https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.148

中东阿曼超级盆地形成背景、油气有序分布及主控因素

秦雁群，肖高杰，陈忠民*，肖坤叶，陈亚京，袁圣强，姜　虹

中国石油勘探开发研究院，北京　100083

摘　要：基于阿曼盆地油气勘探实践成果和商业油气田数据库，以含油气系统和成藏组合为单元，对其超级盆地的形成背景和油气分布规律开展分析．研究表明，阿曼盆地自前寒武纪以来经历了多旋回构造运动，但以克拉通边缘和被动陆缘为主要发育特征；总体以浅海边缘沉积为主，持续的海侵-海退形成了优势的碳酸盐岩＋膏盐/页岩岩相组合；各成藏要素高效配置，形成了5套含油气系统，垂向上叠置但互不干扰．盆地内油气分布呈现规律有序性：平面上环盐盆和隆起带分布，北部富油气、南部富油；纵向上围绕3套主力成藏组合分布，下部富油气、上部富油；富含常规油气、页岩油气和氦气，具有多层系、多类型资源立体成藏特征．分析认为阿曼盆地油气成藏与富集的主控因素有：3大主力烃源灶是油气富集和有序分布的物质基础；盐盆内厚层盐岩和区域稳定发育的页岩控制了油气纵向有序富集；多期次断裂系统和区域不整合面为烃类/非烃类立体输导和有利圈闭形成提供重要支撑．

关键词：超级盆地；阿曼盆地；有序分布；盐盆；膏盐；主控因素；石油地质学．

中图分类号：P618.13　　**文章编号：**1000－2383(2026)07－2854－15　　**收稿日期：**2025－11－19

Formation Background, Orderly Distribution of Hydrocarbon, and Controlling Factors of Oman Super Basin in the Middle East

Qin Yanqun, Xiao Gaojie, Chen Zhongmin*, Xiao Kunye, Chen Yajing, Yuan Shengqiang, Jiang Hong

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

Abstract: Based on the results of oil and gas exploration practices and the commercial oil and gas field database in the Oman Basin, this study analyzes the formation background and hydrocarbon distribution patterns in the super basin using petroleum systems and plays as units. Research indicates that the Oman Basin has undergone multi-cycle tectonic movements since the Precambrian, but is primarily characterized by the development of a cratonic margin and a passive continental margin. The deposition was predominantly in shallow marine marginal environments, where continuous transgressive-regressive cycles formed dominant lithofacies associations of carbonate rocks＋evaporite/mudstone. The efficient configuration of various petroleum system elements has resulted in five petroleum systems that are vertically stacked but do not interfere with each other. The distribution of

基金项目：国家科技重大专项(No. 2025ZD1403902)；中国石油天然气股份有限公司科技专项(Nos.2023ZZ0702，2023ZZ0703)；中国石油天然气集团有限公司科技项目(No. 2026ZYGJCS005).

作者简介：秦雁群(1982－)，男，高级工程师，主要从事海外油气勘探与技术支持工作．ORCID：0000-0002-0076-7215. E-mail：yqqin@petrochina.com.cn

***通讯作者：**陈忠民，E-mail：czm681006@petrochina.com.cn

引用格式：秦雁群，肖高杰，陈忠民，肖坤叶，陈亚京，袁圣强，姜虹，2026.中东阿曼超级盆地形成背景、油气有序分布及主控因素．地球科学，51(7)：2854－2868.

Citation: Qin Yanqun, Xiao Gaojie, Chen Zhongmin, Xiao Kunye, Chen Yajing, Yuan Shengqiang, Jiang Hong, 2026. Formation Background, Orderly Distribution of Hydrocarbon, and Controlling Factors of Oman Super Basin in the Middle East. *Earth Science*, 51(7): 2854－2868.

oil and gas in the basin exhibits a regular and orderly pattern: spatially, it is distributed around salt basins and uplift zones, with the north being rich in both oil and gas, and the south being rich in oil; vertically, it is distributed around three major plays, with the lower sections rich in both oil and gas, and the upper sections rich in oil. The basin is rich in conventional oil and gas, shale oil and gas and helium, characterized by a three-dimensional accumulation of multi-layer and multi-type resources. The analysis concludes that the main controlling factors for hydrocarbon enrichment in the Oman Basin are: three major source kitchens serve as the material basis for hydrocarbon enrichment and orderly distribution; thick salt rocks within the salt basins and regionally stable mudstones control the vertical orderly enrichment of hydrocarbons; multi-phase fault systems and regional unconformities provide critical support for the three-dimensional migration of hydrocarbons/non-hydrocarbons and the formation of favorable traps.

Key words: super basin; Oman Basin; orderly distribution; salt basin; evaporite; controlling factor; petroleum geology.

0　引言

“超级盆地(Super Basin)”的概念源自标普全球策略报告(Smith *et al.*, 2016)，定义为至少已产出油气 6.85×10^8 t 油当量且剩余油气可采资源超过 6.85×10^8 t 油当量的盆地，同时指出该类盆地一般含有多套叠置的成藏组合、超过一套的烃源岩或油气系统、富含致密等非常规资源、具有良好的市场前景等条件，并基于 IHS 数据和软件评价出全球 25 个一级和 24 个二级超级盆地(满足资源规模条件之一)(Smith *et al.*, 2016). 美国石油地质学家协会(AAPG)2019 年启动“Super Basins Initiative”计划，并同时推出专刊介绍超级盆地概念、油气勘探实践与典型盆地案例分析等(Fryklund and Strark, 2020; Snedden *et al.*, 2020; Sternbach and Bartolini, 2020; Veiga *et al.*, 2020)，旨在通过对全球典型的超级盆地的成果研究，探究油气地质特征与勘探实践相结合的一种新范式，强调对具有高产潜力的巨型含油气系统的再评估与整体性开发，实现油气勘探思维从“寻找新盆地”向“在已知高产盆地内寻找新机遇”的转变(Khafizov *et al.*, 2022; Sternbach and Merrill, 2023).

国内学者积极响应超级盆地的勘探理念，结合中国含油气盆地的具体地质特征，开展了富有成效的探索，普遍认为四川、鄂尔多斯、渤海湾和塔里木等大型含油气盆地具备超级盆地的诸多属性，并论证了其作为中国版超级盆地的可能性和新潜力领域(Dai *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2022)，并拓展提出“能源超级盆地”等新概念(Jia *et al.*, 2024; Zou *et al.*, 2024). 可以预见，未来在全油气系统、常规-非常规立体勘探、油-气-风-光-储-碳全能源系统等地球资源勘探理念和思维的指导下，环地球圈层资源规模必将取得一个又一个的新突破(庞雄奇等, 2022; Jia *et al.*, 2024; Zou *et al.*, 2024).

中东阿曼盆地作为全球 25 个超级盆地之一，2024 年原油和凝析油产量 0.50×10^8 t，天然气产量 565×10^8 m^3，合计油气年产量约 0.91×10^8 t 油当量(S & P Global, 2025). 截至 2025 年 8 月，盆地剩余可采储量中原油和凝析油为 12.96×10^8 t，天然气为 $18\ 512\times10^8$ m^3，合计约 26.24×10^8 t 油当量(S & P Global, 2025). 如此丰富的油气资源，必然有其独特的地质背景和油气富集规律，国内外相关学者近年来在盆地的构造沉积特征(Allen, 2007; Blades *et al.*, 2020; 罗贝维等, 2022; Moss *et al.*, 2025)、下古生界成藏组合(李浩武等, 2014)、前寒武-寒武系沉积环境与油气成藏(丁寒生和闫丽萍, 2013; Grotzinger and Rawahi, 2014; 陈杰等, 2022; Gómez-Pérez *et al.*, 2024)、碳酸盐岩成藏特征(Ai-Siyab, 2005; 陈杰等, 2021)、油气系统(Terken and Frewin, 2000; Terken *et al.*, 2001; Grosjean *et al.*, 2009)等领域已有较深入的研究，但尚未见把其作为一个整体的超级盆地进行系统的地质与油气成藏规律分析. 本文以标普全球 EDIN 油气田商业数据库资料为基础，以阿曼盆地为研究对象，运用成藏组合和含油气系统分析方法，结合近年来阿曼盆地油气勘探成果和公开文献报道，梳理分析该超级盆地的形成背景与油气分布规律及主控因素，以期为国内超级盆地的系统研究和全油气系统理论的认识深化以及海外新项目评价与优选提供可借鉴的指导建议.

1　地质概况

阿曼盆地主体位于阿曼境内，往南延伸至也门、往北延伸至阿联酋和伊朗. 区域构造上位于阿拉伯板块东南缘，盆地平面呈新月形展布，总沉积面积约 23×10^4 km^2(图 1a). 盆地北部为阿曼山前陆冲断带，西部与鲁卜哈利盆地接壤，东南部为阿

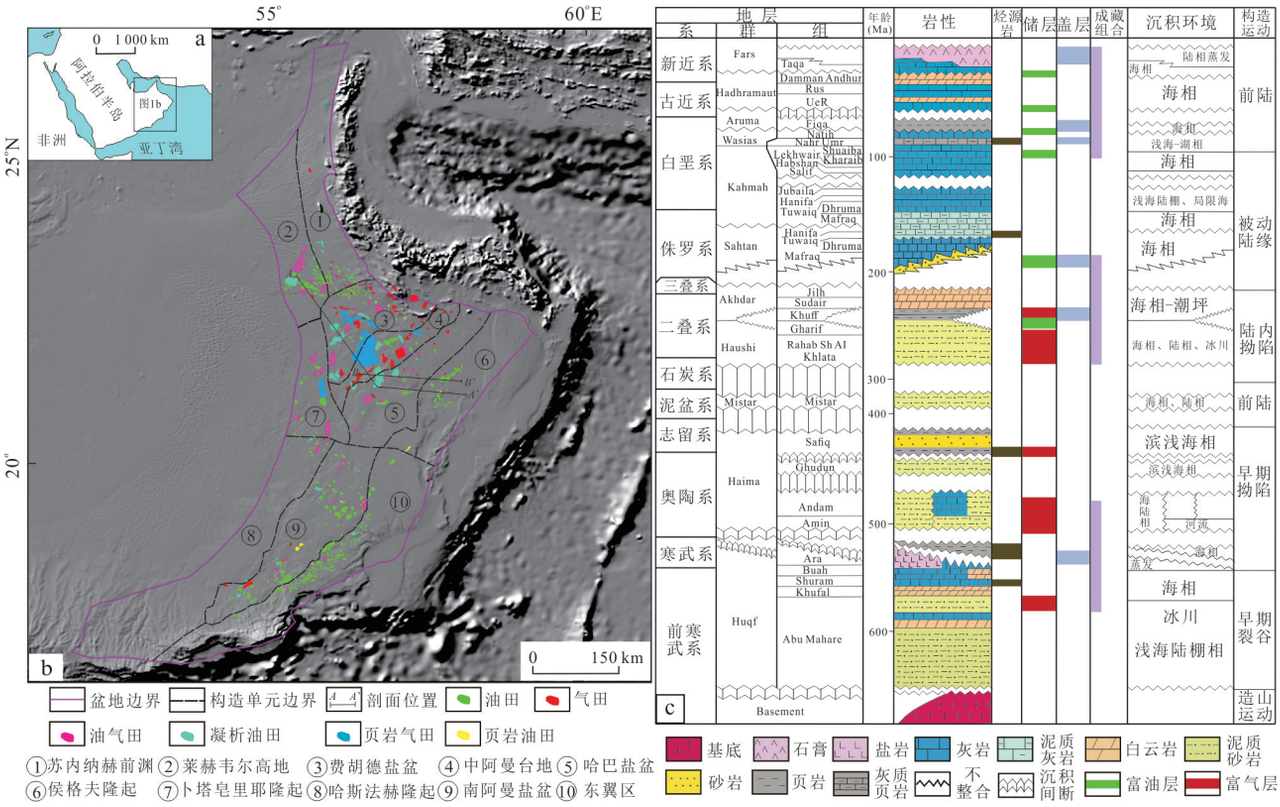

图 1　阿曼盆地位置、油气发现与综合柱状图

Fig.1　Location, hydrocarbon discoveries, and comprehensive stratigraphic column of the Oman Basin

油气田数据据 S & P Global,2025; 综合柱状图改自 Loosveld *et al.*, 1996

拉伯海. 盆地自前寒武纪以来经历了前寒武-早寒武世早期裂谷、中寒武世-奥陶纪早期拗陷、泥盆纪-早石炭世前陆、晚石炭世-二叠纪陆内拗陷、三叠纪-早白垩世被动陆缘和晚白垩世-新生代前陆盆地等多个阶段演化,属于典型的多阶段原型盆地叠加的叠合型盆地(Loosveld *et al.*, 1996). 平面上形成了三大盐盆和多个隆起的构造格局,包括费胡德盐盆、哈巴盐盆和南阿曼盐盆以及苏内纳赫前渊、莱赫韦尔高地、中阿曼台地、侯格夫隆起、卜塔皂里耶隆起、哈斯法赫隆起和东翼区等构造单元(图 1b). 纵向上自下而上充填了前寒武系和古生界的滨浅海相碎屑岩为主、中生界-新生界下部的海相碳酸盐岩为主和新生界上部的陆相碎屑岩为主的地层沉积序列(图 1c).

自 20 世纪 20 年代开始,阿曼盆地经历了上百年油气勘探历程,共发现油气田 547 个,钻探井/评价井 1 000 余口,开发井 2 200 余口. 2011 年以来,开始勘探页岩油气,目前已完成水平井+多段压裂试验井 18 口,单井初产最高约 250 t 油当量/日,证实盆地具有巨大的页岩油气潜力(S & P Global, 2025). 2021 年以来,完成 3 口超深水钻井(水深 1 800 m左右),并在陆上深层页岩获商业发现(平均井深突破 4 000 m),标志着盆地油气勘探迈入深水、深层新领域. 另外,据标普全球预测,盆地伴生氦气资源量达 18×10^8 m^3,为全球第四大富氦区(S & P Global, 2025). 多层系、多类型、多资源叠加奠定了阿曼盆地成为典型的超级盆地格局(Fryklund and Strark, 2020).

2　阿曼超级盆地形成背景

2.1　经历了多旋回构造运动,以克拉通边缘与被动陆缘为主要发育特征

阿曼盆地的前身为阿拉伯板块东南缘的前寒武-早寒武世裂谷系. 泛非造山运动(约 600 Ma)使东阿拉伯地盾拼贴固化后,区域应力场由挤压转为伸展,在 Najd 走滑及中伊朗陆块南缘走滑构造联合作用下,沿阿曼山-赫尔曼德古陆块南缘诱发一系列北西向张性断裂,形成多个北东向地堑-半地堑. 下寒武统 Ara 群厚层蒸发岩与局部火山岩充填其中,既为后期盐构造提供滑脱层,也标志着克拉通边缘初始破裂. 奠定了盆地刚性基底之上发育薄皮

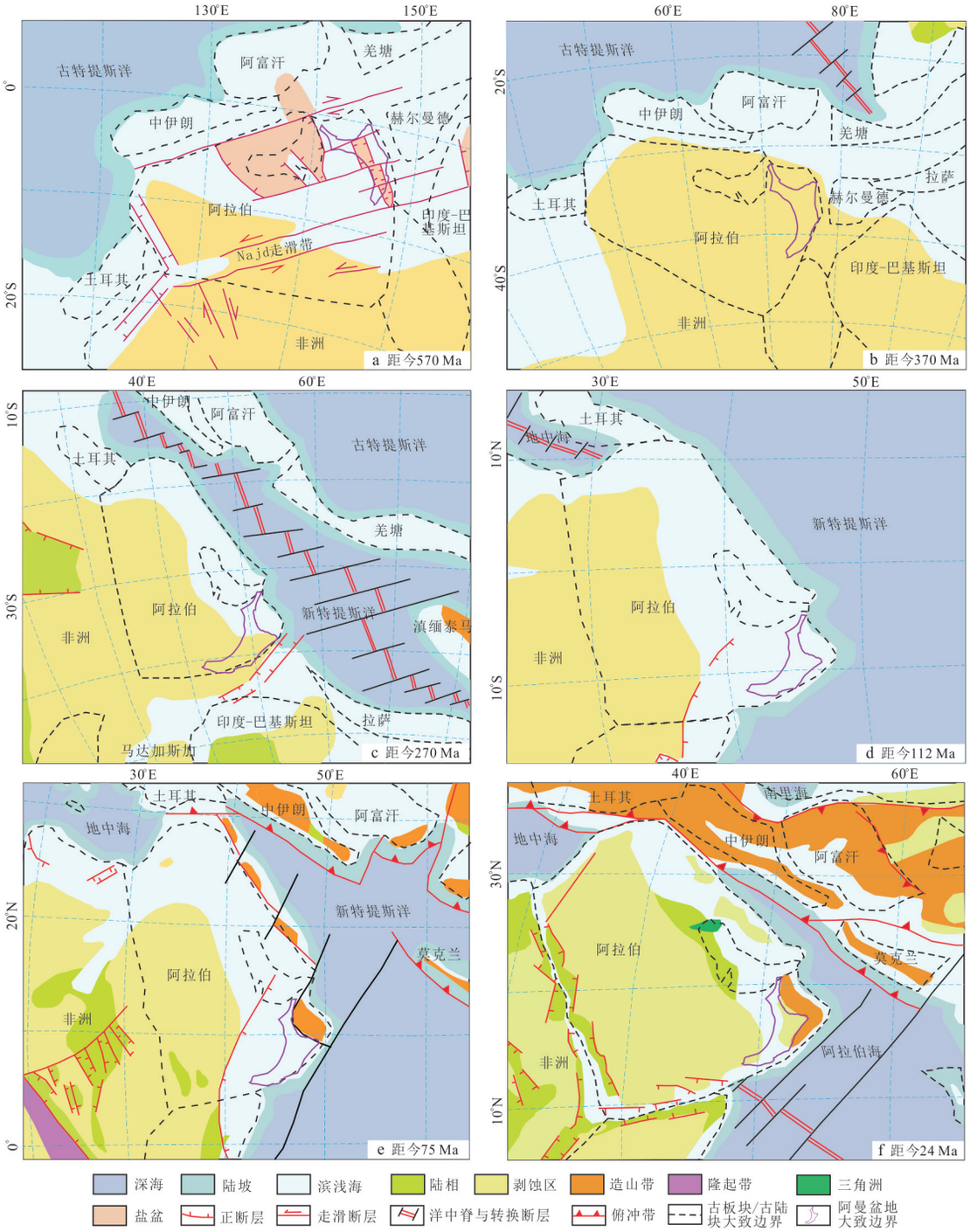

图 2　阿曼盆地区域构造和沉积演化

Fig.2　Regional tectonics and sedimentary evolution of the Oman Basin

据 Ai-Husseini, 1997; Gómez-Pérez *et al.*, 2024; Moss *et al.*, 2025

伸展构造的克拉通边缘底部属性特征（Loosveld *et al.*, 1996；Geetr *et al.*, 2001）（图 1c、图 2a）.

奥陶-志留纪，随着冈瓦纳大陆聚合，阿拉伯板块北东边缘处于克拉通内部弱伸展环境，阿曼盆地演化为准内陆拗陷．该阶段盆地内以台地碳酸盐岩与陆棚碎屑岩沉积为主，厚度稳定、沉降速率低，反映克拉通边缘远离俯冲带、构造宁静的被动持续接受沉积特征．石炭纪海西运动使阿拉伯板块北缘发生微弱挤压，阿曼地区整体抬升剥蚀，但并未形成大规模褶皱，仅在盆地北部出现低角度不整合．盆地在二叠纪-早三叠世与奥陶-志留纪构造沉积相似，继续继承内陆拗陷地质演化特

征(Rousseau *et al.*, 2006; Gómez-Pérez *et al.*, 2024;肖坤叶等,2025)(图1c、图2b).

晚三叠世-早白垩世,随着阿拉伯板块北部新特提斯洋的逐步打开,阿曼盆地进入典型的被动大陆边缘阶段.侏罗系-下白垩统Shuaiba、Natih组厚达3~4 km的碳酸盐台地-斜坡体系向特提斯洋快速进积,形成明显的楔形沉积体系.同期,盆地内部断裂活动微弱,沉降以热-弹性挠曲为主,构造样式以宽缓台地穹窿和差异沉降为主,缺乏同沉积挤压构造,显示了盆地在该时期处于被动陆缘热沉降与沉积负载叠加的构造-沉积耦合特征(Loosveld *et al.*, 1996;陈杰等,2022)(图1c,图2c、2d).

晚白垩世至今,随着新特提斯洋向北俯冲及阿曼山蛇绿岩仰冲(距今95~70 Ma),阿曼盆地由被动边缘转换为前陆盆地.阿曼山载荷使岩石圈发生弹性挠曲,形成前渊深拗,Aruma群深海复理石快速堆积,总厚度达4 km.新生代时期受扎格罗斯碰撞远程效应影响,盆地北部出现莱克维尔等反转背斜,但挤压变形主要局限在阿曼山前30~40 km带内,盆地内部仍处于宽缓单斜格局.这种山前薄皮冲断构造与盆地内部相对稳定的空间分异,再次印证了阿曼盆地自早期形成以来,以克拉通边缘及被动陆缘为主要发育特征的构造背景,其多旋回运动虽样式多变,却始终缺乏主动陆缘的强烈火山-岩浆活动与大规模俯冲杂岩(Loosveld *et al.*, 1996;罗贝维等,2022;Moss *et al.*, 2025).现今阿曼盆地是多期构造运动叠加结果,总体呈新月形展布,盆地东北部为阿曼山弧形造山带,往西南方向呈现相对完整的前陆盆地结构,平面上呈"四隆三盐盆"和NE-SW向构造分带的构造格架.(图1c,图2e、2f).

2.2 以浅海边缘沉积为主,持续的海侵-海退形成了优势碳酸盐岩+膏盐/页岩岩相组合

阿曼盆地自前寒武纪以来虽然经历了6次较为明显的构造演化阶段,但浅海边缘沉积始终是其主要的沉积背景(图1c、图2):①早中寒武世-奥陶纪时期,盆地在经历初始裂谷后发生热沉降作用,早期地堑被海水淹没,形成受同沉积断裂控制的狭窄海湾,海水深度普遍小于30 m,发育Ara群盐岩与含膏盐白云岩互层沉积;②侏罗纪时期,被动陆缘开始形成,特提斯洋扩张导致盆地整体下沉,但断裂活动微弱,地形坡度缓,发育大规模的浅水碳酸盐岩台地-泻湖沉积体系;③早白垩世时期,随着全球海平面逐渐上升,盆地东部边缘处于稳定的被动陆缘,盆地区主体仍以浅水环境下的灰岩、泥质灰岩沉积为主;④晚白垩世-古近纪时期,阿曼山仰冲导致盆地南倾,前渊带为浅海-斜坡环境,Aruma群Fiqa组深海相页岩往上至Hadhramaut群主要为浅海灰岩与白云岩互层沉积(Rousseau *et al.*, 2006; Gómez-Pérez *et al.*, 2024).

从盆地纵向地层叠置样式和沉积充填特征来看,盆地区经历了多期次海侵-海退旋回,形成了优势的碳酸盐岩+膏盐/页岩岩相组合类型(Geert *et al.*, 2001;Gómez-Pérez *et al.*, 2024).前寒武系-下寒武统是盆地最主要的油气富集层系,盐盆内多沉积了海相碎屑岩富含钙质、硅质、白云质等,侯格夫隆起带一线多为白云岩和灰岩等,顶部Ara组厚层盐岩发育稳定,在盐盆内局部可达1 000 m以上,属于优质的油气盖层(图3).奥陶-志留系以滨浅海砂岩、泥质砂岩夹灰岩沉积为主,志留系顶底均是稳定的滨浅海泥页岩,是盆地重要的烃源岩.二叠-侏罗系以浅海-潮汐-泻湖沉积为主要特征,Khuff组厚层的生物碎屑页岩形成于海侵环境,Akhdar群厚层的白云岩属于海退期台地顶部暴露期间形成.侏罗系往陆方向形成明显的楔形不整合面,残留地层主要为白云质的泥质砂岩,往上则为灰岩和泥质灰岩.白垩系下部为浅海陆棚环境下的灰岩,往上为被动陆缘海相环境灰岩.中部Nahr Umr为稳定发育的海相灰质页岩,顶部为稳定发育的Fiqa组深海相页岩.总体形成了侏罗系-白垩系明显的碳酸盐岩+页岩岩相组合.晚白垩世以来,随着阿曼山隆起,盆地逐渐往南倾,盆地主体区仍处于浅海环境,至晚中新世,阿曼盆地隆升,以陆相蒸发环境为主.该套地层的下部为白云岩和灰岩互层沉积,至顶部被厚层的硬石膏所封盖,这是盆地第二套碳酸盐岩+厚层的膏盐岩相组合(图1c、图2).

2.3 各成藏要素高效匹配,形成5套含油气系统,垂向叠置而互不干扰

阿曼盆地共发育5套有效烃源岩、6套富油储层和5套富气储层及2套膏盐盖层和3套泥页岩盖层,自下而上形成了5套跨时代、跨岩相的复杂含油气系统(Terken and Frewin, 2000;陈杰等,2022;Gómez-Pérez *et al.*, 2024)(图1c、图4):①前寒武系-下寒武统Huqf-Andam/Haushi含油气系统.烃源岩为Huqf群富含有机质的沥青质白云岩和钙质页岩,储层包括Huqf群Buah组白云岩、Ara组碳酸盐岩和奥陶系Andam组及石炭-二叠系Haushi群泥质

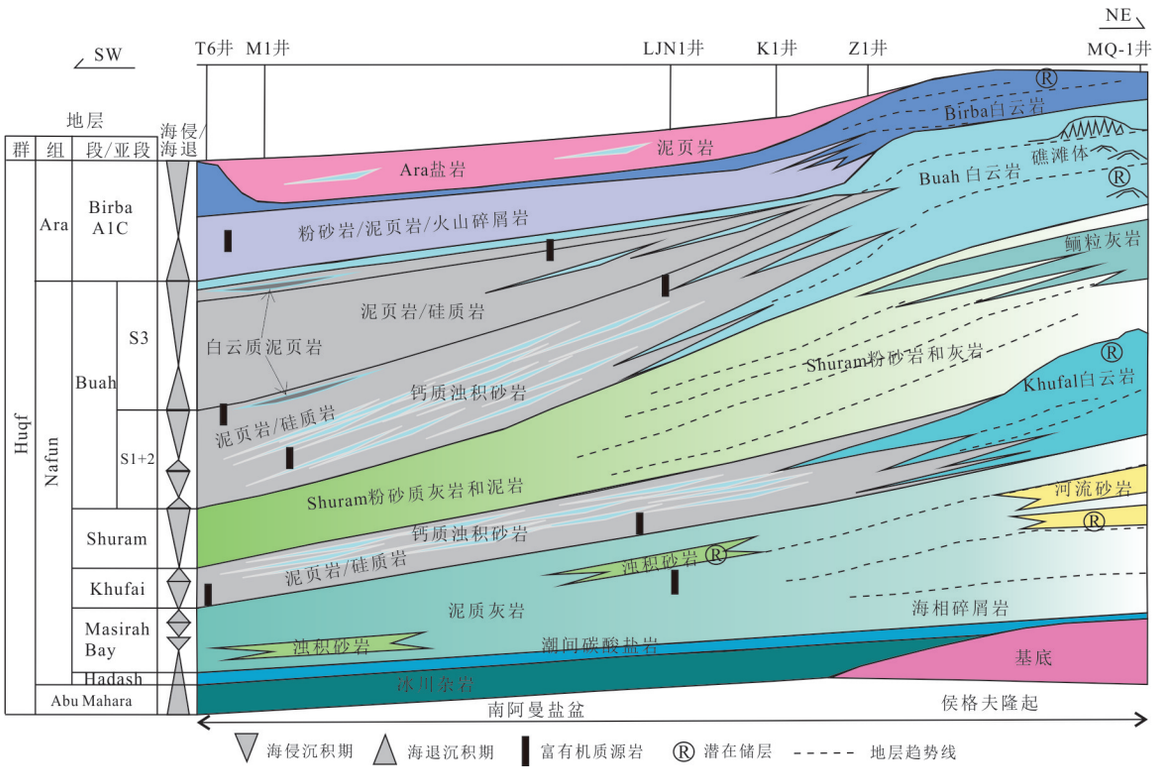

图 3　阿曼盆地南部前寒武系-下寒武统海侵-海退旋回与地层沉积(改自 Gómez-Pérez *et al.*, 2024)

Fig.3　Transgressive-regressive cycles and stratigraphic deposition of the Precambrian-Lower Cambrian in the southern Oman Basin

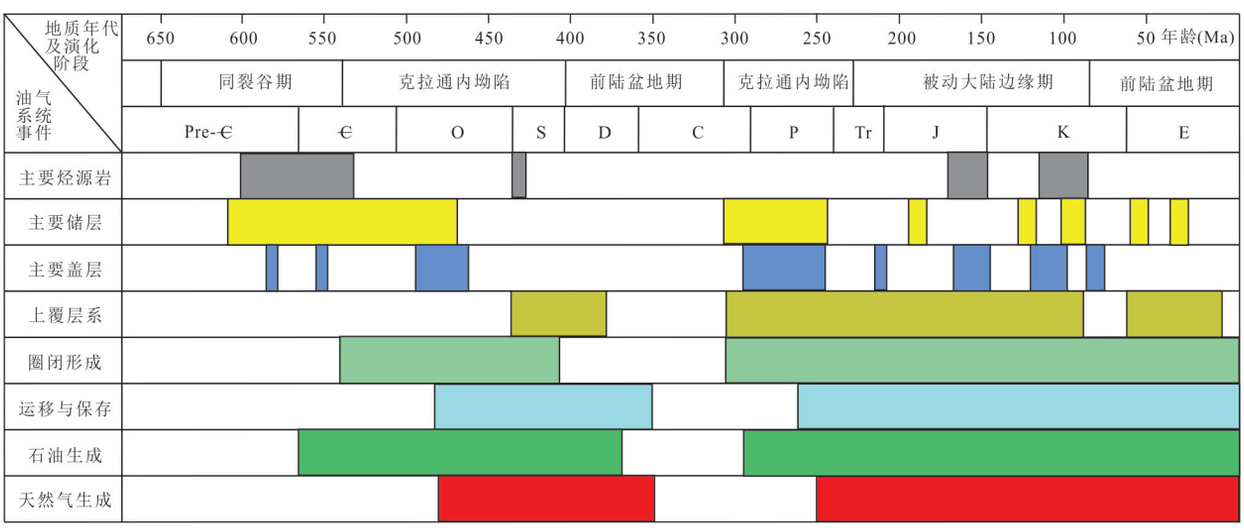

图 4　阿曼盆地含油气系统事件

Fig.4　Event chart of the petroleum systems in the Oman Basin

砂岩. 源岩于寒武纪开始生油,二叠纪末开始生气,分布范围广,在盆地北部和西部以产气为主,在南部和东部以产油为主. ②寒武系 Ara-Gharif/Shuaiba 含油气系统. 烃源岩为 Ara 组碳酸盐岩,储层为下二叠统 Gharif 组泥质砂岩和下白垩统 Shuaiba 组灰岩. 盖层为二叠系 Khuff 组致密海相页岩和白垩系 Nahr Umr 海相灰质页岩. 源岩于寒武纪开始生油,于二叠-三叠纪达到生油高峰,主要分布于南阿曼和哈巴盐盆. ③志留系 Safiq-Akhdar 含油气系统. 烃源岩是 Safiq 组海相页岩. 储层为 Haushi 组河流-三角洲泥质砂岩. 盖层为 Akhdar 群内海相泥页岩. 源岩于晚白垩世-古近纪开始生油,主要分布于

盆地的西部地区.④侏罗系Tuwaiq-Kahmah含油气系统.烃源岩为侏罗系Tuwaiq组富含有机质泥灰岩(主要位于邻区鲁卜哈利盆地),储层为白垩系Kahmah群灰岩,盖层为Kahmah群灰岩和Nahr Umr海相灰质页岩.源岩于早白垩世进入生油窗,主要分布于胡费德盐盆和南阿曼盐盆西部边缘.⑤白垩系Natih-Natih含油气系统.烃源岩为Natih组B段和E段的沥青质页岩和富有机质灰岩.储层为费胡德盐盆Natih组生物碎屑灰岩.盖层为上白垩统-古近系Fiqa组海相页岩和新近系Fars群上部硬石膏层.源岩在古新世进入生油窗,中新世达生油高峰,深部生烃灶已开始生气,主要分布于阿曼山前前渊一带.

阿曼盆地5套含油气系统虽呈叠置发育,但互不干扰(Gómez-Pérez *et al.*, 2024).从形成背景来看,Huqf-Andam/Haushi油气系统诞生于裂谷-拗陷阶段,纵向上处于盐下深部环境.Ara-Gharif/Shuaiba系统形成于Ara组盐盆内局限泻湖环境,主要发育于盐间-盐上.Safiq-Akhdar油气系统形成于被动陆缘早期开阔海环境,且局限分布于盆地西部地区,属于盐上且远源输导配置模式.Tuwaiq-Kahmah油气系统形成于新特提斯洋打开过程中稳定的碳酸盐岩台地发育阶段,整体属于台地边缘侧向运移配置模式.而Natih-Natih油气系统则形成于前陆早期的局限海环境,属于局限海自生自储类型.5套含油气系统各自拥有独立的烃源岩,包括边缘海泥页岩和白云岩、海相页岩及泻湖相泥灰岩等,且各油气系统的主生烃期不同,造成了流体动力学的时间隔离效应.正是这种互不干扰的叠置发育模式,为阿曼盆地提供了多层段、多类型、多阶段的油气勘探空间,奠定了其成为超级盆地坚实的资源基础(Terken and Frewin, 2000;Gómez-Pérez *et al.*, 2024).

3 阿曼超级盆地油气有序分布

油气有序分布是指沉积盆地的形成与构造沉积演化密切相关,盆内构造单元、沉积体系及油气成藏条件分布均有显著的规律性,决定了油气藏分布的有序性,并构成统一的油气分布整体(翟光明和王建君,2000;Wang *et al.*, 2025).超级盆地内油气分布有序性的规律认识对于下步盆地勘探领域的梳理和其他可参考的盆地勘探方向均具有重要的指导意义.

3.1 平面上油气环盐盆和隆起带分布,北部富油气、南部富油

阿曼盆地油气分布具有很强的规律性,已发现的油气在平面上主要位于盐盆内及盐盆边缘的隆起带(图1b、表1).截至目前,费胡德、哈巴和南阿曼三大盐盆共发现油气田227个,合计油气储量28.09×10^8 t油当量,占总可采储量的64.34%.盐盆边缘东翼区、中阿曼台地和莱赫韦尔高地等隆起带共发现油气田212个,合计油气储量13.07×10^8 t油当量,占总可采储量的29.94%.其他地区共发现油气田108个,合计油气储量2.5×10^8 t油当量,占总可采储量的5.73%.以中部为界,盆地北部富含油气(构造单元编号1~7),而南部以油发现为主,天然气发现少(构造单元编号8~10)(图1b、表1).盆地北部共发现油气田307个,合计石油和凝析油储量17.43×10^8 t,天然气储量$19\ 966.97\times10^8$ m^3,分别占盆地油和气总储量的61.74%和92.81%.盆地南部共发现油气田240个,合计石油和凝析油储量10.8×10^8 t,天然气储量$1\ 546.53\times10^8$ m^3,分别占盆地油和气总储量的38.26%和7.19%(S & P Global,2025).

3.2 纵向上油气围绕3套主力成藏组合聚集,下部富油气、上部富油

根据相似地质背景下一组远景圈闭和/或油气藏为一套成藏组合的划分方法(Qin *et al.*, 2017;Wang *et al.*, 2025),结合已发现油气田生储盖配置特征,将阿曼盆地纵向上划分为前寒武-下古生界成藏组合、二叠-侏罗系成藏组合和上白垩统-古近系成藏组合3套(图1c、图5).

前寒武-下古生界成藏组合烃源岩为Huqf群Nafun组沥青质白云岩、页岩和Ara组泥页岩夹层,均已进入高-过成熟生气窗,R_o多处于1.8%~2.8%.储集层包括Nafun组Buah段白云岩、Haima群下部的砂岩等.储集层横向发育稳定,裂缝普遍发育,白云岩孔隙度一般为12%~20%,渗透率可达10~200 mD,砂岩的孔隙度为8%~15%,渗透率一般1~50 mD.圈闭多形成于寒武-奥陶纪期间,圈闭类型以盐构造相关的盐墙、盐穹以及断块等为主.油气运移以盐焊接带或边缘断裂向上运移和Haima砂岩横向运移为主要特征.该套成藏组合2P可采石油(含凝析油)储量为4.71×10^8 t,占全盆地16.7%.2P可采天然气储量为$9\ 745.62\times10^8$ m^3,占全盆地45.3%(李浩武等,2014;S & P Global,2025).

二叠-侏罗系成藏组合烃源岩包括深部的

表 1　阿曼盆地各构造单元石油、天然气和凝析油储量(据 S & P Global,2025)

Table 1　Oil, gas, and condensate reserves in the constructive units of the Oman Basin

构造单元编号	构造单元	石油储量(10^8 t)	天然气储量(10^8 m^3)	凝析油储量(10^8 t)	油气储量油当量合计(10^8 t)	油气田个数
1	苏内纳赫前渊	0.63	268.88	0.02	0.84	60
2	莱赫韦尔高地	2.87	539.69	0.00	3.26	52
3	费胡德盐盆	7.40	4 309.86	0.26	10.75	97
4	中阿曼台地	0.62	4 780.90	0.67	4.72	28
5	哈巴盐盆	2.92	9 760.55	0.93	10.86	35
6	侯格夫隆起	0.45	32.20	0.00	0.47	20
7	卜塔皂里耶隆起	0.57	274.89	0.08	0.85	15
8	哈斯法赫高地	0.28	69.17	0.00	0.34	13
9	南阿曼盐盆	5.23	1 406.60	0.24	6.48	95
10	东翼区	5.04	70.76	0.00	5.09	132
合计		26.01	21 513.51	2.21	43.66	547

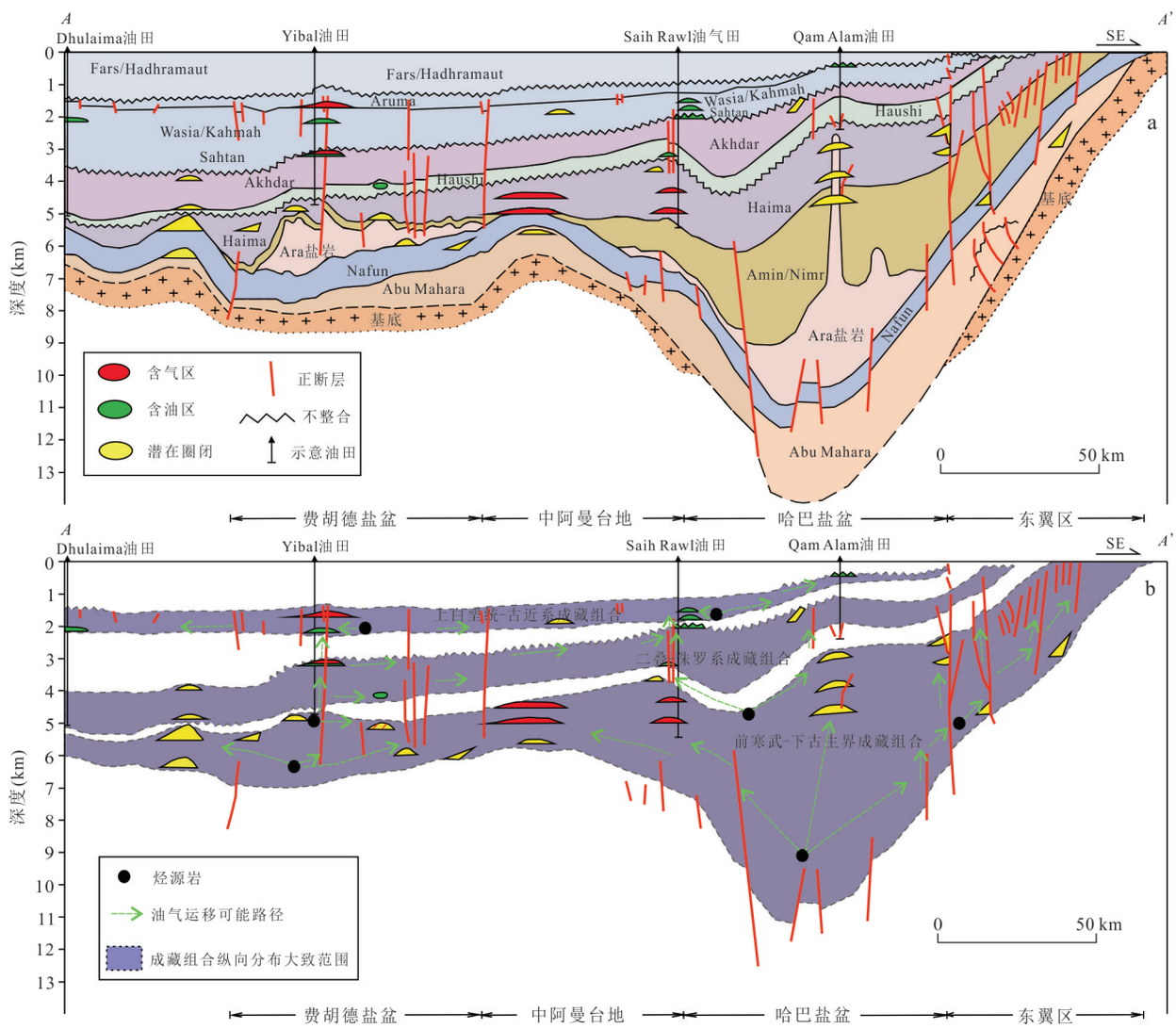

图 5　阿曼盆地北部地质剖面(a)和成藏组合划分(b)

Fig.5　Geological profile of the northern Oman Basin (a) and division of petroleum systems (b)

图 a 改自 Ai-Husseini (1997),剖面位置见图 1b

Nafun组和Ara组源岩以及志留系Safiq灰色页岩及鲁卜哈利盆地发育延伸至盆地北西部的侏罗系Tuwaiq组富有机质页岩.储集层包括二叠系Gharif组河流-三角洲砂岩和侏罗系Dhruma组台内滩相白云岩,砂岩孔隙度普遍为15%～25%,渗透率为100～1 500 mD,横向连通性较好,白云岩孔隙度为10%～18%,渗透率为5～200 mD.盖层包括二叠系Akhdar群致密页岩、白云岩(厚度为50～120 m)和白垩系Nahr Umr组灰质页岩(厚度为30～80 m).圈闭多为低幅度构造、断背斜和岩性上倾尖灭.油气运移以盐边缘的深大断裂垂向运移为主,部分也经Gharif组砂岩横向短距离运移.该套成藏组合2P可采石油(含凝析油)储量为5.93×10^8 t,占全盆地的20.1%.2P可采天然气储量为$6\ 884.32\times10^8$ m^3,占全盆地的30.3%(S & P Global,2025).

上白垩统-古近系成藏组合烃源岩包括深部的Nafun组和Ara组源岩以及白垩系Natih组B和E段富有机质页岩.储集层包括Natih组生物碎屑灰岩、Shuaiba组礁滩相灰岩、古近系UeR组碳酸盐岩等.储层普遍受淡水淋溶与热液改造,孔渗耦合条件好,多为高孔中高渗透率.盖层包括Fiqa组厚层页岩(厚度为50～200 m)和Fars群上部硬石膏层(在盆地北部厚度为100～400 m).圈闭类型以盐构造背斜、挤压背斜、断块为主.油气运移包括盐构造边缘断裂的长距离垂向运移、碳酸盐岩层内裂缝系统短距离的垂向运移及白垩系内部不整合侧向运移等.该套成藏组合2P可采石油(含凝析油)储量为17.84×10^8 t,占全盆地的63.2%.2P可采天然气储量为$5\ 249.3\times10^8$ m^3,占全盆地的24.4%(陈杰等,2022;S & P Global,2025).

3.3　常规油气与页岩油气、氦气共生,多层系、多类型资源立体成藏

阿曼盆地除常规油气发现以外,近年来先后发现了多个页岩油气和氦气等其他类型资源,具有多层次、多类型资源立体成藏的特征(Wang *et al.*, 2022; Moss *et al.*, 2025; S & P Global, 2025).截至目前,盆地共发现页岩油田9个,主要分布于南阿曼盐盆(3个)、费胡德盐盆(3个)、侯格夫隆起(2个)和东翼区(1个),总2P可采储量0.39×10^8 t.共发现页岩气田12个,主要分布于南阿曼盐盆(6个)、中阿曼台地(4个)和苏内纳赫前渊(2个),天然气2P可采储量为$4\ 670.86\times10^8$ m^3,凝析油2P可采储量为0.73×10^8 t.这些页岩油气田主要富集于志留系Safiq组和白垩系Natih组(S & P Global, 2025).Safiq组属于中东著名的"热"页岩,在沉积时期可能受到全球大洋缺氧事件和海底热液活动的共同影响,导致其含有异常高的有机质且富含放射性元素,TOC可超过10%,主要分布于南阿曼盐盆和苏内纳赫前渊区,干酪根类型多为富含海相藻类的II-S型,虽多处于高成熟度阶段(R_o多为1.0%～1.6%),仍能滞留页岩中并产生大量的轻质源油(Terken and Frewin, 2000; Terken *et al.*, 2001)(图1c、表2).Natih组主要为常规碳酸盐岩储层夹多套富含有机质的泥灰岩和钙质页岩,属于混合型页岩储层,有机质含量普遍低于Safiq组,是盆地次要的页岩油气储层.该套储层岩石脆性更高,易于压裂,生成的油气可能部分来自层内、也可能来自邻近的优质页岩层系(图1c、表2).

阿曼作为全球近年来氦气新兴的供应国,其供应总量已占全球氦气市场份额的5%～10%,并有持续增长态势,2020年投入运营中东最大的氦气提

表2　阿曼盆地页岩油气特征参数统计(据S & P Global,2025)

Table 2　Statistical characteristic parameters of shale oil and gas in Oman Basin

参数类别	层位	埋深(km)	有效厚度(m)	TOC(%)	R_o(%)	岩石脆性	天然裂缝	压力系统
地质	志留系Safiq组	2～4	30～100	3～14	1.0～1.6	中等-好/硅质含量高	发育/盐构造	正常-超压
	白垩系Natih组	1.5～3.0	10～50	2～5	0.7～1.0	好-极好/钙质-泥灰质	发育/构造应力	正常-轻微超压
参数类别	层位	流体类型	单井初产(t/日)	气体组分	水平井长度(m)	压裂段数	单井压力液(10^4 m^3)	支撑剂(10^3 t)
流体与工程	志留系Safiq组	轻质油,伴生气	68～270	富含液态烃,少量CO_2	1 500～2 500	20～40	3～15	3～8
	白垩系Natih组	轻质油/凝析油,湿气	40～160	烃类气体,可能含少量H_2s	1 000～2 000	15～30	3～8	1.5～4.0

表 3　阿曼盆地富氦气田特征参数统计（据 S & P Global，2025）

Table 3　Statistical characteristic parameters of rich-helium gas field in Oman Basin

富氦气田	储层层位	氦气浓度(%)	天然气总储量(10^8 m^3)	估算氦气资源量(10^8 m^3)	载体气体与其他特征
Saih Rawl	石炭-二叠系 Haoshi群	0.1～0.55	4 550.85	2～3	主要载体为氮气（含量可超过30%，其余为烃类气体CH_4等）
Saih Nihayda	石炭-二叠系 Haoshi群	<0.25	1 851.35	0.6～1.1	高氮、含氦，与上相似
Barik	石炭-二叠系 Haoshi群	0.04～0.3	972.68	0.3～0.6	高氮、含氦，与上相似

纯工厂，年处理氦气量达 0.74×10^8 m^3. 阿曼的氦气主要源自阿曼盆地 Saih Rawl、Saih Nihayda 和 Barik 等几个巨型富氦气田的天然气生产过程中的氦气提纯. 全球天然气中氦气的平均浓度约为 0.05%，当浓度超过 0.3% 时即被认为具有商业提取价值. 阿曼这些富氦气田中氦气浓度普遍高于 0.2%，部分层位超过 0.5%，属于经济价值很高的氦气资源（S & P Global, 2025）（表 3）. 阿曼盆地前寒武系结晶基底富含花岗岩和酸性火成岩，这些岩石含有丰富的铀、钍等放射性元素，是氦气形成的源岩. 地壳有机质在高温下热解或深部地幔可能形成的巨量氮气作为氦气的主要载体，沿着三大盐盆边界继承性发育的深大断裂以及阿曼造山运动形成的逆冲断层系统等主要通道向上运移. Haoshi 群碎屑岩虽经历了复杂的成岩演化，但在盆地中部隆起等很多地区仍保持了较好的孔隙度和渗透率，可以有效地储集深部运移上来的气体，在上覆区域性页岩和膏盐等封盖作用下，最终于盐相关的构造圈闭及斜坡区的构造-地层圈闭中聚集成藏（Ai-Siyabi, 2005; Allen, 2007）. 目前，阿曼盆地的提氦以盐上巨型天然气田为主，未来可能将氦气作为单独的资源勘探目标向盐下深部含氦远景构造拓展.

4　油气成藏与富集的主控因素

4.1　三大主力烃源灶是油气富集和有序分布的物质基础

阿曼盆地共发育 5 套烃源岩，平面上错开发育，纵向上叠置形成以盐盆为中心的 3 大主力烃源灶（Terken *et al.*, 2001）. 南阿曼盐盆烃源灶平面呈北西-南东向椭圆，面积最大可达 4.5×10^4 km^2，叠置发育了多套烃源岩（Geert *et al.*, 2001）（图 6）. Huqf 群 Nafun 组 Buah 段为沥青质白云岩、藻纹状灰岩，形成于局限海环境，干酪根类型为 II 型，厚度普遍

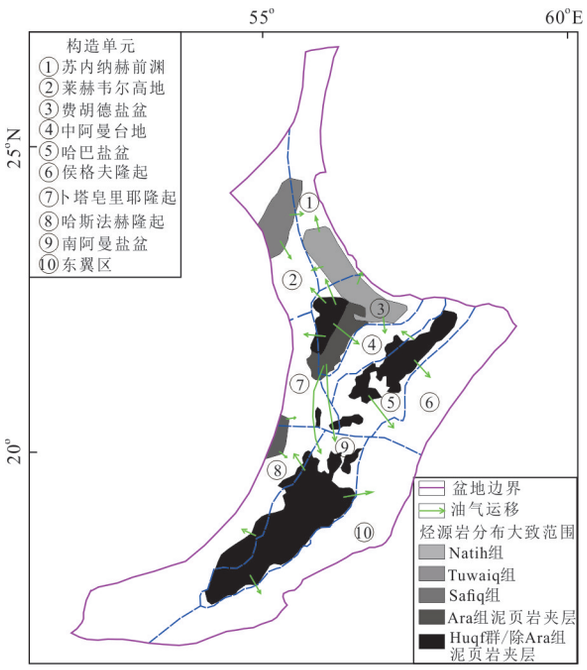

图 6　阿曼盆地烃源岩分布与油气运移示意图（烃源岩分布据 Terken *et al.*, 2001）

Fig.6　Schematic diagram of source-rock distribution and hydrocarbon migration in the Oman Basin

为 200～270 m，TOC 为 2%～6%，平均 3.2%，氢指数 *HI* 为 400～700 mg/g，R_o 为 1.9%～2.5%. Nafun 组 Shuram 段为暗色富有机质页岩，TOC 超过 2%，干酪根为 I/II 型. Ara 组底部碳酸盐岩沉积于深海腐泥环境，主要为暗色的富含黏土白云岩，厚度为 80～120 m，TOC 为 2%～8%，II 型干酪根. Ara 组盐岩夹层发育的硅质页岩，形成于局限海环境，厚度为 30～60 m，干酪根为 I/II 型，TOC 含量均值 4.6%，氢指数 *HI* 为 500～800 mg/g，R_o 为 2.0%～2.8%，属于优质烃源岩. 该生烃灶累计有效烃源岩厚度可达 500～650 m，以生干气为主，估算其生烃量约 $1\ 325\times10^8$ t 油当量（Terken and Frewin, 2000; Allen, 2007; S & P Global, 2025）.

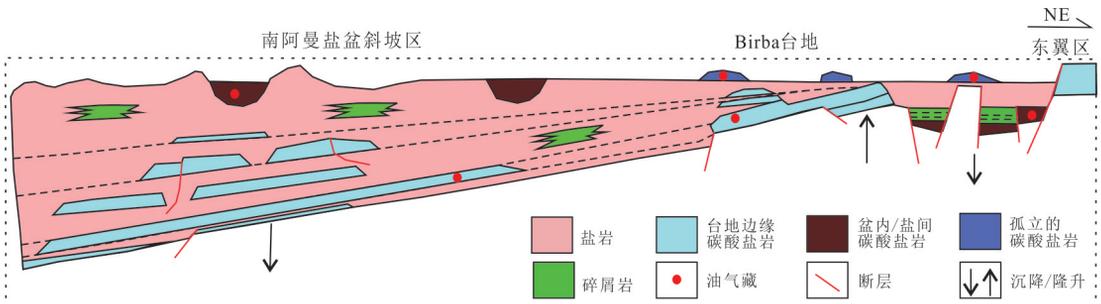

图7　南阿曼盐盆Ara组盐岩与碳酸盐岩沉积模式示意图

Fig.7　Schematic diagram of the depositional model for salt and carbonate rocks of the Ara Formation in the South Oman Salt Basin

哈巴盐盆烃源灶发育的烃源岩与南阿曼烃源灶相似(图6),但总面积变小,约1.8×10^4 km^2,有效厚度变薄,累计为350～480 m. 烃源岩成熟度总体上略低于南阿曼盐盆,但北缘局部R_o小于1.3%,可生成凝析油,总体仍以生气为主(Terken *et al.*, 2001).

费胡德盐盆烃源灶涵盖3大类源岩,Huqf群Nafun组和Ara组盐岩夹层烃源岩特征与南阿曼和哈巴盐盆相似,但在该地区面积更小,约0.5×10^4 km^2,有效厚度为280～410 m. Huqf群Ara组顶部Dhahaban泥灰岩源岩面积超过2×10^4 km^2,干酪根为I/II型,TOC为2%～6%,*HI*为350～600 mg/g. 研究表明,Dhahaban源岩生成的石油经断裂、不整合长距离运移至南阿曼盐盆及东南部隆起区等(Terken and Frewin, 2000). 白垩系Natih组源岩沿阿曼山前前渊区分布,主要为富有机质的泥灰岩,氢指数*HI*总体可达到450～700 mg/g,R_o为0.7%～1.0%,处于生油窗早期-主生油阶段. 其中,Natih组B段源岩厚度约50 m,干酪根类型为II_1型,TOC平均约5%. Natih组E段源岩厚度约15 m,干酪根类型为I/II型,TOC平均约2%. 费胡德盐盆烃源灶总体呈现为盐下生气和盐上生油的双源格局(Terken and Frewin, 2000; Terken *et al.*, 2001; S & P Global, 2025).

除上述三大主力源岩灶外,阿曼盆地还发育了侏罗系Tuwaiq组黑色灰质页岩及沥青质灰岩和志留系Safiq组"热页岩". Tuwaiq组源岩主体发育于邻区鲁卜哈利盆地(Diyab组),延伸至阿曼盆地莱赫韦尔高地中北部,TOC为0.3%～5.5%,属于60%～80%的腐泥型,厚度为80～120 m,*HI*为400～650 mg/g,成熟度R_o为0.8%～1.3%,处于主生油窗,估算其生烃量约116×10^8 t液态烃和$15\ 000\times10^8$ m^{3}伴生气. 志留系Safiq组"热"页岩厚度为20～70 m,目前在阿曼盆地证实为中阿曼台地地区页岩油气的主要富集层系(Terken and Frewin, 2000; Ai-Siyabi, 2005; S & P Global, 2025)(图6).

4.2　盐盆内厚层膏盐和区域稳定发育的页岩控制了油气纵向有序富集

阿曼盆地Ara组地层形成于前寒武纪-早寒武世裂谷阶段相对干热且封闭的沉积环境,该套地层下部为台地边缘相沉积的白云岩,上部为泻湖环境沉积的盐岩夹硬石膏及钾镁盐薄层组合,碳酸盐岩和硅质页岩作为夹层漂浮发育于盐层内部(图3、图7). 纵向上总沉积厚度为400～1 800 m,盐岩内部夹层地层厚度为20～500 m不等. 剖面地质解释显示,盐岩在盐盆内部沉积厚度多超过1 000 m,往盐盆边缘迅速减薄至几十米不等,至隆起区停止发育,总体呈透镜状超覆形态(图5、图7). 该套巨厚的盐岩将下伏Huqf群优质烃源岩和上覆Haima群等多套储层实现了物理隔离,形成了盐下源储一体的白云岩-硅质页岩油气藏、盐间透镜状白云岩油气藏和盐上盐边缘断裂控制的碎屑岩油气藏等. 早奥陶世-中新世期间,厚层盐岩在多期构造运动中发生了显著的塑性流动,形成了规模宏大的盐枕、盐墙、盐穹、盐焊接等复杂的构造样式,直接控制了三大盐盆内油气运移路径及圈闭类型等. 而盐构造活动伴随的热液白云化与裂缝系统发育,两者共同作用改善盐间白云岩孔渗性能,可使其孔隙度达到12%～20%,渗透率达到10～200 mD,该现象已在Yibal、Birba等多个地区被证实(Geert *et al.*, 2001; Allen, 2007; Grosjean *et al.*, 2009).

阿曼盆地Fars群上部硬石膏层形成于渐新世-中新世干旱气候下的蒸发台地边缘超盐泻湖沉积背景,沉积总厚度为50～400 m,在盆地北部前渊地带与扎格罗斯褶皱带过渡区连续分布(图1c). 该套

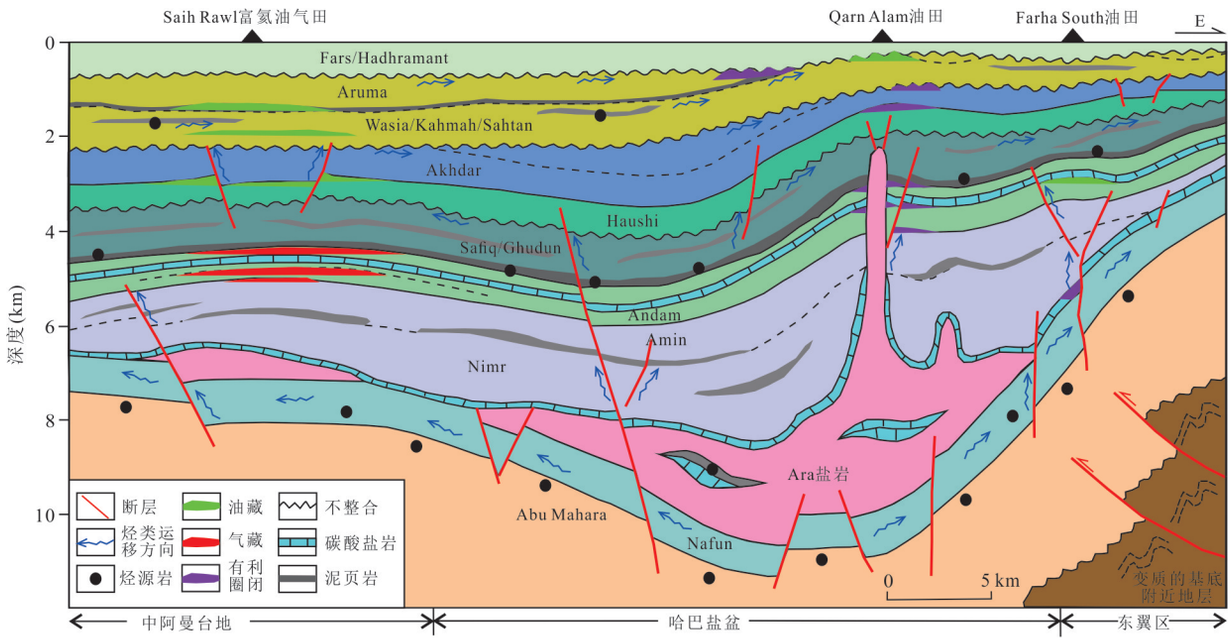

图 8　阿曼盆地哈巴盐盆周缘油气运移模式

Fig.8　Hydrocarbon migration pattern map around the Ghaba Salt Basin in Oman Basin

改自 Droste，1997；剖面位置见图 1 中 *BB*'

硬石膏层以厚层块状硬石膏夹薄层白云岩或泥岩为主要岩性组合，与下伏 Taqa 组碳酸盐岩呈整合-局部不整合接触，上覆被阿曼山蛇绿岩体冲断削截．该套石膏层是盆地北部地区浅层白垩系 Natih 组、古近系 UeR 组油藏的直接盖层，同时也是扎格罗斯挤压期滑脱变形的构造调节层，对阿曼盆地北部地区油气富集与圈闭样式具有双重控制作用，目前已被 30 多个油气田所证实（Grosjean *et al.*，2009；Gómez-Pérez *et al.*，2024）．

除上述盐岩和硬石膏层外，阿曼盆地还发育了 3 套区域稳定的页岩层系，对油气的纵向分布也具有很强的控制作用（图 1c）．上白垩统 Fiqa 组深灰-黑色黏土质页岩夹泥灰岩沉积于前陆早期深水环境，在前渊地区厚度最大可超过 4 km，往台地边缘快速减薄至 200 m 以下，是一套区域稳定发育的有效盖层．上白垩统下部 Nahr Umr 组沉积于陆架内潮坪-滨浅海环境，为一套厚层的灰色-深灰色钙质/灰质页岩、泥灰岩岩性组合，沉积厚度多为 50～300 m，区域稳定发育，是盆地最重要的一套区域性盖层，同时也具备一定的生油潜力．上二叠统 Khuff 组沉积于内陆架-浅海环境，是一套薄层页岩夹白云岩沉积，局部含硬石膏层，总沉积厚度为 150～500 m，页岩单层厚度较薄，累计厚度较大，发育较稳定，与石膏层共同对下部油气封盖（Droste，1997；Ai-Husseini，1997；陈杰等，2022）．

4.3　多期次断裂系统和区域不整合面为烃类/非烃类立体输导和有利圈闭形成提供重要支撑

阿曼盆地的断裂系统平面上主要包括盐盆边缘的深大断裂和阿曼山前逆冲断裂系统，纵向上涵盖了盐下裂谷期断裂系统、盐岩塑性流动形成的盐边缘断裂系统和二叠纪以来受区域构造差异应力作用形成的盐上断裂系统（图 8）．盐下裂谷期断裂继承发育并切穿盐岩后是深部 Huqf 油气和基底氦气向浅层垂向运移最主要的通道，而没有切穿盐岩的裂谷期断裂主要为 Huqf 油气侧向运移提供了阶梯通道．盐岩塑性流动形成的边缘断裂是盐相关断块圈闭形成的主要缔造者，同时也是油气向上覆层系运移的主要通道．二叠纪以来形成的盐上断裂系统在盆地的中南部主要是沟通 Safiq 组及其上覆地层的油气，与区域不整合一起耦合形成浅层网状油气运移通道．在阿曼山前挤压作用形成的逆冲断裂系统不仅是深部烃类或氦气的运移通道，还形成大量的背斜构造圈闭．在中阿曼台地及其西部，断裂活动过程中产生的微裂缝系统，极大地改善了页岩、致密碳酸盐岩等储层的渗透性，为页岩油气的聚集创造了良好的条件（Ai-Husseini，1997；Droste，1997；Allen，2007；Blades *et al.*，2020；罗贝维等，2022）．

阿曼盆地内发育多个重要的区域性不整合面，如Safiq组顶部、侏罗系底部和白垩系顶部的不整合(图8).这些不整合面之下常发育风化壳和渗流带，具有极高的孔渗性，成为油气长距离侧向运移的“高速公路”，将油气从生烃中心输送至远处的圈闭(Geert *et al.*, 2001).胡费德盐盆Ara组页岩夹层源岩形成的油气经区域不整合面和断裂系统长距离输送至南阿曼盐盆成藏已被多项研究所证实.在古隆起区，如哈巴盐盆Qarn Alam油田等，在不整合面之上后期沉积的泥页岩披覆形成有效的盖层，与下伏地层构成披覆背斜等有利圈闭.而不整合面之下的削截与超覆现象也是形成地层圈闭的关键，南阿曼盆地Marmul油田是石炭-二叠系的冰川河道砂体被后期海侵泥岩所包裹形成的典型的地层型油藏.另外，不整合面下的长期风化、淋滤作用可以显著地改善基岩或早期沉积物的储集性能，形成优质储层，如中阿曼台地、东翼区等(Terken *et al.*, 2001; Rousseau *et al.*, 2006; Moss *et al.*, 2025).

5 讨论与结论

5.1 讨论

“超级盆地”概念的提出为全球重要含油气盆地提供了一套整体的盆地或统一板块边缘背景下的多资源类型勘探-开发-效益综合评价与研究思路.阿曼盆地作为中东阿拉伯板块边缘富油气盆地之一，前文中已展示了前人诸多单一主题的研究成果，同时标普全球EDIN商业数据库也提供了几乎所有的油气田相关参数数据.文章基于超级盆地新理念，把油气田勘探实践与盆地整体地质认识进行系统耦合，通过构造-沉积演化重建、多旋回构造运动及克拉通边缘与被动陆缘交替发育的盆地演化特征分析，厘定持续海侵-海退过程形成的碳酸盐岩+膏盐/页岩优势岩相组合及其控储、控盖作用.运用成藏组合和含油气系统划分方法，解剖评价盆地源-储-盖-圈-运-保六要素时空配置关系，梳理了断裂活动期次与不整合面发育特征，建立了盆地多资源类型的立体输导体系，预测了有利圈闭分布位置.

通过综合分析，构建了“源岩-盐岩-断裂-不整合”多因素联合控制的立体成藏运移模式.突破了传统单一层系、单一类型资源的勘探思路，识别出阿曼盆地5套垂向叠置且互不干扰的含油气系统，明确常规油气、页岩油气与氦气在纵向和横向上“有序分异、立体共存”的分布格局.提出盐盆内厚层盐岩与区域页岩构成“双盖层”封盖体系，多期次断裂系统与区域不整合面形成“立体输导网络”，3大主力烃源灶提供多期充注的物质基础，三者耦合控制了“下部富油气、上部富油”的有序富集规律.该模式为类似克拉通边缘型超级盆地的多层系、多类型资源立体勘探提供了可复制的评价思路和技术路径.

本文将氦气等非烃类资源纳入全油气系统统一研究框架，揭示烃类与非烃类资源在相同输导体系下的差异化富集机制.提出“有序富集”核心认识，即垂向上受源-盖组合控制呈现“下油上气”分带，平面上受古隆起与盐盆构造控制呈现“环盆富集、南北分异”的格局，突破了传统含油气系统理论中资源类型单一、分布随机的认知局限.该认识深化了全油气系统理论关于多类型资源时空配置规律的理解，为超级盆地“全油气系统有序评价、全资源类型立体勘探”提供了理论依据.

5.2 结论

阿曼盆地作为全球25个超级盆地之一，是被证实少有的古老烃源岩生油气区域，形成了多层系、多类型资源系统.其特殊的构造-沉积耦合关系及古老含油气系统成藏特征为特提斯域盆山关系和油气富集规律研究提供了重要的参考模式，深层-超深层勘探实践为跨盆地对比研究在降低深层勘探风险和指导深层油气地质理论创新方面均具有巨大价值，而多类型资源有序分布为其他超级盆地勘探领域的突破提供了重要方向.

(1)阿曼盆地形成有其独特的地质背景.盆地自前寒武纪以来，经历了6次较为明显的构造演化阶段，以克拉通边缘与被动陆缘为主要发育特征；总体以浅海边缘沉积为主，持续的海侵-海退形成了优势的碳酸盐岩+膏盐/页岩岩相组合类型；盆地内生、储、盖等成藏要素高效匹配，形成了前寒武系-下寒武统Huqf-Andam/haushi等5套含油气系统，垂向上叠置而互不干扰.

(2)阿曼盆地油气呈现有序分布规律.平面上环胡费德、哈巴和南阿曼3大盐盆及盐盆边缘的隆起带分布，胡费德盐盆等北部地区富油气，而南阿曼盐盆等南部主要富油；纵向上围绕前寒武-下古生界、二叠-侏罗系和上白垩统-古近系3套主力成藏组合聚集，Haima群及下部地层富油气，而Haushi群及上部地层富油；盆地内常规油气与页岩油气、氦气共生，具有多层系、多类型资源立体成藏特征.

（3）阿曼盆地油气成藏与富集主要受3大主力烃源灶分布与供烃特征、盐盆内厚层膏盐和区域稳定发育的页岩分布、多期次断裂系统和区域不整合面网状耦合等地质因素联合控制.

References

Allen, P. A., 2007. The Huqf Supergroup of Oman: Basin Development and Context for Neoproterozoic Glaciation. *Earth - Science Reviews*, 84(3—4): 139—185. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2007.06.005

Al-Husseini, M. I., 1997. Jurassic Sequence Stratigraphy of the Western and Southern Arabian Gulf. *GeoArabia*, 2(4): 361—382. https://doi.org/10.2113/geoarabia0204361

Al-Siyabi, H. A., 2005. Exploration History of the Ara Intrasalt Carbonate Stringers in the South Oman Salt Basin. *GeoArabia*, 10(4): 39—72. https://doi.org/10.2113/geoarabia100439

Blades, M. L., Alessio, B. L., Collins, A. S., et al., 2020. Unravelling the Neoproterozoic Accretionary History of Oman, Using an Array of Isotopic Systems in Zircon. *Journal of the Geological Society*, 177(2): 357—378. https://doi.org/10.1144/jgs2018-125

Chen, J., Liang, X., Tong, M. S., et al., 2022. Tectonic and Sedimentary Evidences for Oil and Gas Exploration Targets and Prospects of the Ediacaran-Cambrian Petroleum Systems in the Northern Oman Basin (Block 5). *Geological Journal of China Universities*, 28(6): 943—957 (in Chinese with English abstract).

Chen, J., Wang, W. X., Niu, L. L., et al., 2021. Characteristics and Main Controlling Factors of Hydrocarbon Accumulation in Paleogene Carbonate Reservoir, North of Oman Basin. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 28(1): 47—56 (in Chinese with English abstract).

Dai, J. X., Ni, Y. Y., Liu, Q. Y., et al., 2021. Sichuan Super Gas Basin in Southwest China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(6): 1251—1259. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60284-7

Ding, H. S., Yan, L. P., 2013. Stratigraphic Evolution of Huqf Group and Its Control on Hydrocarbon Accumulation in Oman Basin. *China Petroleum Exploration*, 18(4): 74—80 (in Chinese with English abstract).

Droste, H. H. J., 1997. Stratigraphy of the Lower Paleozoic Haima Supergroup of Oman. *GeoArabia*, 2(4): 419—472. https://doi.org/10.2113/geoarabia0204419

Fryklund, B., Stark, P. P., 2020. Super Basins—New Paradigm for Oil and Gas Supply. *AAPG Bulletin*, 104(12): 2507—2519. https://doi.org/10.1306/09182017314

Geert, K., Afifi, A. M., Al-Hajri, S. A., et al., 2001. Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*, 6(3): 407—442. https://doi.org/10.2113/geoarabia0603407

Gómez-Pérez, I., Bergmann, K., Al Rawahi, H., 2024. An Integrated Correlation from Platform to Basin: Implications for Understanding the Ediacaran Succession of Oman. *AAPG Bulletin*, 108(9): 1727—1766. https://doi.org/10.1306/03222423009

Grosjean, E., Love, G. D., Stalvies, C., et al., 2009. Origin of Petroleum in the Neoproterozoic-Cambrian South Oman Salt Basin. *Organic Geochemistry*, 40(1): 87—110. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.09.011

Grotzinger, J., Al-Rawahi, Z., 2014. Depositional Facies and Platform Architecture of Microbialite-Dominated Carbonate Reservoirs, Ediacaran-Cambrian Ara Group, Sultanate of Oman. *AAPG Bulletin*, 98(8): 1453—1494. https://doi.org/10.1306/02271412063

Jia, A. L., Chen, F. X., Feng, N. C., et al., 2024. Model Construction and Implementation of Ordos Energy Super Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 51(6): 1628—1640. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(25)60565-9

Jia, C. Z., Pang, X. Q., Song, Y., 2024. Basic Principles of the Whole Petroleum System. *Petroleum Exploration and Development*, 51(4): 780—794. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(24)60506-9

Khafizov, S., Syngaevsky, P., Dolson, J. C., 2022. The West Siberian Super Basin: The Largest and Most Prolific Hydrocarbon Basin in the World. *AAPG Bulletin*, 106(3): 517—572. https://doi.org/10.1306/11192121086

Li, H. W., Tong, X. G., Wang, J. J., et al., 2014. The Geological Characteristics and Hydrocarbon Accumulation Model of the Lower Paleozoic Clastic Play, Oman Basin, Middle East. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 36(6): 47—59 (in Chinese with English abstract).

Loosveld, R. J. H., Bell, A., Terken, J. J. M., 1996. The Tectonic Evolution of Interior Oman. *GeoArabia*, 1(1): 28—51. https://doi.org/10.2113/geoarabia010128

Luo, B. W., Yin, J. Q., Zhang, X. Y., et al., 2022. Structural and Sedimentary Features of Oman Foreland Basins and Its Influences on Hydrocarbon Accumulation. *Acta Petrologica Sinica*, 38(9): 2608—2618 (in Chinese with English abstract).

Moss, J., Tansell, C., Gómez-Pérez, I., et al., 2025. Chemostratigraphic Characterization of the Lower Pa-

leozoic Amdeh Formation Outcrops and Correlation to the Subsurface Haima Supergroup and Nimr Group, Sultanate of Oman. *Geological Society, London, Special Publications*, 550(1): 163－197. https://doi.org/10.1144/sp550-2024-47

Pang, X.Q., Jia, C.Z., Song, Y., et al., 2022. Quantitative Evaluation of Whole Petroleum System: Principle and Application. *Acta Petrolei Sinica*, 43(6): 727－759 (in Chinese with English abstract).

Qin, Y. Q., Zhang, G. Y., Ji, Z. F., et al., 2017. Geological Features, Hydrocarbon Accumulation and Deep Water Potential of East Indian Basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5): 731－744. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30084-8

Rousseau, M., Dromart, G., Droste, H., et al., 2006. Stratigraphic Organisation of the Jurassic Sequence in Interior Oman, Arabian Peninsula. *GeoArabia*, 11(1): 17－50. https://doi.org/10.2113/geoarabia110117

S & P Global, 2025. S & P Energy Portal: EDIN. https://energyportal.ci.spglobal.com/home

Smith, L., Stark, P., Fryklund, B., 2016. Super Basins: The Basins That Keep on Giving. IHS Markit. https://ihsmarkit.com/index.html

Snedden, J. W., Cunningham, R. C., Virdell, J. W., 2020. The Northern Gulf of Mexico Offshore Super Basin: Reservoirs, Source Rocks, Seals, Traps, and Successes. *AAPG Bulletin*, 104(12): 2603－2642. https://doi.org/10.1306/09092020054

Sternbach, C. A., Bartolini, C., 2020. Introduction to Special Issue: Super Basins: Selected Case Studies of the World's Greatest Petroleum Basins. *AAPG Bulletin*, 104(12): 2461－2462. https://doi.org/10.1306/bltnintro101420

Sternbach, C. A., Merrill, R. K., 2023. Super Basin Thinking: Fulfilling the Promise—Introduction. *AAPG Bulletin*, 107(8): 1191－1197. https://doi.org/10.1306/bltnintro032123

Terken, J. M. J., Frewin, N. L., 2000. The Dhahaban Petroleum System of Oman. *AAPG Bulletin*, 84(4): 523－544. https://doi.org/10.1306/c9ebce41-1735-11d7-8645000102c1865d

Terken, J. M. J., Frewin, N. L., Indrelid, S. L., 2001. Petroleum Systems of Oman: Charge Timing and Risks. *AAPG Bulletin*, 85(10): 1817－1845. https://doi.org/10.1306/8626d081-173b-11d7-8645000102c1865d

Veiga, R. D., Vergani, G. D., Brissón, I. E., et al., 2020. The Neuquén Super Basin. *AAPG Bulletin*, 104(12): 2521－2555. https://doi.org/10.1306/09092020023

Wang, J. J., Zhai, G. M., Li, H. W., et al., 2025. Orderliness of Hydrocarbon Distribution and Main Controlling Factors of Hydrocarbon Accumulation in the Persian Gulf Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 52(4): 921－936. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(25)60613-6

Wang, Z. C., Shi, Y. Z., Wen, L., et al., 2022. Exploring the Potential of Oil and Gas Resources in Sichuan Basin with Super Basin Thinking. *Petroleum Exploration and Development*, 49(5): 977－990. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60326-4

Xiao, K. Y., Zhang, X. S., Gao, Y. J., et al., 2025. Formation Mechanism of Rift Basins in Central African Strike-Slip Tectonic Setting: A Case Study of Bongor Basin. *Earth Science*, 50(12): 4801－4818 (in Chinese with English abstract).

Zhai, G. M., Wang, J. J., 2000. The Regularity of Oil Deposits' Distribution. *Acta Petrolei Sinica*, 21(1): 1－9 (in Chinese with English abstract).

Zou, C. N., Li, S. X., Xiong, B., et al., 2024. Connotation, Pathway and Significance of Carbon Neutrality "Super Energy System": A Case Study of the Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 51(4): 1066－1082. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(24)60525-2

中文参考文献

陈杰，梁霄，童明胜，等，2022. 阿曼盆地北部埃迪卡拉系-寒武系油气勘探目标及前景：基于E-C转换期的构造与沉积证据. 高校地质学报，28(6): 943－957.

陈杰，王文训，牛林林，等，2021. 阿曼盆地北部古近系碳酸盐岩油藏成藏特征及主控因素. 油气地质与采收率，28(1): 47－56.

丁寒生，闫丽萍，2013. 阿曼盆地侯格夫群地层演化及其对油气的控制. 中国石油勘探，18(4): 74－80.

李浩武，童晓光，王建君，等，2014. 阿曼盆地下古生界碎屑岩成藏组合地质特征. 西南石油大学学报(自然科学版)，36(6): 47－59.

罗贝维，尹继全，张兴阳，等，2022. 阿曼前陆盆地构造-沉积特征及其对油气成藏的控制. 岩石学报，38(9): 2608－2618.

庞雄奇，贾承造，宋岩，等，2022. 全油气系统定量评价：方法原理与实际应用. 石油学报，43(6): 727－759.

肖坤叶，张新顺，高彦杰，等，2025. 中非剪切背景下裂陷盆地的发育机制：以Bongor盆地为例. 地球科学，50(12): 4801－4818.

翟光明，王建君，2000. 论油气分布的有序性. 石油学报，21(1): 1－9.