石油与天然气地质
OIL & GAS GEOLOGY

文章编号:0253－9985(XXXX)XX－0001－16

深层–超深层孔隙型灰岩储层特征及勘探现状

李文正[1,2,3],张　宇[1,2,3],段军茂[1,2,3],彭瀚霖[4],潘立银[1,2,3],郝　毅[1,2,3],于　洲[1,2,3],朱可丹[1,2,3],乔占峰[1,2,3]

(1. 中国石油 杭州地质研究院,浙江 杭州 310023;2. 中国石油碳酸盐岩储层重点实验室,浙江 杭州 310023;3. 国家能源碳酸盐岩油气重点实验室,浙江 杭州 310023;4. 中国石油 西南油气田 勘探开发研究院,四川 成都 610051)

摘要:碳酸盐岩油气藏是全球油气资源的核心组成部分。长期以来,针对埋深大于4 500 m的深层–超深层碳酸盐岩的勘探,学界普遍遵循“白云岩优先”的范式,认为灰岩在该深度范围内易因压实和压溶作用而致密化,导致优质孔隙型灰岩储层仅发育于中–浅层。然而,近年来国内外钻探在深层–超深层领域相继发现多套优质孔隙型灰岩储层,突破了传统认知,推动深层–超深层碳酸盐岩储层研究迈入“多岩类并重”的新阶段。通过调研全球深层–超深层孔隙型灰岩储层的发育特征,系统分析其分布规律、岩石学及物性特征,探讨储层发育主控因素与孔隙保持机制,并结合勘探实践展望其勘探方向与潜力。研究表明,高能礁滩相沉积物是深层–超深层孔隙型灰岩储层发育的物质基础;早期油气充注、封闭体系相关的超压以及膏盐岩封盖等地质条件是孔隙有效保存的关键;盐下碳酸盐岩、近源–顶、底板夹持碳酸盐岩以及构造改造区碳酸盐岩是该类储层的核心勘探领域。该研究成果为国内外深层–超深层碳酸盐岩孔隙型灰岩储层的油气勘探部署、资源评价及理论研究提供了重要的技术支撑与参考依据。

关键词:孔隙保持机制;孔隙型灰岩储层;深层–超深层;碳酸盐岩

中图分类号:TE122.2　　**文献标识码**:A

Characteristics and exploration status quo of porous limestone reservoirs in deep to ultra-deep carbonate rocks

LI Wenzheng[1,2,3], ZHANG Yu[1,2,3], DUAN Junmao[1,2,3], PENG Hanlin[4], PAN Liyin[1,2,3], HAO Yi[1,2,3], YU Zhou[1,2,3], ZHU Kedan[1,2,3], QIAO Zhanfeng[1,2,3]

(1. *Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang* 310023, *China*; 2. *Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang* 310023, *China*; 3. *State Energy Key Laboratory for Carbonate Oil and Gas, Hangzhou, Zhejiang* 310023, *China*; 4. *Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & Gas Field, Chengdu, Sichuan* 610051, *China*)

Abstract: Carbonate oil and gas reservoirs constitute a core component of global hydrocarbon resources. For a long time, the exploration of deep to ultra-deep carbonate rocks at burial depth greater than 4 500 m has generally followed the “dolomite priority” paradigm. It was conventionally believed that limestones are prone to densification due to compaction and pressure solution, and high-quality porous limestone reservoirs only occur in the medium-to-shallow strata. However, recent domestic and international drilling has successively discovered multiple suites of high-quality porous limestone reservoirs in the deep to ultra-deep domains, which has broken the traditional cognition and pushed the research on deep carbonate reservoirs into a new stage of “equal attention to multiple lithologies.” By investigating the development characteristics of global deep to ultra-deep porous limestone reservoirs, this paper systematically analyzed their distribution pattern, petrological and physical properties, discussed the main factors controlling reservoir development and the pore preservation mechanisms, and forecasted their exploration targets and potential in combination with exploration practices. The research results show that high-energy reef-shoal facies sedimentation serves as the

收稿日期:2026-04-10;**修回日期**:2026-05-26。
第一作者简介:李文正(1988—),男,高级工程师,碳酸盐岩沉积地质学及勘探部署。**E-mail**: liwz_hz@petrochina.com.cn。
通信作者简介:乔占峰(1983—),男,正高级工程师、博士研究生导师,碳酸盐岩沉积与储层地质学。**E-mail**: qiaozf_hz@petrochina.com.cn。
基金项目:中国石油青年科技专项(2024DQ03010)。

material foundation for the development of such reservoirs; key factors for effective pore preservation include early hydrocarbon charging, overpressure associated with closed systems, and gypsum-salt rock sealing; key exploration domains therein are sub-salt carbonates, proximal-to-source-rock carbonates sandwiched between top and bottom seals, and structurally reworked carbonates. These findings can provide important technical support and reference for hydrocarbon exploration, resource evaluation and theoretical research of porous limestone reservoirs in deep to ultra-deep carbonates both at home and abroad.

Key words: pore preservation mechanism, porous limestone reservoir, deep to ultra-deep formation, carbonate rock

引用格式:李文正,张宇,段军茂等. 深层-超深层孔隙型灰岩储层特征及勘探现状[J]. 石油与天然气地质,DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

LI Wenzheng, ZHANG Yu, DUAN Junmao, et al. Characteristics and exploration status quo of porous limestone reservoirs in deep to ultra-deep carbonate rocks[J]. Oil & Gas Geology, DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

碳酸盐岩油气田是全球油气资源的重要组成部分,其储量与产量占比均超过50%,在全球能源供应格局中占据不可替代的关键地位。中国石油最新油气资源评价数据显示,全球碳酸盐岩油气资源量约为3 995 × 10^8 t油当量,其中剩余可采储量约为2 160 × 10^8 t油当量,待发现资源量约为1 300 × 10^8 t油当量[1],勘探潜力巨大。

长期以来,已发现的大型碳酸盐岩油气田主要集中于2类储层:①孔隙型白云岩储层[2-4]和中-浅层孔隙型灰岩储层[5];②岩溶缝洞型灰岩储层[6-8]。受对深层成岩环境认知的限制,学界普遍认为,白云岩的抗压实、抗压溶能力显著强于灰岩,更易在深层保存孔隙,而灰岩在深层易发生强烈压溶作用,其压溶产物充填孔隙,导致储层致密化。这一认知形成的"白云岩优先"勘探范式,深刻影响了全球深层碳酸盐岩的勘探部署与资源评价工作,也使得孔隙型灰岩储层的研究与勘探多聚焦于中-浅层或中-新生界地层。

近年来,国内外钻探工作取得突破性进展,在深层-超深层(埋深 > 4 500 m)领域发现了多类优质孔隙型灰岩储层,这些储层展现出良好的油气勘探潜力[9]。例如,四川盆地蓬深12井和南充2井在埋深超5 900 m的二叠系茅口组二段(茅二段)钻遇孔隙型生屑颗粒灰岩储层,实测孔隙度平均值达5.1% ~ 5.7%,渗透率平均值为(0.05 ~ 0.37) × 10^{-3} μm²;蓬深10井长兴组礁滩相灰岩储层的发现,进一步证实深层-超深层孔隙型灰岩储层的发育并非孤立现象[10]。这些发现迫使学界重新审视深层灰岩的成储能力与孔隙保持机制,标志着深层碳酸盐岩储层研究正式从"白云岩优先"向"多岩类并重"迈进。

当前,针对孔隙型灰岩储层的特征与成因研究仍以中-浅层为核心,普遍认为有利沉积相带和岩溶作用是储层发育的关键[11]。相比之下,深层-超深层孔隙型灰岩储层面临高温和高压的极端成岩环境、极强的储层非均质性以及油气成藏后期调整与保存等复杂地质问题,现有理论认识与预测技术难以满足勘探需求。如何科学评价深层-超深层孔隙型灰岩储层的形成条件、分布规律与孔隙保存机制,已成为油气科研与生产领域共同攻关的关键议题。

有鉴于此,本文系统调研全球深层-超深层碳酸盐岩孔隙型灰岩储集层的发育特征,深入探讨其发育主控因素与孔隙保持机制,并全面展望国内外该类储层的勘探前景,以期为国内外深层-超深层灰岩储层的油气勘探部署提供坚实的理论与技术支撑。

1 国外深层-超深层孔隙型灰岩储层特征

根据IHS Markit 2025年数据[12],国外已发现深层-超深层灰岩油气藏共计34个,其中18个目前处于生产状态。这些油气藏的地理分布高度集中(图1),主要位于俄罗斯地区(发现17个,其中8个在产)与巴西地区(发现9个,其中4个在产),其次为中亚地区(发现5个,其中3个在产)与墨西哥地区(发现的3个均已投产)。从层位上来看,该类油气藏以白垩系为主,但在中亚俄罗斯地区,储层集中于泥盆系和石炭系,三叠系、侏罗系、古近系中也有少量发现。在构造上,该类油气藏主要发育于特提斯构造域和南冈瓦纳构造域的被动大陆边缘早期裂谷盆地,北方构造域的造山带前缘也有零星分布。值得注意的是,全球已发现的34个此类油气藏中,有20个位于盆地盐下地层,受上覆稳定盐层封盖,这种配置为孔隙保持和油气富集提供了有利条件。

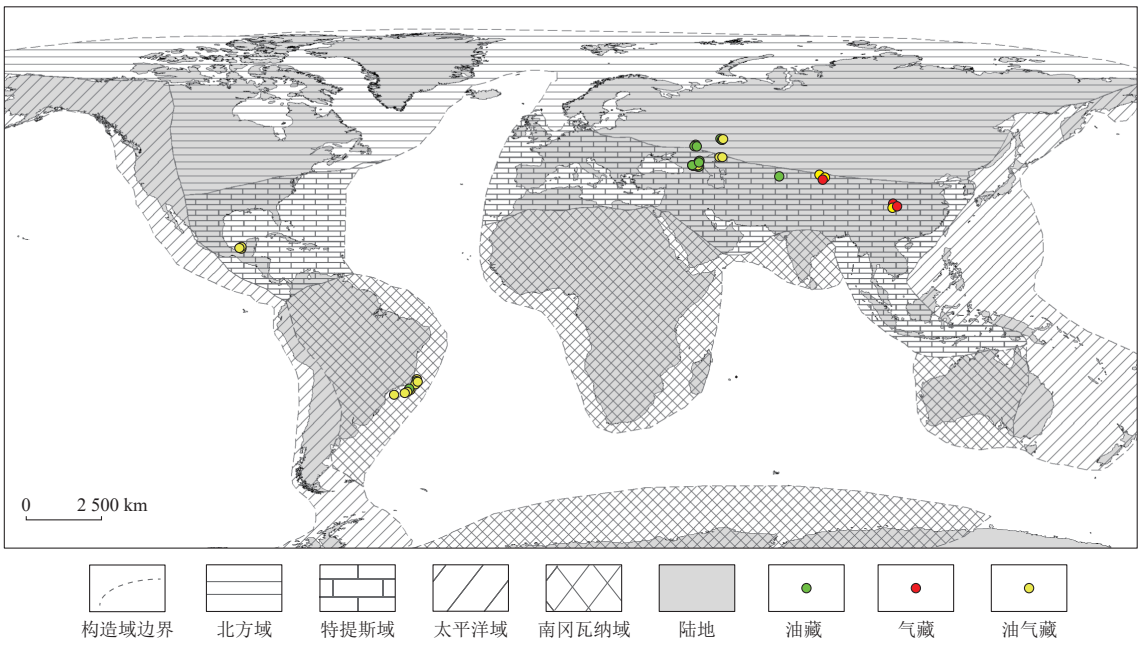


图1 全球深层-超深层灰岩油气藏地区分布（据文献[13]修改）

Fig. 1 Regional distribution map of global deep to ultra-deep limestone oil and gas reservoirs (modified from reference [13])

1.1 俄罗斯地区深层-超深层灰岩储层

俄罗斯地区深层-超深层灰岩储层主要集中于伏尔加-乌拉尔盆地及北高加索盆地区域，岩性表现出显著的盆地差异性。其中，伏尔加-乌拉尔盆地以中泥盆统艾菲尔阶生屑滩相颗粒灰岩和上泥盆统法门阶生物礁灰岩为代表；北高加索盆地则以下三叠统印度阶Neftekumsk组生屑滩相颗粒灰岩最为典型。

在储集空间类型方面，除伏尔加-乌拉尔盆地上泥盆统法门阶生物礁灰岩以生物格架孔和生物体腔孔为主外[14]，其余储层均以粒间孔、晶间孔以及后期成岩改造形成的粒间溶孔和铸模孔为主。而在埋深、有效厚度和储层物性等方面，各盆地之间差异显著：① 伏尔加-乌拉尔盆地上泥盆统法门阶生物礁灰岩埋深4 700 ~ 5 000 m，储层有效厚度较薄，介于2.7 ~ 5.0 m、平均值为3.8 m；但物性优异，孔隙度分布在10% ~ 15%、平均值为12.3%，渗透率最高达237.0 × 10^{-3} μm²、平均值为121.1 × 10^{-3} μm²；Suvodskoye等油田已投产。② 中泥盆统艾菲尔阶生屑滩颗粒灰岩埋深超过5 500 m，但储层有效厚度仅为3.4 m；物性相对较差，平均孔隙度5.85%，渗透率介于0.5 ~ 4.9 × 10^{-3} μm²；目前仅Sladkovsko-Zarechnoye油田有钻井发现，尚处于评价阶段。③ 北高加索盆地下三叠统印度阶Neftekumsk组生屑滩相颗粒灰岩埋深约4 600 m，储层有效厚度介于16.30 ~ 35.50 m、平均值为26.13 m；孔隙度范围3.0% ~ 10.3%、平均值为7.1%；局部裂缝提升了储层连通性，渗透率最大达162 × 10^{-3} μm²，主体介于(1 ~ 100) × 10^{-3} μm²；Kazbekovskoye、Razdolnoye和Ozernoye油田均已投产。

1.2 巴西深层-超深层灰岩储层

巴西地区深层-超深层灰岩储层主要分布于桑托斯盆地和坎波斯盆地。其中，桑托斯盆地已发现5个深层-超深层灰岩油气藏：梅罗（Mero）和卢拉（Lula）油田已投产，另有3个区块处于勘探评价阶段；坎波斯盆地已发现4个深层-超深层灰岩油气藏：Wahoo和Marlim油田已投产，Norte de Brava油田于2025年进入评价阶段，另有1个区块处于勘探阶段。该区油气藏位于大西洋深水区（水深约2 000 m），实际地质埋深介于4 500 ~ 5 000 m。

在岩性方面，桑托斯盆地以白垩系巴雷姆阶ITP（Itapema）组介壳灰岩、阿普特阶BVE（Barra velha）组湖相微生物灰岩以及阿尔布阶Guaruja组鲕粒颗粒灰岩为主；坎波斯盆地则以盐下白垩系阿普第阶Lagoa Feia组湖相瓣鳃类介壳颗粒灰岩为代表。储层整体表现为厚度大、物性优的特点。其中，桑托斯盆地ITP组的储层有效厚度达150.0 m，其发育受古地貌控制且与区域火山喷发事件相关，储集空间以粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔为主，孔隙度介于9.7% ~ 30.0%、平均值为15.5%，渗透率最高可达3 090 × 10^{-3} μm²；BVE组储集空间包括生物格架孔、粒间孔及溶蚀改造形成的次生孔[16]，孔隙度为5.0% ~ 20.0%、最大超过25.0%，渗

透率介于(1 ~ 1 000) × 10^{-3} μm²;Guaruja组的平均埋深为5 400 m,储层厚度约为832.0 m,孔隙度为5.0% ~ 25.0%、平均值为16.0%,渗透率介于(1 ~ 1 300) × 10^{-3} μm²、平均值仅为25 × 10^{-3} μm²[17],整体表现为高孔隙度、低渗透率特征;坎波斯盆地Lagoa Feia组储集空间以粒间溶孔和粒内溶孔等次生孔为主[18],孔隙度为7.0% ~ 20.0%,渗透率介于(50 ~ 500) × 10^{-3} μm²[19-20],储层有效厚度达106.3 m,是该盆地下一步勘探的重点潜力层段。

1.3 中亚地区深层-超深层灰岩储层

中亚地区深层-超深层灰岩储层主要发育于哈萨克斯坦滨里海盆地南缘和东缘,以Tengiz、Kashagan及Karachaganak等巨型碳酸盐岩油气田为典型代表,埋深4 500 ~ 5 500 m,岩性以泥盆系法门阶—石炭系巴什基尔阶的生物礁灰岩和生屑滩颗粒灰岩为主。近年来,乌兹别克斯坦费尔干纳盆地古近系阿莱组的生屑滩颗粒灰岩也获得了油气发现,但目前仍处于勘探阶段,尚未投产。

整体上,中亚地区泥盆系法门阶—石炭系巴什基尔阶深层-超深层灰岩储层形成于孤立台地沉积背景下的台内滩与台缘礁,岩性以颗粒灰岩和礁灰岩为主(图2)。储集空间以胶结残余孔隙为主,包括铸模孔、体腔孔、粒内溶孔以及粒间溶孔等,孔径范围约为0.5 ~ 1.0 mm。受沉积-成岩作用差异的影响,不同油田储层物性差异显著:Tengiz油气田储层孔隙度最高达18.6%,Karachaganak油气田储层孔隙度介于7.5% ~ 18%、渗透率介于(1 ~ 98) × 10^{-3} μm²[15],Kashagan油田储层孔隙度介于2% ~ 15%、渗透率介于(0.01 ~ 10) × 10^{-3} μm²(图3)。总体而言,孔隙度-渗透率相关性较好,反映了基质孔隙的特征;部分样品呈现高渗、低孔的特征,则指示裂缝和溶蚀孔洞的影响。

1.4 墨西哥深层-超深层灰岩储层

墨西哥深层-超深层灰岩储层集中分布于东南盆地,已在陆上相继发现了3套储层,分别为:胡霍-特科米诺阿坎油气田的上侏罗统钦莫利阶Akimpech组灰岩、提塘阶Chinameca组灰岩以及Sen油气田的白垩系Sierra Madre组灰岩。

各套储层的沉积背景、岩性及物性差异显著:Akimpech组灰岩埋深超5 500 m,发育于碳酸盐岩缓坡背景,岩性以鲕粒颗粒灰岩为主[21],储集空间为原生粒间孔和次生溶蚀孔,孔隙度为2% ~ 8%,渗透率介于(10.00 ~ 150.00) × 10^{-3} μm²;Chinameca组灰岩埋深

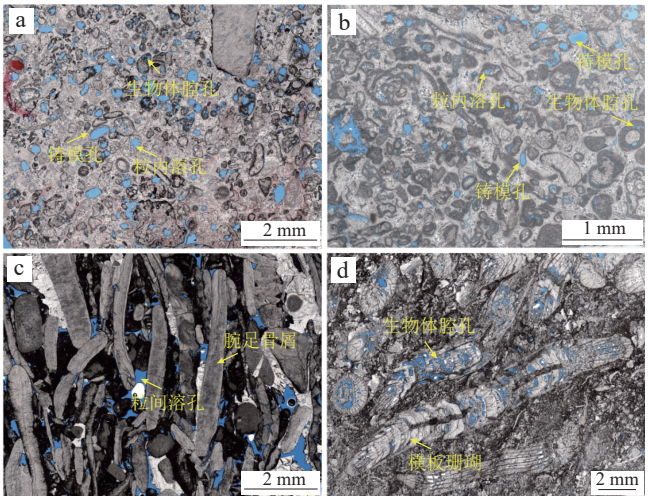


图2 中亚地区Kashagan油气田深层-超深层灰岩储层岩石学特征显微照片

Fig. 2 Micrographs showing the petrological characteristics of deep to ultra-deep limestone reservoirs in the Kashagan oil and gas field, Central Asia

a. K-2井,埋深5 253.36 m,石炭系巴什基尔阶亮晶鲕粒生屑颗粒灰岩,铸模孔、生物体腔孔及粒内溶孔发育,蓝色铸体薄片(染色),单偏光;b. K-4井,埋深4 579.17 m,石炭系巴什基尔阶生屑颗粒灰岩,颗粒分选较好,铸模孔、生物体腔孔、粒内溶孔发育,蓝色铸体薄片(染色),单偏光;c. K-5井,埋深5 052.10 m,石炭系维宪阶腕足骨屑颗粒灰岩,粒间溶孔发育,蓝色铸体薄片(染色),单偏光;d. K-5井,埋深5 157.07 m,石炭系维宪阶横板珊瑚礁格架灰岩,生物体腔孔发育,蓝色铸体薄片(染色),单偏光

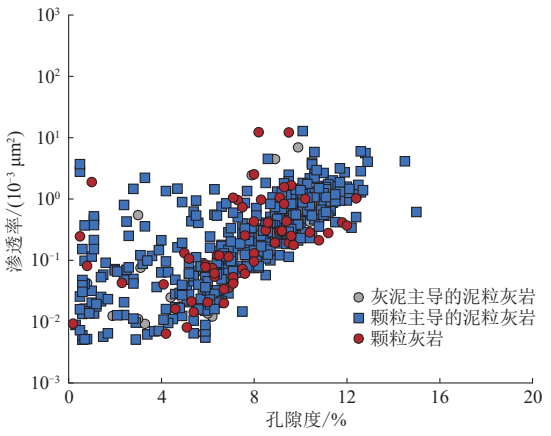


图3 中亚地区Kashagan油气田石炭系灰岩储层孔隙度-渗透率交汇图

Fig. 3 Porosity-permeability cross-plot of the Carboniferous limestone reservoirs in the Kashagan oil and gas field, Central Asia

5 100 ~ 6 200 m,发育于潮下带背景,岩性以灰岩角砾和白云质灰岩为主,孔隙度为4% ~ 6%,渗透率介于(10.00 ~ 150.00) × 10^{-3} μm²;Sierra Madre组灰岩埋深4 500 ~ 5 700 m,发育于浅海陆棚背景,岩性主要为含有孔虫的泥灰岩,原生基质孔发育差,孔隙度为5% ~ 8%,渗透率介于(0.01 ~ 10.00)× 10^{-3} μm²[22]。

东南盆地在中侏罗世为局限沉积环境，发育厚度为600～4 000 m的盐层。该盐层经后期构造运动改造形成的盐底劈构造，与区域内深层-超深层灰岩油气藏的形成与保存密切相关。

2 中国深层-超深层孔隙型灰岩储层特征

中国深层-超深层碳酸盐岩油气勘探前期以白云岩和缝洞型灰岩储层为核心，相继发现了塔里木盆地富满-顺北油田、塔河-轮南油田、塔中Ⅰ号气田以及四川盆地安岳气田等一系列大型、特大型油气田。随着勘探不断深入，在深层-超深层领域发现了多套优质孔隙型灰岩储层，主要分布在四川盆地和塔里木盆地（图1），展现出良好的勘探前景。

2.1 四川盆地深层-超深层灰岩储层

四川盆地自震旦纪—中三叠世发育巨厚海相碳酸盐岩沉积，形成多套完整“生-储-盖”组合，是中国海相油气勘探的核心区域。目前已发现的深层-超深层灰岩储层主要分布于中二叠统茅口组、上二叠统长兴组以及下三叠统飞仙关组。储层孔隙度与渗透率呈显著正相关关系（图4），表明其储集空间以基质孔为主。

2.1.1 上二叠统长兴组

上二叠统长兴组灰岩储层是中国深层-超深层碳酸盐岩的重要勘探领域。川中地区蓬深10井及蓬兴102井等多口探井均钻遇该套储层，其中蓬深10井试油获206.36×10^4 m^3/d的高产工业气流并伴凝析油产出[24]，突破了深层-超深层碳酸盐岩大油气田仅发育于白云岩和岩溶缝洞型灰岩的传统认识。

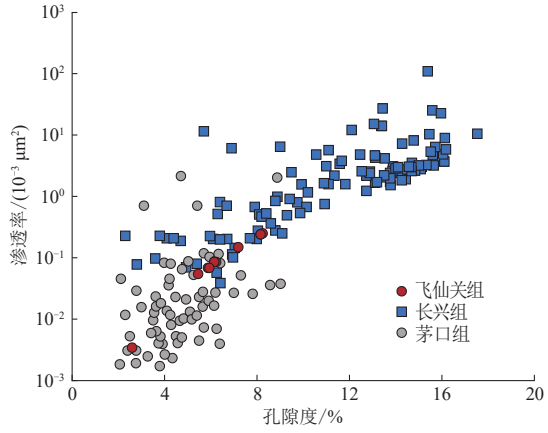


图4 四川盆地深层-超深层灰岩储层孔隙度-渗透率交会图

Fig. 4 Porosity-permeability cross-plot of deep to ultra-deep limestone reservoirs in the Sichuan Basin

（图中飞仙关组数据来自龙岗22井，长兴组数据来自蓬深10井，茅口组数据引自文献[23]。）

长兴组沉积期受峨眉地裂运动影响，四川盆地形成“隆、凹相间”的沉积格局[25]。蓬溪-武胜台洼周缘的斜坡或浅水碳酸盐台地上，密集发育点礁，与滩相沉积物共同构成礁-滩复合体，为储层发育奠定了物质基础；此外，孤立分布的礁-滩复合体被致密泥晶灰岩包裹，对灰岩储层的深埋保存具有重要意义。

长兴组灰岩储层具有明显的旋回性和强非均质性。以蓬深10井长兴组取心段（埋深5 437～5 473 m）为例，可划分出10个礁-滩沉积旋回。旋回下部多为含生屑泥晶灰岩及生屑泥粒灰岩，中上部为生屑颗粒灰岩和海绵-珊瑚-钙藻礁灰岩，部分旋回顶部可见10～20 cm厚的暴露面。不同井区储层物性具有一定差异：蓬深10井礁-滩复合体储层厚度为36.0 m，孔隙度平均值为7.4%，渗透率平均值为4.50×10^{-3} μm^2；蓬兴102井长兴组以礁灰岩、生屑灰岩及含云-云质灰岩为主，测井解释储层厚度为144.3 m、孔隙度8.5%、渗透率最大达2.8×10^{-3} μm^2，其中气层厚度为83.4 m。

长兴组灰岩储层岩石类型丰富，包括含生屑泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩及礁灰岩等。储集空间分为显孔和微孔2大类：显孔包括格架孔和粒间孔等原生孔，以及铸模孔和粒内溶孔等次生孔（图5）；微孔多为菱形微晶方解石晶间孔（图5d），广泛发育于各类岩性中，是低能沉积环境岩石类型的重要储集空间。此外，长兴组灰岩段普遍见缝合线，指示其经历过较强的压溶作用；但缝合线附近仍发育大量孔隙，并呈高孔隙度、高渗透率特征（图5a，e），表明压溶作用并非制约该套储层成储的决定性因素。

2.1.2 中二叠统茅口组

茅口组深层-超深层灰岩储层以蓬阳12井为典型代表。该井茅口组埋深介于5 910～6 015 m，储层岩性为含生屑泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩以及生屑颗粒灰岩，实测孔隙度平均值为5.1%，渗透率平均值为0.05×10^{-3} μm^2（图4），属于“低孔隙度、特低渗透率”储层，但已具备工业储集能力。其储集空间类型与长兴组相似，可见残余粒间孔、生屑粒内溶孔及铸模孔等显孔，同时发育大量菱形微晶方解石晶间微孔（图6）。尽管目前茅口组尚未发现长兴组那类典型的礁灰岩储层，但钻井岩心中可见珊瑚碎块，且保留了明显的格架孔和体腔孔，孔内常见沥青充填（图6d），表明这些孔隙曾作为有效油气储集空间，并经历过油气充注过程。

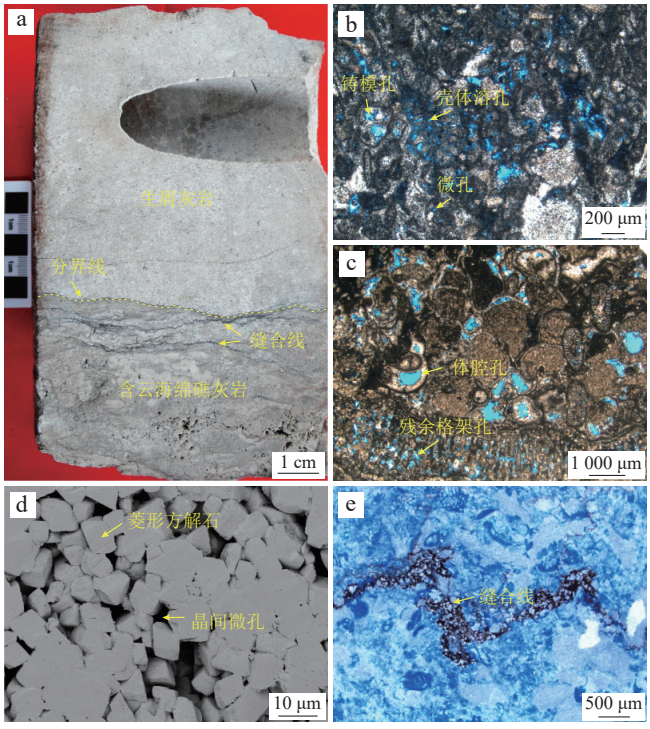


图5 四川盆地上二叠统长兴组灰岩储层岩石学特征照片（蓬深10井）

Fig. 5 Core picture and micrographs showing the petrological characteristics of limestone reservoirs of the Upper Permian Changxing Formation in well Pengshen 10, Sichuan Basin

a. 埋深5 462.83～5 462.99 m，生屑灰岩与含云海绵礁灰岩分界（黄色虚线），二者以缝合线（箭头）接触，岩心照片；b. 埋深5 462.85 m，泥晶生屑灰岩，发育大量铸模孔、壳体溶孔及微孔，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光；c. 埋深5 462.99 m，含云海绵礁灰岩，发育残余格架孔和体腔孔，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光；d. 埋深5 462.85m，泥晶生屑灰岩，灰泥区域发育大量菱形微晶方解石晶间微孔，场发射扫描电镜照片；e. 埋深5 455.92 m，亮晶生屑灰岩，发育缝合线（箭头），但残留大量孔隙，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光

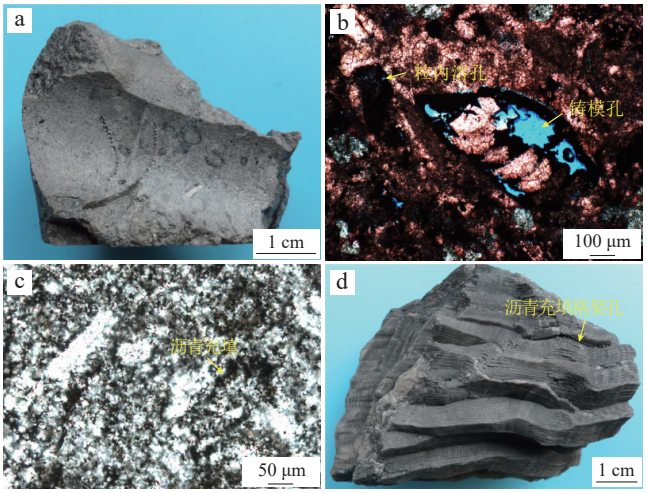


图6 四川盆地中二叠统茅口组灰岩储层岩石学特征照片

Fig. 6 Pictures and micrographs showing petrological characteristics of limestone reservoirs of the Middle Permian Maokou Formation, Sichuan Basin

a. 蓬深12井，埋深5 929.86 m，浅灰色亮晶生屑泥粒灰岩，岩心照片；b. 蓬深12井，埋深5 929.86 m，亮晶生屑泥粒灰岩中发育生物铸模孔及粒内溶孔，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光；c. 蓬深11井，埋深6 156.78 m，亮晶生屑泥粒灰岩，发育大量晶间微孔，孔中充填沥青，蓝色铸体薄片显微照片，单偏光；d. 蓬深11井，埋深6 157.34 m，珊瑚碎块，可见残留格架孔且孔中充填沥青（箭头），岩心照片

2.1.3 下三叠统飞仙关组

下三叠统飞仙关组鲕粒滩相碳酸盐岩是四川盆地重要的含气层系。长期以来，研究与勘探焦点主要集中于白云岩储层，并相继发现了普光、龙岗和元坝等大型气藏。近年来，鲕粒灰岩储层勘探也取得重要突破——川西北地区集探1井日产天然气超百万立方米，展现出巨大的勘探潜力。

飞仙关组鲕粒灰岩储层主要岩石类型为鲕粒颗粒灰岩，其次为含生屑鲕粒颗粒灰岩和鲕粒泥粒-粒泥灰岩[26]。其中，鲕粒类型包括表鲕、真鲕和复鲕等[27]。储集空间以粒内溶孔和铸模孔为主，见少量残余粒间孔，部分孔隙充填沥青。物性上总体属于“低孔隙度、低渗透率”的致密储层，实测孔隙度主体分布在2%～5%之间（图4）。值得关注的是，川北九龙山构造带龙岗63井在埋深近7 000 m的超深层钻遇鲕粒颗粒灰岩。该层段经历了强烈压实和压溶作用，缝合线构造发育，但镜下仍可见得到有效保存的残余粒间孔、粒内溶孔和鲕模孔，并伴沥青充填，证实颗粒滩相灰岩在极端埋藏条件下仍具备储集能力（图7c，d）。

2.2 塔里木盆地深层-超深层灰岩储层

塔里木盆地深层-超深层灰岩储层主要见于塔中、塔北及周边的顺托果勒、中古、塔河和古城等地区，核心层位为中、下奥陶统鹰山组-中奥陶统一间房组和上奥陶统良里塔格组。两套储层均受沉积微相与成岩作用共同控制，展现出不同的岩石学与物性特征。

2.2.1 中、下奥陶统鹰山组-中奥陶统一间房组

中、下奥陶统鹰山组-中奥陶统一间房组孔隙型灰岩储层以台盆区最为典型。储层埋深介于6 300～7 850 m，在全区稳定分布，与上、下地层呈整合接触。储层岩性主要为台地边缘相和开阔台地相的砂屑颗粒灰岩、凝块灰岩和藻粘结灰岩等（图8a—c）。孔隙度介于1.8%～4.0%，渗透率普遍低于1×10^{-3} μm²，整体属于“低孔隙度、低渗透率”储层。储集空间以微孔为主，

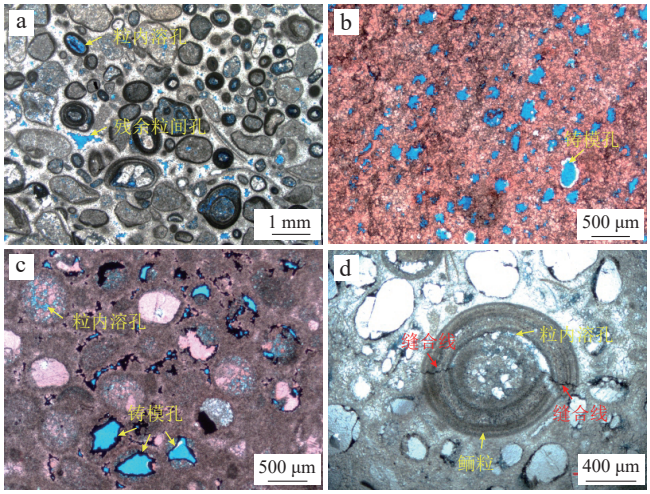


图7 四川盆地下三叠统飞仙关组灰岩储层岩石学特征显微照片

Fig. 7 Petrological micrographs of limestone reservoirs of the Lower Triassic Feixianguan Formation in the Sichuan Basin

a. 龙岗22井，埋深5 510.5 m，砂屑颗粒灰岩中发育粒内溶孔和残余粒间孔，蓝色铸体薄片（染色），单偏光；b. 龙岗22井，埋深5 533.0 m，具鲕粒残影的去云化泥晶灰岩中发育铸模孔，蓝色铸体薄片（染色），单偏光；c. 龙岗63井，埋深6 905.6 m，鲕粒泥粒灰岩中发育铸模孔、粒内溶孔以及残余粒间孔，见沥青，蓝色铸体薄片（染色），单偏光；d. 龙岗63井，埋深6 905.6 m，灰岩鲕粒被压溶形成缝合线（红色箭头），仍可见保存的粒内溶孔，蓝色铸体薄片（染色），单偏光

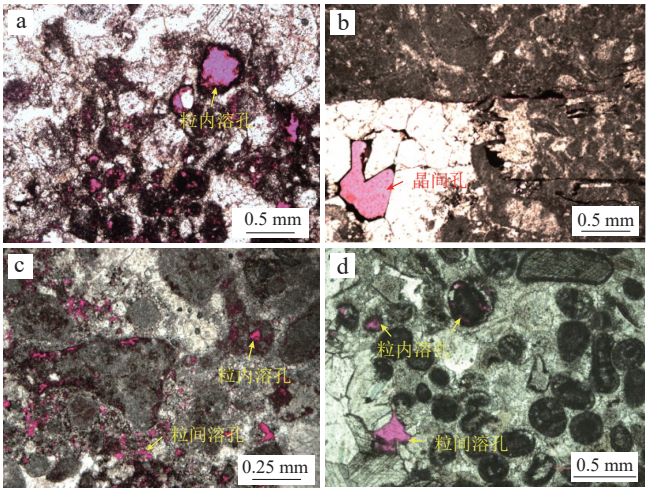


图8 塔里木盆地台盆区中奥陶统一间房组与上奥陶统良里塔格组孔隙型灰岩储层岩石学特征显微照片

Fig. 8 Petrological micrographs of porous limestone reservoirs of the Middle Ordovician Yijianfang to Upper Ordovician Lianglitage formations in the platform-basin area of the Tarim Basin

a. 新垦7井，埋深6 915.20 m，一间房组，亮晶颗粒灰岩，粒内溶孔发育，红色铸体薄片（染色），单偏光；b. 哈702井，埋深6 657.08 m，一间房组，砂屑颗粒灰岩，晶间孔发育，红色铸体薄片（染色），单偏光；c. 金跃5H井，埋深6 996.60 m，一间房组，泥亮晶砂屑颗粒灰岩，粒内及粒间溶孔发育，红色铸体薄片（染色），单偏光；d. 新垦101井，埋深6 766.70 m，良里塔格组，亮晶颗粒灰岩，粒间和粒内溶孔发育，红色铸体薄片（染色），单偏光

孔隙直径小于50 μm，包括粒内孔、粒间孔和晶间孔等。其中，粒内孔占比超80%，部分层段可见微裂缝，对储层连通性有一定改善。

储层发育受沉积微相、早期大气淡水溶蚀和热液作用共同控制。中奥陶世浅水碳酸盐岩沉积背景下，高能滩相灰岩与中-低能致密灰岩薄互层沉积。碳酸盐颗粒以不稳定高镁方解石为主，在短期暴露期间，淡水选择性溶解高镁方解石，形成粒内孔。因此，储层主要发育于旋回上部，平面上受高能滩相控制而广泛分布。目前，该区已有超过10口井见明显油气显示，其中顺南1井和顺托1井获工业油气流[28-30]；中古、塔河和古城等地区也取得勘探发现。该套储层多作为岩溶储层和断裂裂缝型储层的补充层系[31-33]。

2.2.2 上奥陶统良里塔格组

上奥陶统良里塔格组孔隙型灰岩储层以塔中地区最为典型和发育。该区发现了中国第一个古生代地层亿吨级生物礁大油气田——塔中Ⅰ号坡折带大型凝析气田。塔中地区良里塔格组储层埋深介于4 900～6 800 m，地层呈“北厚、南薄，东厚、西薄”的特征，最厚处可达800 m。沉积时期处于晚奥陶世二级海平面下降早期，塔里木盆地为多个孤立台地[34]，塔中地区为强镶边台地[35]，高能礁滩相广泛发育，为储层形成奠定了物质基础。

储层岩性以砂屑颗粒灰岩、生屑颗粒灰岩、生物礁灰岩和鲕粒颗粒灰岩为主。储集空间以粒内溶孔和粒间溶孔为主，见少量溶洞、裂缝和铸模孔等。孔隙度主体介于2.1%～6.2%、平均值大于4.0%，渗透率主要介于(0.05～0.75)×10^{-3} μm^2、平均值为5.44×10^{-3} μm^2，属于“中-低孔隙度、中-低渗透率”储层。储层发育受沉积微相、早期大气淡水溶蚀和构造破裂作用共同控制，主要分布于台地边缘相和开阔台地相的礁滩微相中，且受高频层序界面控制呈旋回性发育，高位体系域是其主要发育期[36]。此外，塔中地区多期构造形成的断裂与裂缝系统，以及台缘暴露期的溶蚀改造，有效改善了储层的储集性能。

相比之下，塔河—哈拉哈塘地区良里塔格组沉积时期为缓坡型-弱镶边台地，水体较深、能量较低，高能相不发育，孔隙型储层仅少量分布于礁滩相颗粒灰岩中（图8d）。

3 深层-超深层灰岩储层发育机制与控制因素

基于国内外深层-超深层孔隙型灰岩储层特征的

系统研究，本文认为该类储层的发育是多因素耦合作用的结果，核心因素包括沉积相、溶蚀作用和油气充注史等。其中，高能礁滩相沉积是储层发育的物质基础，为孔隙形成提供初始空间；溶蚀作用是储层提质的关键，有效改善储层的孔、渗性能；异常超压与早期油气充注是孔隙保持的核心，能抑制深层压实和压溶等破坏性成岩作用。上述因素共同构成了深层-超深层孔隙型灰岩储层的发育与保持机制。

3.1 储层发育物质基础：高能礁滩相

国内外钻井岩心与微观薄片观察结果表明，深层-超深层孔隙型灰岩储层具有显著的相控性，其初始孔隙主要形成于高能礁滩相沉积环境，包括3种类型：①粒间孔，发育于砂屑滩、生屑滩环境，由沉积颗粒堆积形成；②体腔孔，与生物碎屑相关，为有孔虫等生物壳体内部的原生孔；③格架孔，形成于生物礁环境，为生物骨架生长过程中产生的孔隙。相关研究结果显示，此类原生孔在碳酸盐岩沉积地层中的初始面孔率可达40%～60%[37]，为储层发育提供了重要的初始储集空间，是深层孔隙得以保存和改造的前提。

沉积环境和海平面变化过程对储层发育规模和质量具有直接控制作用。以巴西桑托斯盆地湖相碳酸盐岩为例，从ITP组到BVE组再到Guaruja组，湖盆经历了“水体加深—火山活动加剧—萎缩咸化”的过程。不同阶段沉积物类型、成岩强度差异显著，导致储层发育程度各不相同：ITP组沉积期受岩浆喷发影响，湖盆形成局部高点，为介壳生物生长提供条件，淋滤改造后形成优质介壳灰岩储层；BVE组沉积期受火山活动导致热液上涌的影响，湖盆形成孤立台地格局，礁滩发育规模大，储层物性优异；Guaruja组沉积期湖盆萎缩，早期方解石胶结破坏原生孔，仅后期淋滤改造形成的次生微孔为主要储集空间。

海相背景下碳酸盐沉积主要受地形与海平面变化的控制，颗粒滩的规模与发育位置直接决定储层发育程度。厚度大、地形高的滩核部位更有利于孔隙发育和保存。以塔中地区良里塔格组（图9）为例，位于滩核的塔中201-1H井良里塔格组二段（良二段）鲕粒灰岩，相较位于滩翼的塔中201井，孔隙更为发育，且孔隙以暴露溶蚀成因的粒内溶孔为主，展现出沉积相带对储层的精准控制。

在有利沉积相背景下，溶蚀作用对储层质量提升具有重要意义。与中层-浅层灰岩储层相比，深层-超深层灰岩储层在长期埋藏过程中不可避免地经历了压实、压溶及胶结作用，导致孔隙损失。而溶蚀作用能有效扩大初始孔隙空间、疏通孔隙喉道，改善储层孔、渗性能，在一定程度上抵消破坏性成岩作用的影响。溶蚀作用的发育具有明显非均质性，受原始沉积相带、成岩演化序列及断裂活动等共同控制。在有利沉积相带基础上叠加溶蚀改造的层段，往往成为优质储层的核心发育区。关于溶蚀作用对储层的贡献，前人已有深入研究，本文不再赘述。

3.2 储层孔隙保持机制：油气充注、封闭体系与膏盐岩覆盖

深层-超深层往往意味着更高的温度、更大的压力以及更长的埋藏成岩改造史。白云石骨架由于具有更高的抗压能力，丘滩相沉积经历早期白云石化作用后，在中-浅埋藏期可较大程度地抵抗压实和压溶作用，有利于孔隙保持。相比之下，灰岩骨架抗压强度较低，在深层成岩环境中易发生压溶作用，缝合线及伴生充填物堵塞孔隙，导致储层致密化[38]。因此，孔隙型灰岩储层在深层-超深层能否有效保存孔隙，核心在于成岩演化过程中是否具备抑制压实、压溶及胶结等破坏性成岩作用的地质条件。近年来的勘探实践与理论研究揭示，深层存在一套“保持性成岩作用”机制，能使早期形成的孔隙得以保存。该机制主要包括以下3个方面。

首先，早期油气充注是抑制埋藏期灰岩孔隙胶结充填的重要机制。在埋藏过程中发生早期油气充注，油气占据孔隙空间后，可有效阻止或减缓后期流体的胶结作用，从而提升孔隙保存效率[39]。国外大量中层-浅层灰岩油藏实例研究表明，油藏内灰岩与油-水界面之下灰岩的成岩强度存在显著差异。以伊拉克H油田白垩系Mishrif油藏为例，其油-水界面之上生屑泥粒灰岩压实、压溶作用弱，孔隙内方解石充填少见（图10a，b），孔隙度可高达20%～30%；而其油-水界面之下的生屑泥粒灰岩经历了更强的压溶作用（图10c，d），孔隙度仅为10%～20%。这揭示了孔隙型灰岩储层若在中-浅埋藏期即经历油气充注，可显著降低由压实、压溶作用导致的孔隙破坏，是该类储层在进入深-超深埋藏阶段后仍能保留较大规模基质孔的关键。就四川盆地茅口组而言，基于蓬阳3井等井包裹体测温数据，明确川中茅口组经历了3期油气充注。其中，第一期与液烃包裹体所共生的盐水包裹体均一温度为52～89 ℃，对应二叠纪中-晚期，埋深为500～1 000 m，正处于压实、压溶作用的主要阶段。该时期的油气充注有效降低了成岩改造强度，为灰岩孔隙的保存提供了有利条件。

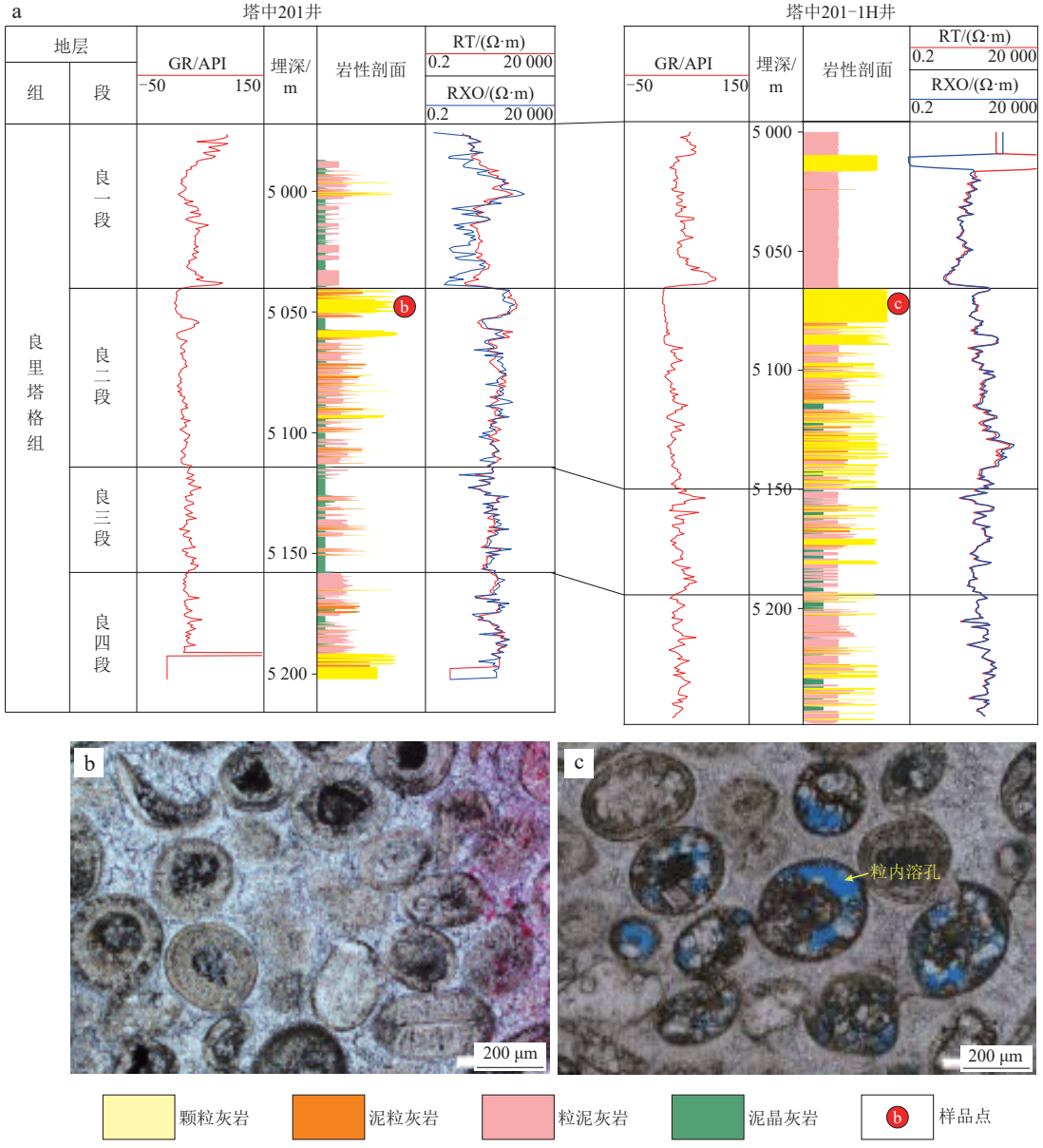


图9 塔里木盆地塔中地区良里塔格组台内滩储层发育特征

Fig. 9 Development characteristics of intra-platform shoal reservoirs of the Lianglitage Formation in the Tazhong area

a. 过塔中201井—塔中201-1H井连井对比剖面；b. 塔中201井，埋深5 040. 80 m，亮晶颗粒灰岩，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光；c. 塔中201-1H井，埋深5 060. 38 m，亮晶颗粒灰岩，粒内溶孔发育，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光

其次，埋藏期形成的封闭成岩体系有利于灰岩孔隙保持。当早期形成的生屑滩体被致密泥晶灰岩包裹时，持续埋藏增温过程中，生屑滩内部流体热膨胀受限，可形成局部异常超压[40]。在封闭的流体超压体系中，碳酸盐矿物的重结晶作用倾向于形成自形晶体结构，减少孔隙充填，有利于孔隙的保持。四川盆地的研究实例证实，长兴组压力系数可达2. 0以上，属于强超压系统。这种强超压系统阻止系统内、外流体的循环交流及水–岩作用的持续发生，有利于孔隙的保持（图11），断续分布的多孔生屑滩、早期油气充注、单滩体异常超压，以及致密顶、底板夹持形成的区域异常超压，多因素耦合构成了深层孔隙型灰岩储层规模发育与孔隙保持的有利条件。

此外，膏盐层对下伏碳酸盐岩的孔隙保持具有重要意义。膏盐岩的压力和物性封闭共同作用，有利于形成异常压力，减缓压实作用的发生；膏盐岩具有较高的热导率，能降低下伏碳酸盐层系的温度，减缓成岩作用进程[41]；同时，蒸发岩矿物与烃类易发生硫酸盐热化学还原作用形成硫化氢（H_2S），生成的酸性硫化氢流体可对碳酸盐储层产生溶蚀改造作用，进一步改善储层渗流能力[42-44]。前已述及，全球已发现的34个深层–超深层灰岩油气藏中，有20个位于膏盐岩层之下，

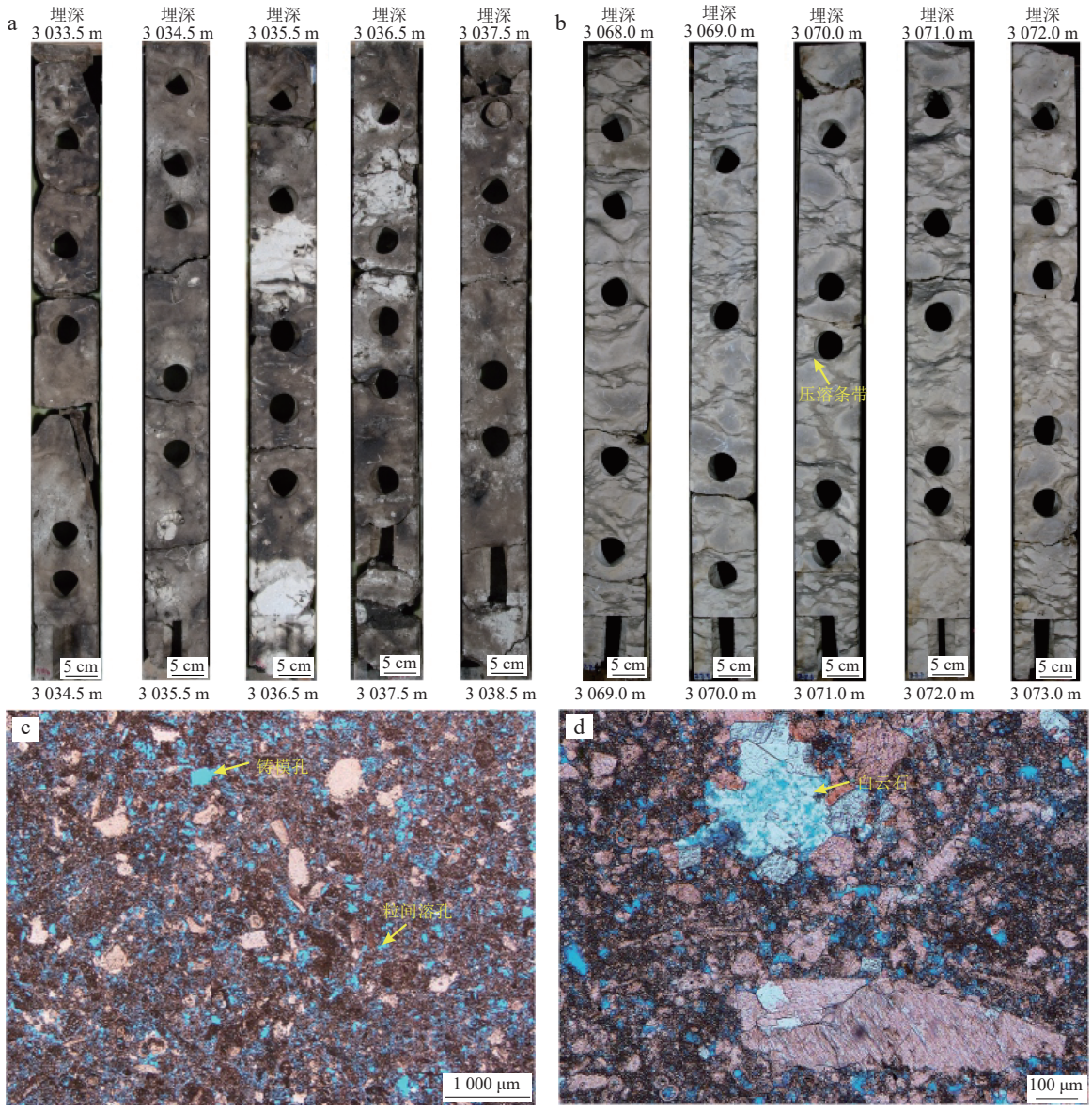


图10 伊拉克H油田Mishrif油藏油-水界面之上、之下的生屑灰岩成岩差异特征照片

Fig. 10 Pictures and micrographs showing the diagenetic differences of bioclastic limestones above and below the oil-water contact in the Mishrif reservoir of the H oilfield, Iraq

a. M59井，埋深3 033.5 ~ 3 038.5 m，生屑泥粒灰岩，孔隙、孔洞发育，未见明显缝合线发育，岩心照片；b. M59井，埋深3 068.0 ~ 3 073.0 m，生屑泥粒灰岩，孔隙、孔洞欠发育，压溶条带发育，岩石呈斑状，岩心照片；c. 生屑泥粒灰岩，孔隙发育，孔隙中无充填物，埋深3 035.2 m，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光；d. M59井，埋深3 070.2 m，发育生屑泥粒灰岩、方解石胶结物和白云石，微孔发育，蓝色铸体薄片（染色）显微照片，单偏光

以中亚和美洲的实例为主，均形成了大型、超大型灰岩油气藏。

3.3 成因对比：孔隙型灰岩、白云岩储层

沉积环境是决定深层-超深层碳酸盐岩储层发育的关键。对于深层-超深层孔隙型碳酸盐岩储层而言，无论是灰岩储层还是白云岩储层，高能的沉积环境都至关重要。台缘礁滩与台内滩等高能沉积相带，由于水动力强，沉积物淘洗分选好，泥质含量低，原生孔发育。这些富含原生孔的岩石（如颗粒灰岩）不仅为后续的成岩改造提供了物质基础和流体运移通道，其颗粒支撑的骨架结构也具备了一定的初始抗压实能力。但与深层-超深层孔隙型灰岩储层相比，白云岩储层在初始沉积环境方面，除高能沉积环境外，蒸发环境下的潮坪、潟湖、混合水带以及微生物活动等也均可形成有利于白云岩储层发育的地球化学环境。二者在沉积阶段的最大差异在于：白云岩储层的形成往往需要与能够生成白云石化流体的特定水文和地球化学条件相关联的沉积环境。

在成岩作用方面，孔隙型灰岩储层硬度低（摩氏硬

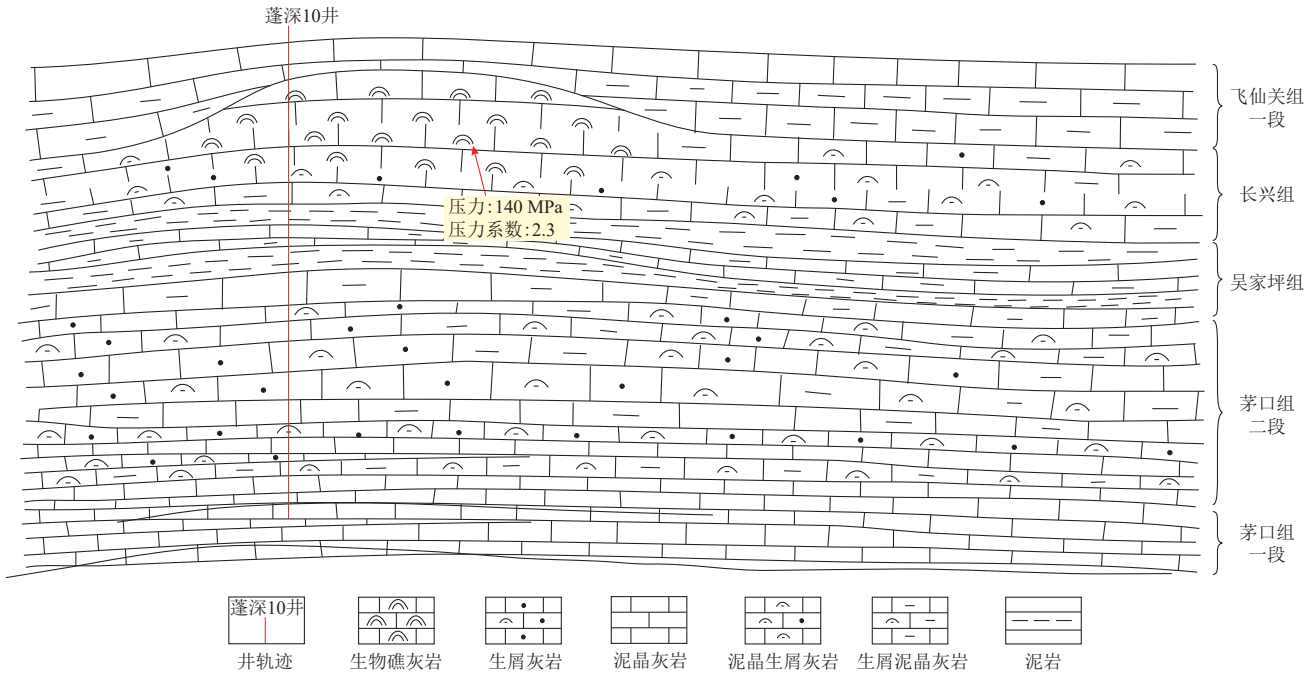


图11　四川盆地川中地区二叠系长兴组孔隙型灰岩储层发育模式[40]

Fig. 11　Conceptual model of porous limestone reservoir development in the Changxing Formation, central Sichuan Basin[40]

度3)，压实、压溶作用强烈，随着埋深的增加，其原生孔较难保存。已发现的深层–超深层孔隙型灰岩储层中，粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔等次生溶孔为其主要储集空间。该类储层形成的关键在于孔隙如何在深层–超深层环境中保存下来，其孔隙形成与保存模式为“高能礁滩相沉积成孔+准同生溶蚀改造增孔+早于成岩关键节点的油气充注、膏盐层封闭及异常高压保护”(图12)。巴西桑托斯盆地白垩系湖相碳酸盐岩储层、中亚滨里海盆地石炭系碳酸盐岩储层、四川盆地茅二段上亚段碳酸盐岩储层均可归为此类。该模式强调了地质事件在时间上的精准耦合，任何一个环节的缺失(尤其是“保孔”环节的缺失)，都将导致灰岩储层在深部环境中致密化。

相比之下，白云岩由于硬度较高，抗压实、抗压溶能力强，随着埋深增加，其原始孔隙得以有效保存。依据成因机理，深层–超深层孔隙型白云岩储层可进一步划分为白云石化伴生溶蚀型、埋藏白云石化继承型和后生溶蚀改造型3类(图12)[3]。其中，白云石化伴生溶蚀型储层的典型发育模式可概括为：“白云石化礁滩相原生孔+准同生溶蚀增孔+自身优势保孔”，该模式强调准同生白云岩基质孔的保持，形成深层–超深层孔隙型白云岩储层，以四川盆地震旦系灯影组和飞仙关组储层为代表。埋藏白云石化继承型储层的典型发育模式可概括为：“高能礁滩相沉积成孔+白云石化改造保孔”，该模式强调浅埋藏期白云石化作用对于白云岩储层的改造作用，以四川盆地栖霞–茅口组和塔里木盆地下奥陶统白云岩储层最为典型。后生溶蚀改造型储层的典型发育模式可概括为：“白云岩储层+暴露岩溶改造或断裂相关热液改造”，分布受不整合面或断裂控制，塔里木盆地鹰山组和四川盆地茅口组发育该类型储层。

总体来看，孔隙型白云岩储层在高能相带叠加准同生白云石化作用改造的情况下也可规模发育，尽管在浅–中埋藏期仍可能经历压实、压溶和胶结等减孔作用，但仍可达到有效储层的标准。相比之下，孔隙型灰岩储层除了要求高能相带叠加准同生溶蚀改造外，还要求在浅–中埋藏期间存在邻近烃源岩生、排烃作用及规模充注，或者有上覆厚层膏盐岩助力孔隙保持。因此，深层–超深层孔隙型灰岩储层的孔隙保持并非单一因素所致，而是岩石结构、流体压力演化与成岩流体性质等多种因素在时–空上的有效配置，是埋藏史、生烃史和成岩孔隙演化史及相关要素时–空耦合的结果。

4　深层–超深层灰岩储层勘探方向

前期油气勘探实践揭示，沉积盆地中石油的赋存与储层温度(深度)存在明显的经验关系。Nadeau等人[45]对全球954个大型油田中1 175套特征清晰的储层进行了分析和统计，结果表明：74%的油气储量分布

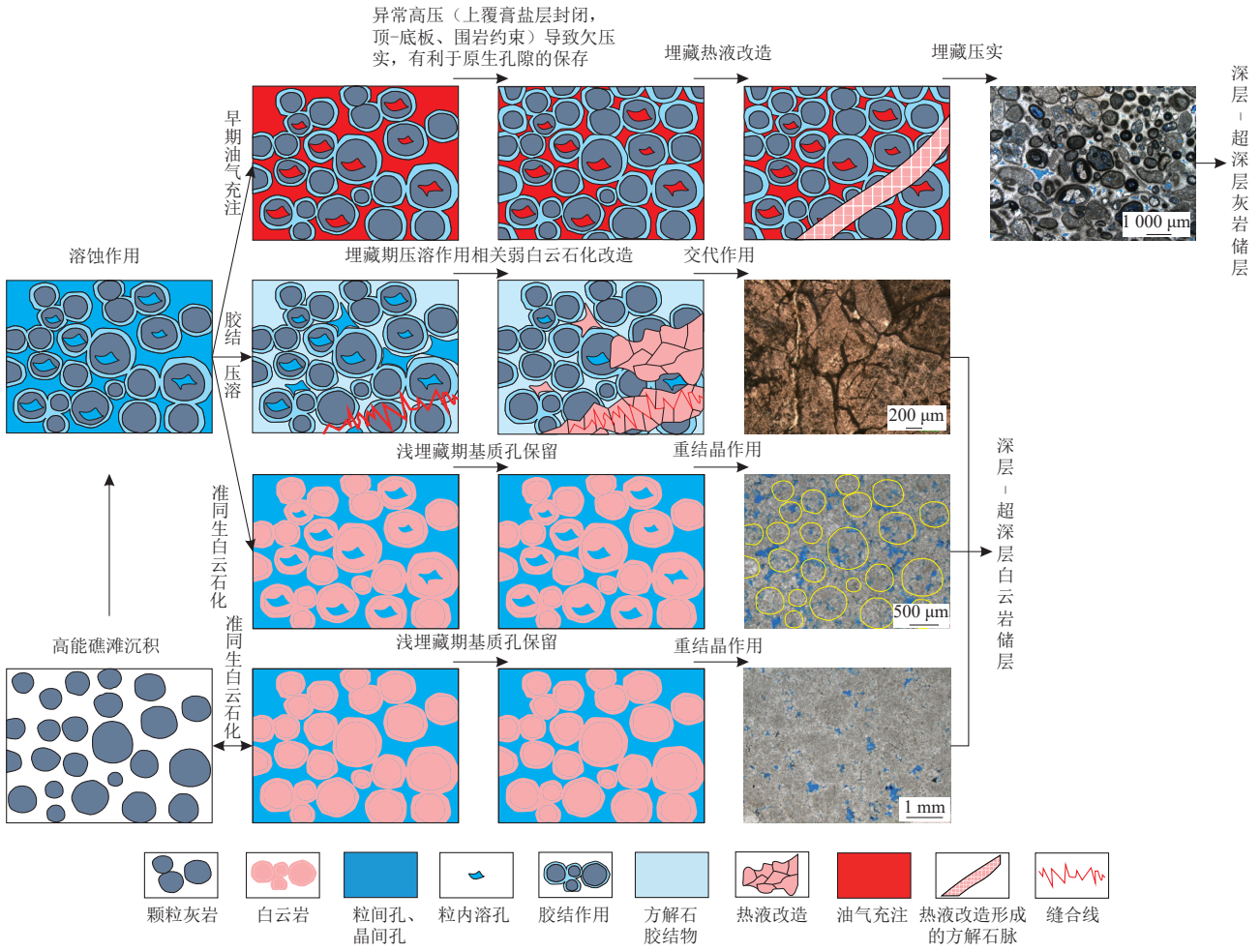


图12 深层-超深层孔隙型灰岩储层和白云岩储层的成因模式

Fig. 12 Genetic model of deep to ultra-deep porous limestone and dolomite reservoirs

于(60 ± 2) ~ (120 ± 2) ℃的温度区间，该区间被定义为油气勘探的“黄金带”[45-46]，对应埋深多小于4 500 m。随着中-浅层(埋深 < 4 500 m，大致对应温度 < 120 ℃)油气资源的枯竭与产量递减，向深层(埋深介于4 500 ~ 6 000 m，大致对应温度区间为120 ~ 160 ℃)乃至超深层(埋深 > 6 000 m，大致对应温度 > 160 ℃)的进军已成为全球油气勘探的必然选择[47-48]。

长期以来，深层-超深层孔隙型灰岩储层未受到勘探领域的足够重视。然而，近年来大量勘探成功实例表明，该类储层具有巨大的勘探潜力。就四川盆地而言，川中地区埋深近6 000 m的茅二段孔隙型生屑灰岩储层分布面积达9.5 × 10^4 km^2，长兴组深层孔隙型礁滩复合体灰岩储层有利分布面积达10.3 × 10^4 km^2，勘探潜力巨大。同时，孔隙型灰岩储层的发育并非局限于四川盆地二叠系单一层位，塔里木盆地奥陶系地层以及远离不整合面的区域同样钻遇该类储层；中国第一口万米井——深地塔科1井，在肖尔布拉克组砂屑灰岩中也识别出有效孔隙发育段，虽受沉积相带影响，储层规模较小，但证实了灰岩在超深层的孔隙保持能力，并佐证了孔隙在更多层位的发育潜力[49]。

研究表明，规模优质孔隙型灰岩储层的发育主要受控于2大核心条件：①断续分布的多孔礁滩体，沉积期和表生期形成的粒间孔、生物体腔孔和铸模孔等构成储层发育的物质基础；②早期油气充注、异常超压封存箱和低地温梯度等地质条件，为孔隙深层保持提供保障。简言之，只要具备“高能礁滩相+盐下”或“高能礁滩相+致密包裹+异常超压”等耦合条件，就有可能在深层-超深层找到规模性孔隙型灰岩油气藏。

因此，该类储层分布预测的核心，除识别高能礁滩相沉积体外，关键是寻找有利于孔隙保持的地质背景。结合国内外勘探实践，确定了以下3大重点勘探领域。

4.1 盐下碳酸盐岩

膏盐岩地层的压力封闭和物性封闭共同作用，可有效形成异常超压，减缓下伏碳酸盐岩的压实作用。同时，膏盐岩较高的热导率能够降低下伏地层温度，减

缓成岩作用进程，使礁滩相灰岩的基质孔在更大深度得以保存。

碳酸盐岩-膏盐岩体系在国内外各大盆地广泛发育，勘探潜力巨大。中东大部分地区发育多套膏盐层，其下部仍可能发育大规模灰岩储层；中亚地区阿姆河盆地侏罗系盐下灰岩已实现规模开发，塔吉克博格达盆地侏罗系巨厚膏盐岩层之下碳酸盐岩同样展现出巨大的勘探潜力；中国塔里木盆地台盆区中寒武统发育大规模膏盐岩层，其下高能相带即使未发生白云石化，局部仍可能发育规模孔隙型灰岩储层，肖尔布拉克组和吾松格尔组为有利勘探层系；四川盆地飞仙关组和嘉陵江组同样具有重要的勘探潜力。

4.2 近源-顶、底板夹持碳酸盐岩

在碳酸盐岩高能相带提供初始基质孔的前提下，油气充注与超压形成是孔隙在深层得以保持的关键。因此，靠近烃源岩及顶、底板发育且形成独立压力系统的地层结构背景，有利于规模优质孔隙型灰岩储层的发育。此类背景能为早期油气充注提供物质基础，致密顶、底板则为异常超压形成提供封闭条件。

四川盆地茅口组和长兴组是典型代表：礁滩体靠近烃源岩，且被致密地层夹持形成独立压力系统，油气充注后易形成超压，有效保存孔隙。塔里木盆地中奥陶统一间房组和上奥陶统良里塔格组，被吐木休克组和桑塔木组致密层分割并包裹，具备相同的地层结构特征，也是有利勘探目标。国外如西古尔纳油田Yamama组与哈萨克斯坦Kashagan油田石炭系储层，均为孤立台地被深水致密碳酸盐岩包围，孔隙保持条件优异，证实了该类地层结构的勘探价值。

4.3 构造改造区碳酸盐岩

总体而言，深层-超深层礁滩相灰岩储层的孔隙以粒内溶孔为主，普遍表现出“中-高孔隙度、低渗透率”的特点，这是制约其成为工业产层的重要因素。在局部构造改造和裂缝发育的区域，裂缝能有效改善储层的连通性和渗流能力，与基质孔隙形成“孔隙+裂缝”双重储集空间，从而形成规模优质储层。

俄罗斯与中亚地区的灰岩储层是典型代表：其基质孔隙物性一般，但受构造作用影响裂缝发育，裂缝对渗透率提升起到了关键作用，成为该区储层高产的核心保障。近年来，塔里木盆地塔西南山前带石炭系-二叠系也展现出良好的勘探潜力，以构造叠加改造礁滩相灰岩储层为主。因此，在识别高能礁滩相沉积体和孔隙保持条件的基础上，叠加构造改造的区域是深层-超深层孔隙型灰岩储层的重要勘探方向。

5 结论

1）在全球深层-超深层孔隙型灰岩储层中已发现了34个油气藏（除中国外）。地理上集中分布在俄罗斯、巴西、中亚和墨西哥等地区，中国则以四川盆地和塔里木盆地为核心。层位上涵盖泥盆系、石炭系、白垩系、二叠系和奥陶系等；构造上多发育于被动大陆边缘裂谷盆地和孤立台地背景，盐下地层是其重要分布区。

2）深层-超深层孔隙型灰岩储层具有明显的区域与层位差异性。岩性以礁灰岩、颗粒灰岩、介壳灰岩以及鲕粒灰岩等高能礁滩相岩石为主；储集空间包括原生的粒间孔、体腔孔和格架孔，以及次生的溶蚀孔和晶间孔，微孔在低渗储层中起到重要补充作用；物性整体以“中-高孔隙度、低渗透率”为主，局部受裂缝和溶蚀作用改造可达“中-高孔隙度、中-高渗透率。”中国深层-超深层孔隙型灰岩储层孔隙度与渗透率呈明显正相关，指示基质孔为主要储集空间。

3）深层-超深层孔隙型灰岩储层的发育与保持是多因素耦合作用的结果。高能礁滩相沉积是物质基础，为初始孔隙形成提供空间，沉积相带的规模和部位直接控制储层发育程度；溶蚀作用是储层提质的关键，能抵消压实和胶结作用的孔隙损失，改善孔、渗性能；异常超压与早期油气充注是孔隙保持的核心，致密地层夹持形成的封闭体系是异常超压形成的前提，早期油气充注可抑制后期胶结作用，膏盐岩地层对孔隙保持具有重要的辅助作用。

4）深层-超深层孔隙型灰岩储层的勘探核心是寻找“高能礁滩相+孔隙保持有利条件”的耦合区。盐下碳酸盐岩、近源-顶、底板夹持碳酸盐岩与构造改造区碳酸盐岩是3大重点勘探领域。其中，盐下地层受膏盐岩封盖利于孔隙保存，近源-顶、底板夹持地层早期油气充注易形成异常超压，构造改造区裂缝能有效改善储层渗流能力。

5）深层-超深层孔隙型灰岩储层的发现突破了传统“白云岩优先”的勘探范式，并展现出巨大的勘探潜力。四川盆地茅口组和长兴组以及塔里木盆地一间房组和良里塔格组为中国的核心勘探层系；中东、俄罗斯及中亚等地区为全球重要潜在勘探区域。未来勘探需加强高能礁滩相的精细识别、孔隙保持机制的定量研究及储层预测技术研发，为该类储层的高效勘探提供支撑。

参 考 文 献

[1] DOU Lirong, WEN Zhixin, WANG Zhaoming. Global oil and gas resources: potential and distribution[M]. Singapore: Springer, 2024.

[2] 代林呈, 王兴志, 杜双宇, 等. 四川盆地中部龙王庙组滩相储层特征及形成机制[J]. 海相油气地质, 2016, 21(1): 19-28.
DAI Lincheng, WANG Xingzhi, DU Shuangyu, et al. Characteristics and genesis of lower Cambrian Longwangmiao beach-facies reservoirs in central part of Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2016, 21(1): 19-28.

[3] 乔占峰, 张哨楠, 沈安江, 等. 塔里木和四川盆地白云岩规模优质储层形成与发育控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 92-104.
QIAO Zhanfeng, ZHANG Shaonan, SHEN Anjiang, et al. Controls on formation and development of large-sized high-quality dolomite reservoirs in the Tarim and Sichuan basins[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 92-104.

[4] 张本健, 郝毅, 周刚, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩规模优质储层分布与勘探方向[J]. 海相油气地质, 2025, 30(5): 481-499.
ZHANG Benjian, HAO Yi, ZHOU Gang, et al. Distribution of large-scale high-quality carbonate reservoirs and exploration directions in the Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2025, 30(5): 481-499.

[5] 李诚, 张道锋, 郑小鹏, 等. 鄂尔多斯盆地横山气田下二叠统太原组灰岩储层形成机理及展布规律[J]. 海相油气地质, 2024, 29(3): 257-268.
LI Cheng, ZHANG Daofeng, ZHENG Xiaopeng, et al. Genesis and distribution patterns of limestone reservoirs of the Lower Permian Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2024, 29(3): 257-268.

[6] 高利君, 李宗杰, 李海英, 等. 塔里木盆地深层岩溶缝洞型储层三维雕刻“五步法”定量描述技术研究与应用[J]. 物探与化探, 2020, 44(3): 691-697.
GAO Lijun, LI Zongjie, LI Haiying, et al. The deep karst fissure and cavern reservoir in Tarim basin carved in three dimensions: Research and application of “five-step method” quantitative description technology[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2020, 44(3): 691-697.

[7] 乔占峰, 于洲, 佘敏, 等. 中国古老超深层海相碳酸盐岩储集层成因研究新进展[J]. 古地理学报, 2023, 25(6): 1257-1276.
QIAO Zhanfeng, YU Zhou, SHE Min, et al. Progresses on ancient ultra-deeply buried marine carbonate reservoir in China[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2023, 25(6): 1257-1276.

[8] QIAO Zhanfeng, SHEN Anjiang, ZHANG Shaonan, et al. Origin of giant Ordovician cavern reservoirs in the Halahatang oil field in the Tarim Basin, northwestern China[J]. AAPG Bulletin, 2023, 107(7): 1105-1135.

[9] 窦立荣, 温志新, 王兆明, 等. 全球油气勘探机遇与挑战[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 351-365.
DOU Lirong, WEN Zhixin, WANG Zhaoming, et al. Opportunities and challenges in global petroleum exploration[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 351-365.

[10] 文龙, 罗冰, 张本健, 等. 深层灰岩孔隙发育与保持机理——以四川盆地中部上二叠统长兴组为例[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 292-305.
WEN Long, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Formation and preservation of pores in deep limestone reservoirs: A case study of Upper Permian Changxing Formation, central Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 292-305.

[11] 古莉, 胡光义, 罗文生, 等. 珠江口盆地流花油田新近系生物礁灰岩储层特征及成因分析[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 49-58.
GU Li, HU Guangyi, LUO Wensheng, et al. Characteristics and genesis of reservoir spaces in Neocene reef reservoir of Liuhua Oilfield, Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 49-58.

[12] S&P Global. IHS energy: EDIN[EB/OL]. (2025-01-01)[2025-08-30]. https://ihsmarkit.com/index.html.

[13] 窦立荣. 跨国油气勘探理论与实践[M]. 北京: 科学出版社, 2023.
DOU Lirong. Principle and practice of transnational petroleum exploration[M]. Beijing: Science Press, 2023.

[14] 陈景阳, 蔡文杰, 张洋, 等. 俄罗斯主要含油气盆地油气地质特征与成藏模式[J]. 地质科技情报, 2017, 36(5): 76-84.
CHEN Jingyang, CAI Wenjie, ZHANG Yang, et al. Geological characteristics and accumulation model of the Russia petroleum basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2017, 36(5): 76-84.

[15] JAFFE A M. Unlocking the assets: energy and the future of central Asia and the Caucasus: main study[R/OL]. (1998-04-01)[2025-08-30]. https://www.bakerinstitute.org/research/unlocking-the-assets-energy-and-the-future-of-central-asia-and-the-caucasus-main-study?__cf_chl_f_tk=kzo4ed4yvABiy3PQiwHJEf0kmB51Hw8kjGVjkf4lSNc-1783404407-1.0.1.1-YO0k6lDIMIuUqw3381ntc9s7PjpqmR2MgcCXBPrNPpI.

[16] 朱奕璇, 张忠民, 胡宗全, 等. 巴西桑托斯盆地下白垩统Barra Velha组微生物碳酸盐岩储层特征及主控因素[J]. 海相油气地质, 2025, 30(5): 435-446.
ZHU Yixuan, ZHANG Zhongmin, HU Zongquan, et al. Characteristics and main controlling factors of microbial carbonate reservoirs of the Lower Cretaceous Barra Velha Formation in the Santos Basin, Brazil[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2025, 30(5): 435-446.

[17] 何娟, 何登发, 李顺利, 等. 南大西洋被动大陆边缘盆地大油气田形成条件与分布规律——以巴西桑托斯盆地为例[J]. 中国石油勘探, 2011, 16(3): 57-67.
HE Juan, HE Dengfa, LI Shunli, et al. Formation and distribution of giant oil and gas fields in passive continental margin of South Atlantic Ocean—A case study of Santos Basin in Brazil

[J]. China Petroleum Exploration, 2011, 16(3): 57-67.

[18] 郭栋. 坎波斯盆地盐下含油气系统分析与资源评价[D]. 北京：中国石油大学(北京), 2016.
GUO Dong. Petroleum system analysis and exploration potential for the pre-salt sequences in the Campos Basin, Brazil [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.

[19] ABRAHÃO D, WARME J E. Lacustrine and associated deposits in a rifted continental margin—Lower Cretaceous Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Offshore Brazil [M]//KATZ B J. Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1990: 287-305.

[20] 何娟，何登发，李顺利. 巴西坎普斯盆地大油气田成藏特征与分布规律[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 517-525.
HE Juan, HE Dengfa, LI Shunli. Accumulation and distribution of giant oil and gas fields in Campos Basin, Brazil[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 517-525.

[21] ANGELES-AQUINO F, CANTÚ-CHAPA A. Subsurface Upper Jurassic stratigraphy in the Campeche shelf, Gulf of Mexico[M]// BARTOLINI C, BUFFLER R T, CANTÚ-CHAPA A. The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2001: 343-352.

[22] 周浩玮. 墨西哥Sureste盆地成藏组合及勘探潜力[J]. 地学前缘, 2017, 24(3): 249-256.
ZHOU Haowei. Hydrocarbon plays and exploration potential of the Sureste Basin of Mexico[J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(3): 249-256.

[23] 文龙，侯明才，罗冰，等. 海相碳酸盐岩全储层效应的提出及勘探意义——以川中二叠系为例[J]. 沉积学报, 2025, 43(5): 1555-1568.
WEN Long, HOU Mingcai, LUO Bing, et al. Proposal and exploration significance of "integrated reservoir potential" in marine carbonates: a case study of the permian in the central Sichuan basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 43(5): 1555-1568.

[24] 文龙，罗冰，孙豪飞，等. 四川盆地蓬深10井二叠系长兴组天然气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2025, 46(11): 2001-2012.
WEN Long, LUO Bing, SUN Haofei, et al. Breakthrough and significance of natural gas exploration of Permian Changxing Formation at Well Pengshen10 in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(11): 2001-2012.

[25] 梁霄，童明胜，梁锋，等. 晚二叠世盐亭—蓬溪拉张槽东段特征及其对四川盆地中部长兴组油气成藏的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(2): 176-189.
LIANG Xiao, TONG Mingsheng, LIANG Feng, et al. Characteristics of the east section of the Late Permian Yanting-Pengxi intracratonic sag and its controlling effects on the hydrocarbon accumulation of the Changxing Formation in the middle Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 30(2): 176-189.

[26] 刘璐，刘微，魏小薇，等. 龙岗东部地区飞仙关组储层特征及评价[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(2): 8-12.
LIU Lu, LIU Wei, WEI Xiaowei, et al. Reservoir characteristics and evaluation of the Feixianguan Formation in the eastern Longgang area[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2012, 35(2): 8-12.

[27] 都忠建，倪子尧，殷楠，等. 川北古中坳陷飞仙关组鲕粒灰岩沉积分布模式及其油气地质意义[J]. 海洋地质前沿, 2025, 41(6): 68-77.
DU Zhongjian, NI Ziyao, YIN Nan, et al. Sedimentary distribution model and oil & gas geological significance of oolitic limestone in Feixianguan Formation of the Paleo-Central Depression in Northern Sichuan[J]. Marine Geology Frontiers, 2025, 41(6): 68-77.

[28] 焦存礼，何碧竹，王天宇，等. 顺托果勒奥陶系一间房组超深层灰岩储层类型及储集空间定量表征[J]. 岩石学报, 2018, 34(6): 1835-1846.
JIAO Cunli, HE Bizhu, WANG Tianyu, et al. Types and quantitative characterization of reservoir spaces of the ultra-deep limestone reservoirs in the Yijianfang Formation during the Middle Ordovician, Shuntuoguole area, Tarim Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2018, 34(6): 1835-1846.

[29] 尤东华. 塔里木盆地顺托果勒地区中下奥陶统碳酸盐岩储层特征与成因机理[D]. 南京：南京大学, 2018.
YOU Donghua. Characteristics and genetic mechanisms of the carbonate reservoirs of Middle-Lower Ordovician, Shuntuoguole area, Tarim Basin[D]. Nanjing: Nanjing University, 2018.

[30] 张文博. 塔里木盆地顺托果勒地区鹰山组—一间房组碳酸盐岩储层发育机理[D]. 青岛：中国石油大学(华东), 2023.
ZHANG Wenbo. Development mechanism of the carbonate reservoirs of Yingshan to Yijianfang Formation, Shuntuoguole area, Tarim Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2023.

[31] 范卓颖，林承焰，任丽华，等. 塔河10区奥陶系颗粒滩灰岩储层发育特征[J]. 特种油气藏, 2016, 23(1): 6-10.
FAN Zhuoying, LIN Chengyan, REN Lihua, et al. Characterization of Ordovician grain-bank limestone reservoirs in Block 10 of Tahe Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 6-10.

[32] 毛毳. 塔北奥陶系碳酸盐岩基质型与缝洞型储集空间的研究[D]. 青岛：中国石油大学(华东), 2014.
MAO Cui. Research of Ordovician carbonate matrix and fractured-vuggy reservoir space in northern Tarim Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2014.

[33] 张云峰，朱梦豪，张元高，等. 塔里木盆地古城地区鹰山组碳酸盐镶边台地及其油气勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(6): 1302-1314.
ZHANG Yunfeng, ZHU Menghao, ZHANG Yuangao, et al. Carbonate rimmed platform of the Ordovician Yingshan Formation in the Gucheng area of the Tarim Basin and its implications for petroleum exploration, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(6): 1302-1314.

[34] 刘嘉庆，李忠，韩银学，等. 塔里木盆地塔中上奥陶统碳酸盐台地高频层序控制的早期成岩作用及其对储层分布的影响[J]. 岩石学报，2010，26(12)：3629-3640.
LIU Jiaqing，LI Zhong，HAN Yinxue，et al. Early diagenesis in high-frequency sequence framework of the Upper Ordovician carbonate platform in Tazhong，Tarim Basin and its influence on reservoir distribution[J]. Acta Petrologica Sinica，2010，26(12)：3629-3640.

[35] 鄢伟，张光学，樊太亮，等. 塔里木盆地塔中——顺托果勒地区奥陶系良里塔格组碳酸盐岩颗粒滩沉积特征[J]. 吉林大学学报(地球科学版)，2019，49(3)：621-636.
YAN Wei，ZHANG Guangxue，FAN Tailiang，et al. Sedimentary characteristics of carbonate shoals of Ordovician Lianglitage Formation in Tazhong and Shuntuoguole area，Tarim Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition)，2019，49(3)：621-636.

[36] 曹鹏，赵振丞，庞雄奇，等. 塔里木盆地台盆区下古生界全油气系统碳酸盐岩油气藏改造特征与成因模式[J]. 石油与天然气地质，2025，46(4)：1299-1315.
CAO Peng，ZHAO Zhencheng，PANG Xiongqi，et al. Transformations and genetic models of the Lower Paleozoic carbonate reservoirs interpreted by the whole petroleum system in the platform-basin area，Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology，2025，46(4)：1299-1315.

[37] CHOQUETTE P W，PRAY L C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates[J]. AAPG Bulletin，1970，54(2)：207-250.

[38] 沈安江，赵文智，胡安平，等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. 石油勘探与开发，2015，42(5)：545-554.
SHEN Anjiang，ZHAO Wenzhi，HU Anping，et al. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development，2015，42(5)：545-554.

[39] COX P A，WOOD R A，DICKSON J A D，et al. Dynamics of cementation in response to oil charge：Evidence from a Cretaceous carbonate field，U. A. E.[J]. Sedimentary Geology，2010，228(3/4)：246-254.

[40] 文龙，罗冰，张本健，等. 川中地区二叠系茅口组深层灰岩基质孔隙发育与保持机理[J]. 石油与天然气地质，2025，46(4)：1233-1249.
WEN Long，LUO Bing，ZHANG Benjian，et al. Formation and preservation mechanisms of matrix pores in deep limestones：A case study of the Maokou Formation，central Sichuan Basin，China[J]. Oil & Gas Geology，2025，46(4)：1233-1249.

[41] 刘文汇，赵恒，刘全有，等. 膏盐岩层系在海相油气成藏中的潜在作用[J]. 石油学报，2016，37(12)：1451-1462.
LIU Wenhui，ZHAO Heng，LIU Quanyou，et al. Potential role of gypsum strata series in marine hydrocarbon accumulation[J]. Acta Petrolei Sinica，2016，37(12)：1451-1462.

[42] 朱光有，张水昌，梁英波，等. TSR对深部碳酸盐岩储层的溶蚀改造——四川盆地深部碳酸盐岩优质储层形成的重要方式[J]. 岩石学报，2006，22(8)：2182-2194.
ZHU Guangyou，ZHANG Shuichang，LIANG Yingbo，et al. Dissolution and alteration of the deep carbonate reservoirs by TSR：An important type of deep-buried high-quality carbonate reservoirs in Sichuan Basin[J]. Acta Petrologica Sinica，2006，22(8)：2182-2194.

[43] 蔡春芳，赵龙. 热化学硫酸盐还原作用及其对油气与储集层的改造作用：进展与问题[J]. 矿物岩石地球化学通报，2016，35(5)：851-859.
CAI Chunfang，ZHAO Long. Thermochemical sulfate reduction and its effects on petroleum composition and reservoir quality：Advances and problems[J]. Bulletin of Mineralogy，Petrology and Geochemistry，2016，35(5)：851-859.

[44] JIANG Lei，HU Suyun，ZHAO Wenzhi，et al. Diagenesis and its impact on a microbially derived carbonate reservoir from the Middle Triassic Leikoupo Formation，Sichuan Basin，China[J]. AAPG Bulletin，2018，102(12)：2599-2628.

[45] NADEAU P H，SUN Shaoqing，EHRENBERG S N. The "Golden Zone" temperature distribution of oil and gas occurrence examined using a global empirical database[J]. Marine and Petroleum Geology，2023，158(Part A)：106507.

[46] BULLER A T，BJØRKUM P A，NADEAU P，et al. Distribution of hydrocarbons in sedimentary basins：The importance of temperature：Vol. 7[R]. Stavanger：Statoil ASA，2005：15.

[47] 庞雄奇，林会喜，郑定业，等. 中国深层和超深层碳酸盐岩油气藏形成分布的基本特征与动力机制及发展方向[J]. 地质力学学报，2020，26(5)：673-695.
PANG Xiongqi，LIN Huixi，ZHENG Dingye，et al. Basic characteristics，dynamic mechanism and development direction of the formation and distribution of deep and ultra-deep carbonate reservoirs in China[J]. Journal of Geomechanics，2020，26(5)：673-695.

[48] 贾承造，张水昌. 中国海相超深层油气形成[J]. 地质学报，2023，97(9)：2775-2801.
JIA Chengzao，ZHANG Shuichang. The formation of marine ultra-deep petroleum in China[J]. Acta Geologica Sinica，2023，97(9)：2775-2801.

[49] 朱光有，杨海军，谭清文. 万米深层油气地质学理论与极限勘探深度的挑战及资源潜力[J]. 石油与天然气地质，2026，47(2)：366-384.
ZHU Guangyou，YANG Haijun，TAN Qingwen. Theory of petroleum geology at 10 000-meter depth：Challenges of hydrocarbon exploration depth limits and resource potential[J]. Oil & Gas Geology，2026，47(2)：366-384.

(编辑 张 晟)