含量相对较低(平均值为0.3%~1.2%),处于高成熟生气阶段, S_1+S_2 达0.8~2.2 mg/g.国外学者认为二叠系烃源岩具有供烃潜力:根据硫质量百分比与API重度关系,认为低硫原油(<1%)主要与Mucuma组烃源岩相关,沿Maranon次盆西部北西向分布;二叠系来源原油的钒镍比值(平均值为 $(62.7 \times 10^{-6}) / (41.1 \times 10^{-6})$)低于白垩系来源原油($(216 \times 10^{-6}) / (57.2 \times 10^{-6})$);在芳香烃与饱和烃¹³C同位素交汇图上,二叠系与白垩系来源分区明显,现今Maranon次盆的Corrientes油田原油可能来自于二叠系烃源岩。

3.1.2 储层 深层发育三叠-侏罗系Santiago组、石炭-二叠系Macuma组及泥盆系Pumbuiza组三套储

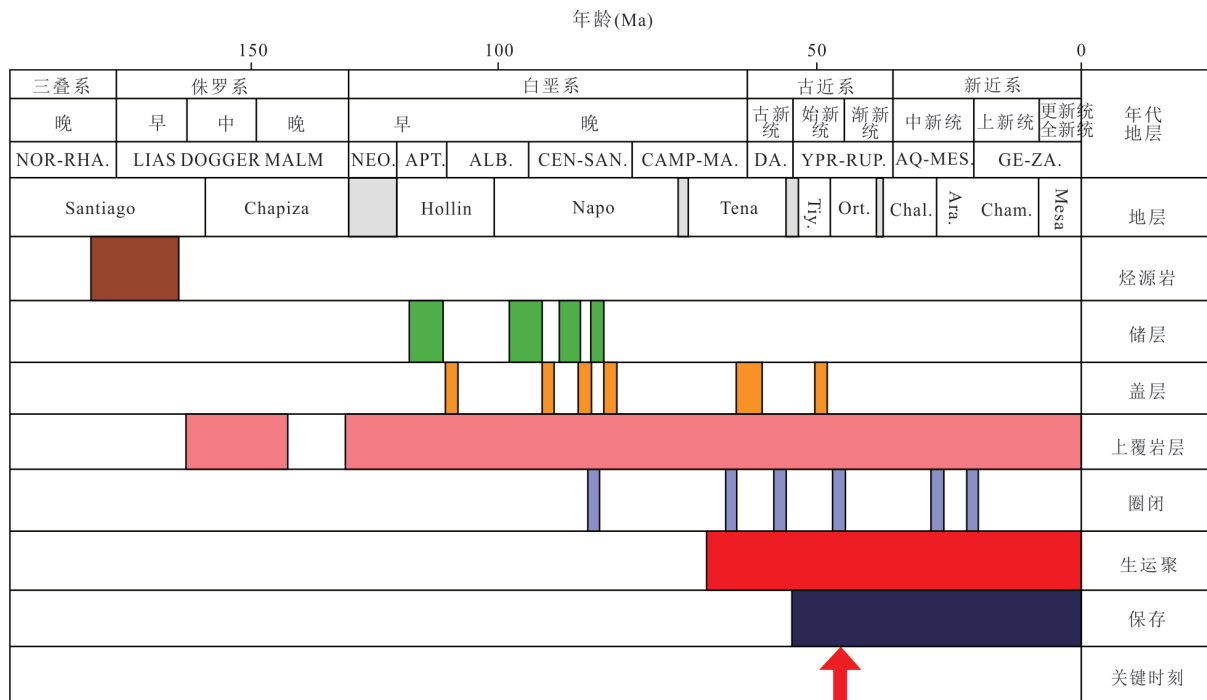


图 11 盆地深层含油气系统事件

Fig.11 Petroleum system event chart of the deep layers of the basin

层,整体呈“局限分布、中-低孔渗”特征,物性受沉积相、成岩作用及构造活动控制.三叠-侏罗系 Santiago组为主要储层,浅海相和河流-三角洲相沉积,岩性为碳酸盐岩、砂岩(马中振等,2017).砂岩主要见于露头区,孔隙度为8%~12%(平均值为10%),渗透率为1~5 mD(平均值为3 mD),受强烈压实作用(压实率>70%)导致物性较差;碳酸盐岩储层孔隙度为10%~20%(平均值为15%),渗透率为5~20 mD(平均值为8 mD),以溶蚀孔隙(30%~40%)和粒间孔隙(20%~30%)为主,孔喉半径为0.1~0.3 μm ,扫描电镜显示溶蚀孔隙多为长石、方解石胶结物溶蚀形成.石炭-二叠系 Macuma组为浅海相沉积,以薄层灰岩储层为主,局部夹砂岩,厚度约为750 m,主要分布于盆地西部,孔隙度为6%~10%,渗透率为3~8 mD,以粒间孔和少量溶蚀孔为主,成岩作用处于晚成岩B期,以强压实和方解石胶结为特征(胶结物含量为20%~25%),局部构造裂缝发育区渗透率可提升至10~15 mD,为潜在储层.泥盆系 Pumbuiza组为浅海相沉积,以中度变质灰岩、砂岩为主,仅 Sacha_Profundo_1井等少数钻井揭示,灰岩孔隙度为6%~8%,天然裂缝发育区渗透率可达10~15 mD,砂岩储层因变质作用和强压实影响,孔隙度仅4%~6%,渗透率<5 mD,整体为低孔低渗潜在储层(IHS,2025).

成岩作用对深层储层改造显著,裂谷期后快速埋藏(沉积速率>300 m/Ma)导致全域孔隙损失较大;晚白垩世有机酸参与的溶蚀作用使局部孔隙度提升3%~5%;石英、方解石胶结作用造成部分区域孔隙度降低5%~8%.区域分布均局限于盆地西部前渊带及深凹区,向东因地层剥蚀或尖灭逐渐缺失,受基底构造格局与地层保存条件控制.Santiago组已钻遇商业气层,推测 Macuma组和 Pumbuiza组在局部构造高部位及裂缝发育区具备储集性能.

3.1.3 盖层与保存条件 深层盖层以古生界-中生界内部泥岩、泥质碳酸盐岩为主,局限分布、封盖能力不均,缺乏区域性盖层.包括石炭-二叠系 Macuma组泥岩(厚度约为750 m)、泥盆系 Pumbuiza组泥岩夹层(厚度为20~50 m)及三叠-侏罗系 Santiago组内部泥质夹层,岩性以致密灰岩、泥岩为主,经强压实和胶结作用后孔隙度<5%、渗透率<0.1 mD,突破压力为6~10 MPa,其中 Macuma组泥岩横向分布较稳定,为深层重要局部盖层(IHS,2025).

保存条件受盖层质量、构造改造及成岩作用控

制,整体弱于浅层.盆地西部前渊带及深凹区,盖层厚度大、埋藏深,受构造活动影响小,油气保存相对有利.东部及盆地边缘区,盖层因地层剥蚀厚度减薄,且古生界局部经历变质作用,导致封盖完整性破坏,早期断裂活化也可能成为油气逸散通道.

3.2 成藏机制与成藏模式

深层油气成藏呈“一期为主、多通道输导、保存条件控藏”特征,成藏效率整体低于浅层.油气充注以晚白垩世-古近纪单期充注为主,三叠-侏罗系 Santiago组、石炭-二叠系 Macuma组烃源岩在深埋条件下进入生烃门限,生成中-高成熟油气,成藏动力为超压与构造挤压联合驱动(超压贡献占比为55%~65%,构造挤压贡献占比为35%~45%),晚白垩世有机酸溶蚀作用形成的次生孔隙与构造裂缝构成输导网络.运移路径受储层连续性与断裂发育程度控制:侧向运移局限,仅在局部砂体连片区域实现短距离(<30 km)运移,依赖 Santiago组碳酸盐岩溶蚀孔-裂缝系统及少量砂岩储层;垂向运移为主,沿基底断裂及构造裂缝带,运移距离为800~1200 m,断裂活化程度与裂缝连通性决定输导效果.成藏受保存条件制约,西部深凹区盖层厚度大,封盖能力强,是主要成藏区;东部边缘区受盖层剥蚀、变质作用破坏,保存条件差,仅局部成藏.

深层主要为近源成藏模式,按“输导体系主导类型”统一划分为三类(图10):①垂向断层输导-源内碳酸盐岩缝洞型成藏模式:Santiago组、Pumbuiza组碳酸盐岩经溶蚀作用形成溶蚀孔隙,构造裂缝沟通孔隙系统,烃源岩生成的油气沿裂缝-溶蚀孔网络运移,就近在碳酸盐岩缝洞型圈闭中聚集,已在 Shanusi 1X井钻遇气层,为深层主要成藏模式;②侧向砂体输导-坳陷边缘砂岩型成藏模式:三叠-侏罗系河流-三角洲相砂岩储层分布局限、物性较差,油气仅能实现短距离侧向运移,在基底断裂控制的构造高部位聚集,Macuma组泥岩提供局部封盖,成藏规模较小但品质较好,推测 Putumayo次盆西部深层可发育此类小型油藏;③垂向复合输导-古生新储砂岩型成藏模式:烃源岩为泥盆系-侏罗系泥岩,储层为白垩系 Hollin组及 Napo组砂岩,运移以基底断裂为垂向通道,耦合白垩系砂岩输导体系实现侧向运移,成藏时间集中于早侏罗世(晚白垩世-渐新世),油气在北东-南西向低幅度背斜中聚集,为盆地浅层局部混合来源油田(如 Corrientes、Capirona油田)成藏模式之一(Spacapan *et al.*, 2023).浅层

Corrientes、Capirona 油田原油钒镍比(85~102 ppm/38~45 ppm) 介于白垩系来源(216 ppm/57.2 ppm) 与二叠系来源(62.7 ppm/41.1 ppm), 碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-28.5\text{‰} \sim -29.3\text{‰}$, 生物标志物显示 C_{29} 甾烷含量占比为 35%~42% (介于白垩系来源 55%~60% 与二叠系来源 25%~30% 之间) (Higley, 2001), 印证深层古生界烃源岩贡献, 间接证实该模式的有效性。

3.3 典型气藏(Shanusi 1X 气藏)

位于秘鲁 Maranon 次盆南部深层裂谷构造带地垒区, 受晚二叠世-早三叠世裂谷作用控制, 为晚白垩世-古近纪形成的背斜圈闭(面积为 8 km^2 、闭合高度为 120 m); 主力储层为侏罗系 Santiago 组浅海相高能潮间带碳酸盐岩(顶面埋深为 4 470 m, 最大厚度为 18 m, 有效厚度为 10 m, 平均孔隙度为 15%, 渗透率为 8 mD); 以 Santiago 组泥岩为烃源岩, 晚白垩世-中新世在盆地西部成熟并持续生烃, 以层间泥岩为稳定盖层; 晚白垩世烃源岩进入生气高峰

后, 异常压力(系数为 1.5)驱动油气沿边界断层长距离运移至圈闭, 古近纪(约 40 Ma)后构造长期稳定, 天然气得以有效保存, 属盆地典型深层气藏成藏模式; 气藏流体为干气(甲烷含量为 95%), 1975 年发现, 探明可采储量 $0.14 \times 10^8 \text{ m}^3$ (IHS, 2025); 目前仅 Shanusi 1-X 井证实深层成藏模式的有效性, 储层区域连续性待进一步落实, 受基础数据不足影响, 暂定为次商业性发现, 尚未开发, 但为盆地深层油气成藏理论提供了关键实例支撑。

4 深浅层含油气系统特征差异

浅层含油气系统为“成熟高效型”, 以白垩系 Napo 组优质烃源岩、中高孔高渗储层、两期双向成藏为核心, 油气富集范围广、规模大, 贡献盆地绝大部分储量。深层含油气系统为“低勘探潜力型”, 依赖前白垩系 Santiago 组等中等烃源岩、裂缝-溶蚀孔储层及超压驱动成藏, 仅局部发现小型气藏, 勘探程度低、风险高, 但为盆地未来增储的潜在领域(表 4)。

表 4 盆地深浅层含油气系统特征对比

Table 4 Comparison of petroleum system characteristics between shallow and deep layers in the basin

对比类型	浅层含油气系统(白垩系-古近系)	深层含油气系统(前白垩系)
烃源岩	主力: 上白垩统 Napo 组海相黑色泥岩/泥灰岩(II 型干酪根, TOC 为 0.5%~10%) 次要: 下白垩统 Hollin 组海陆过渡相泥岩(II 型干酪根, TOC > 3%)	主要: 上三叠-下侏罗统 Santiago 组海陆过渡相泥岩/碳酸盐岩(II 型干酪根, TOC 为 2.0%~4.5%) 潜在: 泥盆系 Pumbuiza 组、二叠系 Macuma 组海相泥岩(III 型干酪根, TOC 为 0.3%~1.2%)
储层类型	主力: 白垩系 Napo 组(M1/U/T 砂层)、Hollin 组石英砂岩 次要: 上白垩统-古近系 Tena 组、Tiyuyacu 组、Orteguaza 组砂岩	主力: 三叠-侏罗系 Santiago 组碳酸盐岩/砂岩 次要: 石炭-二叠系 Macuma 组薄层灰岩/砂岩、泥盆系 Pumbuiza 组变质灰岩/砂岩
储层物性	中-高孔高渗: 孔隙度均值为 15%~16.5%, 渗透率均值为 318~539 mD, 以原生粒间孔为主	中-低孔低渗: 孔隙度均值为 4%~15%, 渗透率均值为 3~8 mD, 以溶蚀孔、裂缝为主
盖层条件	区域盖层: 古近系 Tena 组致密泥岩; 局部盖层: Napo 组内部碳酸盐岩/泥岩夹层, 封盖稳定	局部盖层: 石炭-二叠系 Macuma 组泥岩(750 m)、Pumbuiza 组泥岩夹层(20~50 m), 缺乏区域性盖层, 封盖不均
成藏动力	常规油气: 浮力为主+构造挤压辅助重油; 早期浮力+后期次生改造	超压与构造挤压联合驱动
成藏期次	两期充注: 晚渐新世-早中新世(30 Ma)、晚中新世至今(10 Ma 以来)	单期充注: 晚白垩世-古近纪
主控因素	构造圈闭有效性、储层连续性与物性、区域盖层完整性、生烃强度	烃源岩成熟度、溶蚀孔-裂缝发育程度、超压封盖作用、基底断裂活动性与连通性
成藏模式	1. 西部冲断带陡坡短距离成藏; 2. 中东部前渊-斜坡带中距离成藏; 3. 东部斜坡带重油长距离成藏	1. 西部深凹区源内碳酸盐岩成藏; 2. 坳陷边缘侧向砂岩成藏; 3. 垂向古生新储砂岩成藏
油气类型	常规轻质油、伴生溶解气; 重油	干气、凝析油; 推测局部发育小型原油藏
主要分布区	西部冲断带、中部前渊带、东部斜坡带, 呈“西轻东重、北富南贫”格局	西部前渊带及深凹区
待发现可采资源量	约 $8 \times 10^8 \text{ t}$ (常规油气 $5 \times 10^8 \text{ t}$, 重油 $3 \times 10^8 \text{ t}$)	约 $5.5 \times 10^8 \sim 9.1 \times 10^8 \text{ t}$
勘探程度	高, 进入构造-岩性勘探阶段	低, 处于初步探索阶段

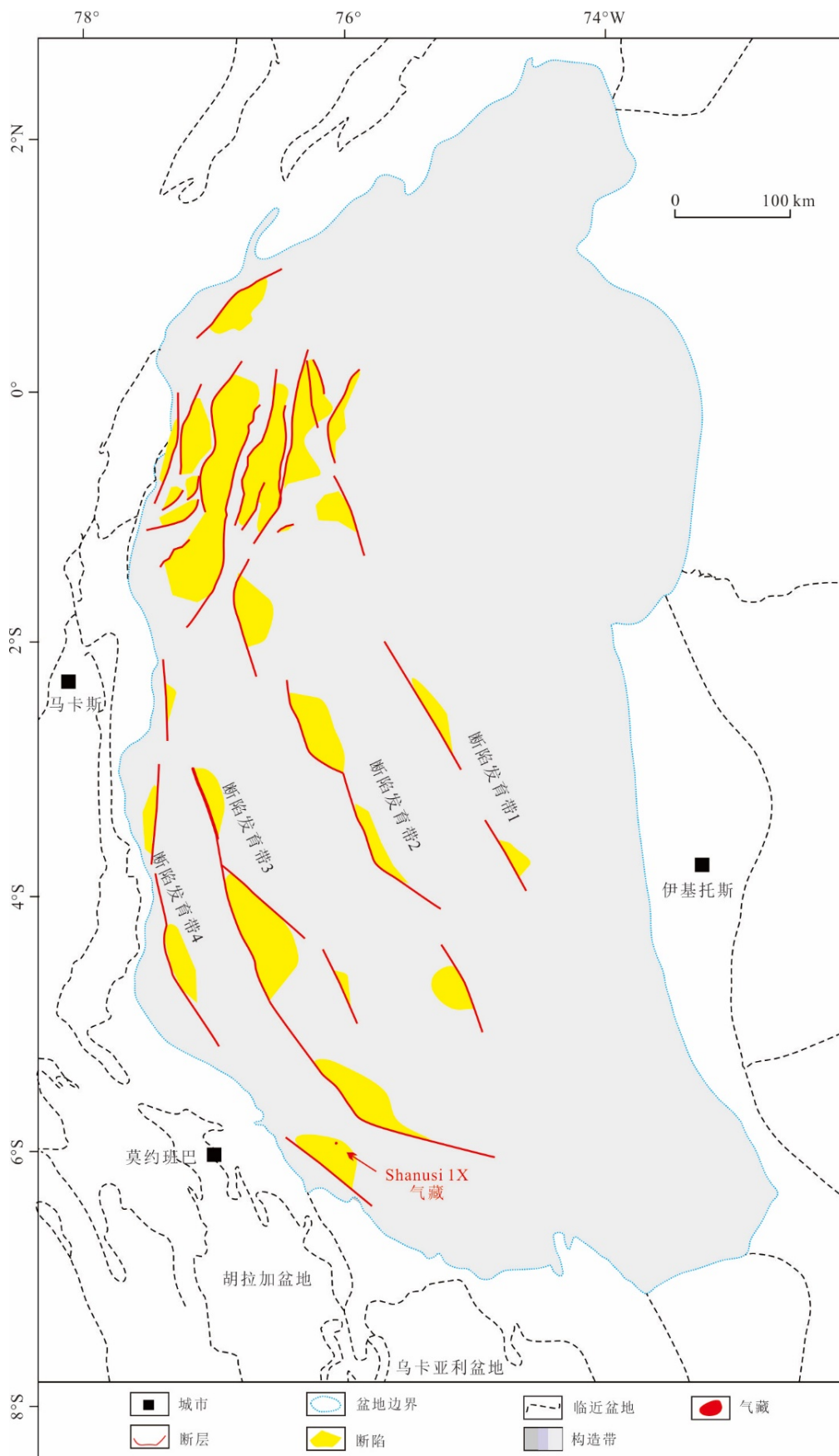


图 12 盆地侏罗系深层断陷分布与 Shanusi 1X 气藏位置

Fig.12 Distribution of deep fault depressions in the Jurassic and location of the Shanusi 1X gas reservoir in the basin

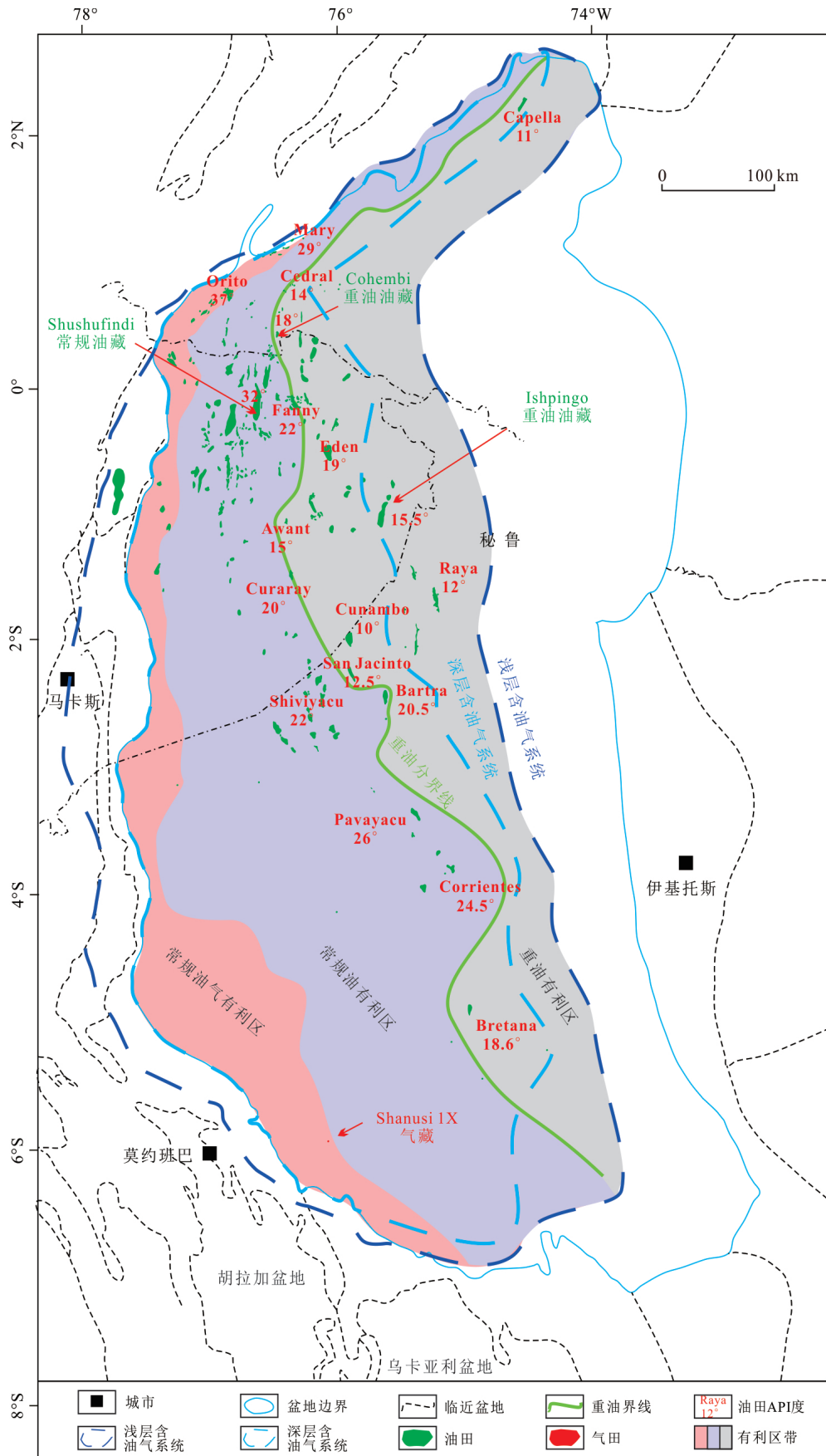


图 13 盆地含油气系统平面分布及有利区预测

Fig.13 Planar distribution of petroleum systems and favorable area prediction in the basin

浅层烃源岩与储层的条件优于深层,是盆地油气成藏的优势单元.浅层白垩系 Napo 组为优质-良好烃源岩,发育浅海陆架-深水陆棚相沉积,以 II 型干酪根为主且西部局部含 I 型,两期生烃为盆地贡献绝大部分油气;浅层储层以 Napo 组、Hollin 组石英砂岩为主,原生粒间孔发育,物性优异且成岩作用破坏小,全域连续分布.深层前白垩系 Santiago 组虽为深部生烃主力,但属海陆过渡相沉积、干酪根以 II-III 型为主,单期生烃,贡献较少;深层储层以碳酸盐岩和砂岩为主,受强压实与胶结作用影响整体为中-低孔渗,储集空间依赖次生溶蚀孔与裂缝且分布局限,储层有效性远不及浅层.

浅层为两期双向成藏,第一期(30 Ma 左右)低-中成熟油气侧向运移至中东部,第二期(10 Ma 以来)高成熟油气局限于西部,以浮力驱动为主、构造挤压辅助,生烃期与圈闭形成期匹配良好,储盖组合稳定;深层为单期(晚白垩世-古近纪)充注,中-高成熟油气以垂向运移为主,超压与构造挤压驱动,生烃期晚于圈闭形成期,储盖组合简单,输导依赖断层、裂缝-溶蚀孔网络,匹配性相对差.

浅层以常规油藏(如 Shushufindi 轻质油藏, API 32°)和次生改造型重油油藏(如 Bermejo、Cohembi 油田)为主,以液态油为主、含少量溶解气,规模大且商业价值高;深层以小型气藏(如 Shanusi 1X 干气藏)和中小型油藏(推测)为主,无规模化商业发现(图 12).

浅层系统全域广布,重点集中于西部逆冲带、中部前渊带和东部斜坡带,呈“西轻东重、北富南贫”格局:北部 Putumayo/Oriente 次盆已发现储量占浅层总储量的 68%,南部 Marañon 次盆占 32%.深层局限于盆地西部前渊带及深凹区,包括 Marañon 次盆南部、Oriente 次盆西部深层等,向东因地层剥蚀、变质作用逐渐尖灭,无有效聚集,中部前渊-斜坡带断陷发育区,深层生成的油气可通过断裂运移到白垩系浅层,形成深浅混源、近源立体成藏特征.

浅层油气富集受西部高生烃强度、储层连续性与物性、中部平缓构造及封闭性逆断层、Tena 组区域盖层完整性共同控制;深层成藏主控因素为 Santiago 组埋深与成熟度、溶蚀孔-裂缝发育程度、西部超压封盖作用,以及基底断裂活动性与裂缝连通性.

盆地深浅层含油气系统在时空与成因上具有显著耦合关系.空间上,“克拉通边缘-裂谷-前陆”叠合构造格局奠定了深浅层垂向叠置的地质基础,

多期活化的基底断裂-裂缝网络构成垂向输导桥梁,实现深层前白垩系与浅层白垩系输导体系的空间连通.时间上,深层晚白垩世-古近纪单期生排烃,与浅层晚渐新世-早中新世首期充注形成时序继承性,早安第斯期构造活动同步控制深层烃源岩热演化与浅层圈闭定型,成藏要素时空匹配良好.二者共同构成“双层供烃-垂向沟通-双层聚集”的立体成藏体系(图 10),原油地化指标也证实了深层烃源岩对浅层混源油藏的贡献(Higley, 2001).当前深层系统研究受钻井揭示程度低、实测数据匮乏制约,部分成藏要素与成藏模式仍存在不确定性.后续需依托深层探井、高精度地震与实验分析,验证并完善深层成藏认识.

5 勘探潜力与方向

浅层挖潜:根据收集到的地震资料解释,盆地浅层识别有利区带 5 个,有利圈闭 70 余个,总面积超 500 km²,采用容积法,参考油田历史生产平均采收率,预测油气可采资源量约 1.51×10⁸ t(常规油气 63%).根据 IHS 数据,全盆地待钻圈闭 310 个,面积为 8 183 km²,可采资源量为 7.23×10⁸ t(油 99.6%)(IHS, 2025).因浅层勘探程度相对较高,以滚动挖潜为主要勘探策略,重点为 Oriente 次盆南部、Marañon 次盆中部.主要勘探方向为中部前渊带-斜坡带,以 Napo 组和 Hollin 组低幅度构造岩性油藏为目标;其次为东部斜坡带,以 Napo 组砂岩构造岩性重油油藏为目标;再次为西部冲断带,以 Hollin 组砂岩断背斜油气藏为目标(图 13).

深层突破:主要针对侏罗系进行地震解释和目标评价,识别 4 个断陷发育区带 20 余个断陷,总面积超 17 500 km²(图 12).采用成因法,结合侏罗系储层物性(中低孔渗)及成藏效率(白琨琳和赵迎冬, 2021),参考南美相似盆地深层油气田采收率,预测侏罗系油气可采资源量为 5.5×10⁸~9.1×10⁸ t.有利区为 Oriente 次盆中部和 Marañon 次盆中南部,以缝洞型常规油气藏为目标.

6 结论

盆地经历“晚古生代克拉通边缘-中生代裂谷-新生代前陆”三大构造演化阶段,形成“西部冲断带-中部前渊带-东部斜坡带”横向分带与“纵向构造继承-跨期改造”的立体构造格局;沉积充填遵循“细

粒初始充填-粗细交替聚焦充填-粗粒全面充填”序列;构造-沉积耦合作用控制深浅层烃源岩“西厚东薄、西熟东低”的空间分布,以及储层“浅层广布优质、深层局限中-低孔渗”的品质差异;建立“岩性标志层-测井曲线”地层划分方案,为跨区域超级盆地构造-沉积演化研究提供统一框架。

盆地发育两套差异化含油气系统:①浅层(白垩系)为“成熟高效型”,受“两期充注、双向运移”机制主导,发育中、短距离常规油气及长距离重油三类成藏模式,贡献盆地绝大部分已发现油气储量;②深层(前白垩系)为“低勘探程度潜力型”,呈“单期充注、垂向输导为主”的成藏特征,发育三类成藏模式,勘探潜力尚未充分释放。

盆地勘探潜力大,待发现油气可采资源量超7亿吨。应坚持“浅层挖潜、深层突破”策略:浅层以中部前渊带-东部斜坡带低幅度构造岩性常规油藏及东部斜坡带重油油藏为挖潜领域;深层以 Oriente 次盆中部断陷、Maranon 次盆中南部断陷为重点突破方向。

受现有钻井揭示程度与地震资料精度限制,深层储层分布预测、成藏模式的规模化现场验证仍存在一定不确定性,盆地深层与非常规油气资源潜力系统评价是未来核心研究方向。

References

- Bai, K. L., Zhao, Y. D., 2021. Valuation Model of the Migration - Accumulation Coefficient in the Genetic Method for Assessment of Oil and Gas Resources. *Geology and Exploration*, 57(3): 656-666 (in Chinese with English abstract).
- Chalco, A., Valencia, K., 2008. Petroleum System of the Maranon Basin, Peru. In: EAEG, ed., Proceedings of VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas). European Association of Geoscientists & Engineers, Netherlands, 1-15. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.266.12>
- Chen, J., Chen, G., Zhou, X. F., et al., 2021. Controlling Factors of the Cretaceous Hydrocarbon Accumulation in the Oriente Superimposed Basin, Ecuador. *Acta Geologica Sichuan*, 41(4): 613-621 (in Chinese with English abstract).
- Chen, J., Zhang, K. X., Lin, P., et al., 2025. Geochemical Characteristics and Hydrocarbon Source Rocks Potential of Marlstone in the North of Oriente Basin. *Acta Geologica Sichuan*, 45(3): 402-410 (in Chinese with English abstract).
- Cheng, T., Tao, W. X., Li, D., et al., 2025. Depositional Differences and Main Controlling Factors of Lacustrine Carbonate Sediments in Lower Cretaceous of Santos Basin, Brazil. *Earth Science*, 50(12): 4635-4651 (in Chinese with English abstract).
- Dashwood, M. F., Abbotts, I. L., 1990. Aspects of the Petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador. *Geological Society, London, Special Publications*, 50(1): 89-117. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1990.050.01.06>
- Ding, F., Wang, G. F., Sun, J. F., et al., 2024. Observation of a Carbonate Build-up in Oriente Basin, South America, and the Early Stage Cordillera Uplift's Control on Main-M1 Reservoir Deposition. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 26(1): 5-16 (in Chinese with English abstract).
- Gaibor, J., Hochuli, J. P. A., Winkler, W., et al., 2008. Hydrocarbon Source Potential of the Santiago Formation, Oriente Basin, SE of Ecuador. *Journal of South American Earth Sciences*, 25(2): 145-156. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2007.07.002>
- Gonçalves, F. T. T., Mora, C. A., Córdoba, F., et al., 2002. Petroleum Generation and Migration in the Putumayo Basin, Colombia: Insights from an Organic Geochemistry and Basin Modeling Study in the Foothills. *Marine and Petroleum Geology*, 19(6): 711-725. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(02\)00034-X](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00034-X)
- Higley, K. D., 2001. The Putumayo-Oriente-Maranon Province of Colombia, Ecuador, and Peru—Mesozoic - Cenozoic and Paleozoic Petroleum Systems. *U.S. Geological Survey, Reston*, 63:1-40.
- IHS, 2019. Basin Monitor-Latin America. U.S. IHS Markit, Englewood, No. BMLA-2019-017.
- IHS, 2025. Edin-Latin America. U.S. IHS Markit, Englewood, No. ELA-2025-031.
- Li, F. Y., Ban, S. Y., Wang, G. F., et al., 2024. Sedimentary System Reconstruction and Implications for Hydrocarbon Exploration of the Cretaceous Napo Formation Main-M1 Submember in Oriente Basin, South America. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 26(1): 17-27 (in Chinese with English abstract).
- Lin, S. Y., Zhang, C. Q., Wan, X. P., et al., 2019. Glauconite Sandstone Low-Resistivity Oil Reservoir Identification in M Oilfield of Oriente Basin. *Well Testing*, 28(4): 38-44 (in Chinese with English abstract).
- Liu, C., Zhang, Q., Xie, Y. F., et al., 2014. Sequence Stratigraphic Framework and Development Model of the Cretaceous in Northeast Block, Oriente Basin, Ecuador.

- Acta Sedimentologica Sinica*, 32(6): 1123–1131 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H. Y., Chen, H. P., Zhang, K. X., et al., 2017. Sedimentary Evolution Characteristics of T Member in North Block, Oriente Basin, Ecuador. *China Offshore Oil and Gas*, 29(2): 53–62 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H. Y., Zhang, K. X., Guo, D. B., et al., 2018. Sedimentary Characteristics of the Upper Cretaceous M1 Sandstone in the DF Oilfield, Oriente Basin, Ecuador. *Journal of Northeast Petroleum University*, 42(6): 32–40 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y. M., Ma, Z. Z., Tian, Z. J., 2024. Petroleum Geology and Resource Potential of Conventional Oil and Gas in South America. *Science Technology and Engineering*, 24(6): 2307–2322 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y. M., Xie, Y. F., Ma, Z. Z., et al., 2014. Heavy Oil Accumulation Characteristics and Exploration Potential of Foreland Basins in Northern South America. *Earth Science Frontiers*, 21(3): 134–144 (in Chinese with English abstract).
- Luque, J., Bustos, J., Páez-Reyes, M., et al., 2025. The Early to Late Cretaceous (Albian-Cenomanian) Transition in Putumayo, Colombia: A Biostratigraphic and Carbon Isotope Stratigraphic Correlation for Northwestern South America. *Palaeoworld*, 34(1): 100869. <https://doi.org/10.1016/j.palwor.2024.05.011>
- Ma, Z. Z., Chen, H. P., Xie, Y. F., et al., 2017. Division and Resources Evaluation of Hydrocarbon Plays in Putomayo-Oriente-Maranon Basin, South America. *Petroleum Exploration and Development*, 44(2): 225–234 (in Chinese with English abstract).
- Navarro, W., Muro, L., 2007. Produced Water Reinjection in Mature Field With High Water Cut. In: SPE, ed., Proceedings of SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, Texas, 1–759. <https://doi.org/10.2118/108728-MS>
- Nova, G., Parra, M., Cardona, A., et al., 2025. Latest Cretaceous to Cenozoic Exhumation Patterns in the Northern Andes from the Sedimentary Provenance Record on the Broken Retro-Foreland Putumayo Basin. *Basin Research*, 37(3): e70041. <https://doi.org/10.1111/bre.70041>
- Ramirez, F. A., 2021. Cretaceous Napo U and Napo T Sandstone Channels Accommodation Space Created by Erosion and Tectonism, Exploration and Development Implications on Western Ecuadorian Oriente Basin. *Search and Discovery*, 11351. <https://doi.org/10.1306/11351Ramirez2020>
- Rossello, E. A., Mozetic, M. E., 2026. Petrophysical Implications from a Microtectonic Evaluation of Villeta Formation Cores in the Putumayo Basin (Colombia). *Journal of Petroleum Geology*, 49(1): 40–55. <https://doi.org/10.1111/jpg.70008>
- Sarmiento-Rojas, L. F., 2019. Cretaceous Stratigraphy and Paleo-Facies Maps of Northwestern South America. In: Cediel, F., Shaw, R. P., eds., et al., Geology and Tectonics of Northwestern South America: The Pacific-Caribbean-Andean Junction. Springer International Publishing, Cham., 673–747. https://doi.org/10.1007/978-3-319-76132-9_10
- Spacapan, J., Brisson, I., Comerio, M., et al., 2023. Petroleum System Modeling in Complex Tectonic Setting; A Study Case of the Huallaga-Marañon Retroforeland Basin System, Peru. *Marine and Petroleum Geology*, 154: 106326. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106326>
- Sofer, Z., Zumberge, J. E., Lay, V., 1986. Stable Carbon Isotopes and Biomarkers as Tools in Understanding Genetic Relationship, Maturation, Biodegradation, and Migration of Crude Oils in the Northern Peruvian Oriente (Maranon) Basin. *Organic Geochemistry*, 10(1/2/3): 377–389. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90037-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90037-9)
- Tassinari, C. C., Macambira, J. B. V., 2004. The Precambrian to Paleozoic Crustal Growth of South America: From Collisional to Accretionary Tectonics. *Journal of South American Earth Sciences*, 17(3–4): 229–252. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2021.103621>
- Valasek, D., Aleman, A. M., Marksteiner, R., et al., 1997. Cretaceous Sequence Stratigraphy of the MOP Basins, Northeastern Peru, Eastern Ecuador and Southeastern Colombia: Application to Reservoir Prediction. *Journal of South American Earth Sciences*, 6(4): 337–349. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.117.025eng>
- Wang, Q., Zhang, Y. H., Zhao, X. J., et al., 2006. Petroleum Geological Characteristics and Exploration Potential Analysis of Marañon Basin, Peru. *Petroleum Exploration and Development*, 33(5): 643–647 (in Chinese with English abstract).
- Wen, Z. X., Tong, X. G., Zhang, G. Y., et al., 2014. The Transformation and Stacking Process of Prototype Basin in Five Global Plate Tectonic Evolution Stages. *Earth Science Frontiers*, 21(3): 26–37 (in Chinese with English abstract).

- English abstract).
- Xie, Y. F., Ji, H. C., Su, Y. D., et al., 2010. Petroleum Geology and Exploration Potential of Oriente-Maranon Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37(1): 51–56 (in Chinese with English abstract).
- Yang, X. F., Xie, Y. F., Zhang, Z. W., et al., 2016. Hydrocarbon Accumulation and Enrichment of Glauconitic Sandstones in North Oriente Basin, South America. *Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica)*, 51(1): 189–203 (in Chinese with English abstract).
- Yu, Y. X., Yin, W., Xie, Y. F., et al., 2017. Physical Modeling on Structural Deformation in the Eastern Slope of the Oriente Basin, Southern America. *Geological Journal of China Universities*, 23(4): 670–676 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, S. C., Sun, P. K., Zhang, C. Q., et al., 2025. Research on the Sedimentary Architecture Characterization and Genetic Mechanisms of Tide-Dominated Estuaries: Case Studies of M1 Sandstone in Oriente Basin and Berreraig Sandstone in Hebrides Basin. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 27(6): 1368–1399 (in Chinese with English abstract).
- ### 中文参考文献
- 白琨琳, 赵迎冬, 2021. 油气资源评价中成因法分析与运聚系数取值模型研究. *地质与勘探*, 57(3): 656–666.
- 陈杰, 陈果, 周绪峰, 等, 2021. 厄瓜多尔奥连特叠合盆地白垩系油气成藏特征与主控因素分析. *四川地质学报*, 41(4): 613–621.
- 陈杰, 张克鑫, 林平, 等, 2025. 厄瓜多尔奥连特盆地北部泥灰岩烃源岩地球化学特征及潜力评价. *四川地质学报*, 45(3): 402–410.
- 程涛, 陶维祥, 李丹, 等, 2025. 巴西桑托斯盆地地下白垩统湖相碳酸盐岩沉积差异及其主控因素. *地球科学*, 50(12): 4635–4651.
- 丁峰, 王光付, 孙建芳, 等, 2024. 南美奥连特盆地坎潘阶碳酸盐岩建隆的识别及科迪勒拉运动早期抬升对 Main-M1 储集层沉积的控制作用. *古地理学报*, 26(1): 5–16.
- 李发有, 班舒悦, 王光付, 等, 2024. 南美奥连特盆地白垩系 Napo 组 Main-M1 亚段沉积体系重建及油气勘探意义. *古地理学报*, 26(1): 17–27.
- 林士尧, 张超前, 万学鹏, 等, 2019. 奥连特盆地 M 油田海绿石砂岩低阻油层识别方法. *油气井测试*, 28(4): 38–44.
- 刘畅, 张琴, 谢寅符, 等, 2014. 厄瓜多尔 Oriente 盆地东北部区块白垩系层序地层格架及发育模式. *沉积学报*, 32(6): 1123–1131.
- 刘慧盈, 陈和平, 张克鑫, 等, 2017. 厄瓜多尔 Oriente 盆地北部区块 T 段地层沉积演化特征. *中国海上油气*, 29(2): 53–62.
- 刘慧盈, 张克鑫, 国殿斌, 等, 2018. 厄瓜多尔 Oriente 盆地 DF 油田白垩系 M1 层沉积特征. *东北石油大学学报*, 42(6): 32–40.
- 刘亚明, 马中振, 田作基, 2024. 南美地区油气地质特征及常规油气资源潜力. *科学技术与工程*, 24(6): 2307–2322.
- 刘亚明, 谢寅符, 马中振, 等, 2014. 南美北部前陆盆地重油成藏特征及勘探前景. *地学前缘*, 21(3): 134–144.
- 马中振, 陈和平, 谢寅符, 等, 2017. 南美 Putomayo-Oriente-Maranon 盆地成藏组合划分与资源潜力评价. *石油勘探与开发*, 44(2): 225–234.
- 王青, 张映红, 赵新军, 等, 2006. 秘鲁 Maranon 盆地油气地质特征及勘探潜力分析. *石油勘探与开发*, 33(5): 643–647.
- 温志新, 童晓光, 张光亚, 等, 2014. 全球板块构造演化过程中五大成盆期原型盆地的形成、改造及叠加过程. *地学前缘*, 21(3): 26–37.
- 谢寅符, 季汉成, 苏永地, 等, 2010. Oriente-Maranon 盆地石油地质特征及勘探潜力. *石油勘探与开发*, 37(1): 51–56.
- 阳孝法, 谢寅符, 张志伟, 等, 2016. 南美 Oriente 盆地北部海绿石砂岩油藏特征及成藏规律. *地质科学*, 51(1): 189–203.
- 余一欣, 尹伟, 谢寅符, 等, 2017. 南美奥连特盆地东部斜坡带构造变形物理模拟. *高校地质学报*, 23(4): 670–676.
- 朱思成, 孙盼科, 张超前, 等, 2025. 潮控河口湾沉积构型表征及成因机制研究: 以 Oriente 盆地 M1 砂岩段和 Hebrides 盆地 Berreraig 砂岩段为例. *古地理学报*, 27(6): 1368–1399.