

碳酸盐岩成储控制因素研究进展

胡 峰

大庆油田有限责任公司勘探开发研究院，黑龙江 大庆

收稿日期：2024年9月19日；录用日期：2024年12月24日；发布日期：2024年12月31日

摘 要

近年来，随着对我国碳酸盐岩层系油气形成与成藏规律的深化认识，明确了构造作用、沉积作用、成岩作用和流体作用等多因素耦合过程是控制碳酸盐岩储层规模性、展布特征、质量优劣和可预测性的关键。但碳酸盐岩储层质量评价仍存在主控因素定量表征不足、不同因素差异控储耦合研究不足和孔隙演化模式缺乏系统约束条件等问题。本文基于我国碳酸盐岩储层分布的盆地、层系、沉积相和物性特征汇总分析，从构造作用、沉积作用、成岩作用和流体作用4个方面揭示了碳酸盐岩储层物性控制因素：1) 构造作用主要控制了优质储层的沉积背景和分布；2) 沉积作用主要控制了优质储层的发育规模和物质基础；3) 成岩作用主要控制了优质储层类型和孔隙结构；4) 流体作用主要控制了储层改造方向和部位。鉴于碳酸盐岩成岩作用及孔隙演化的复杂性，未来多重地质背景约束下，结合铸体薄片、阴极发光、扫描电镜、同位素分析、流体包裹体等技术，碳酸盐岩成岩作用及孔隙演化定量化评价将更加完善，成岩模式更具针对性和数据化。

关键词

碳酸盐岩，成岩作用，成岩环境，孔隙演化

Research Progress on Controlling Factors of Carbonate Reservoir Formation

Feng Hu

Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company of Limited Liability,
Daqing Heilongjiang

Received: Sep. 19th, 2024; accepted: Dec. 24th, 2024; published: Dec. 31st, 2024

Abstract

In recent years, with the deepening understanding of the law of hydrocarbon formation and

文章引用：胡峰. 碳酸盐岩成储控制因素研究进展[J]. 地球科学前沿, 2024, 14(12): 1588-1603.
DOI: 10.12677/ag.2024.1412149

accumulation in Chinese carbonate strata, it is clear that the multi-factor coupling process of structure, sedimentation, diagenesis and fluid is the key to control the scale, distribution characteristics, quality and predictability of carbonate reservoirs. However, there are still some problems in the quality evaluation of carbonate reservoir, such as insufficient quantitative characterization of main controlling factors, insufficient studies on different factors' controlling reservoir coupling and lack of systematic constraints on pore evolution model. Based on the summary analysis of the characteristics of basin, layer, sedimentary facies and physical properties of carbonate reservoirs in China, this paper reveals the controlling factors of physical properties of carbonate reservoirs from four aspects of structure, sedimentation, diagenesis and fluid: 1) Structure mainly controls the sedimentary setting and distribution of high-quality reservoirs; 2) Deposition mainly controls the development scale and material basis of high-quality reservoirs; 3) Diagenesis mainly controls the high-quality reservoir type and pore structure; 4) Fluid mainly controls the direction and stratification of reservoir reconstruction. In view of the complexity of carbonate diagenesis and pore evolution, the quantitative evaluation of carbonate diagenesis and pore evolution will be more perfect, and the diagenetic model will be more targeted and data-oriented under the constraints of multiple geological backgrounds in the future, combined with the techniques of cast thin section, cathode luminescence, scanning electron microscopy, isotope analysis, fluid inclusion, etc.

Keywords

Carbonate Rocks, Diagenesis, Diagenetic Environment, Porosity Evolution

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

全球新发现油气田不断向深层、深水拓展, 越发复杂的地质条件与不断增大的开发难度是目前面临的重要挑战和亟待解决的现实问题[1][2]。近年来我国在深层碳酸盐岩油气领域不断取得重大突破[3], 四川、塔里木和鄂尔多斯三大海相盆地相继成为增储上产的重要阵地[2]。截至 2018 年底[2], 中国已发现深层油田累计探明石油地质储量超过 $40 \times 10^8 \text{ t}$, 累计产量超过 $5.7 \times 10^8 \text{ t}$; 已发现深层气田累计探明天然气地质储量近 $5 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 累计产量超过 $4300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

海相碳酸盐岩储层普遍具有多期构造叠加、沉积类型多样、层系多、地层时代跨度大, 成岩历史漫长且复杂, 储层成因机理复杂、储集空间多为孔-缝-洞耦合发育的特点[2][4]。无论是碳酸盐岩还是碎屑岩, 埋藏成岩作用可能是最漫长、最复杂和最令人着迷的过程[5]-[11]。碳酸盐岩埋藏成岩作用多发生在海洋和陆表沉积盆地、各种类型的碳酸盐岩台地和造山带中[12], 且埋藏成岩环境也是碳酸盐岩孔隙形成和改造的重要成岩环境。在盆地尺度上, 构造作用、流体模式、裂缝和断层系统的匹配机制是控制碳酸盐岩成岩作用与孔隙演化的重要过程; 而矿物尺度上, 则与岩石-流体相互作用、结晶学、矿物学、热力学和动力学等过程密切相关[13]-[19]。总而言之, 构造作用、沉积作用、成岩作用和流体作用的耦合机制是控制碳酸盐岩优质储层形成与发育的关键。在漫长的地质历史时期中, 传统与非传统同位素作为重要的参与者, 记录了碳酸盐岩成岩环境变化、成岩演化过程及孔隙的形成与改造, 是目前定量评价沉积盆地流体与岩石相互作用最有效的指标之一。其中, 中国石油碳酸盐岩储层重点实验室开发的碳酸盐矿物激光原位 U-Pb 同位素测年技术极大地推进了古老复杂碳酸盐岩成岩作用研究[20]。

随着碳酸盐岩成岩作用研究技术不断发展与创新, 研究技术也亟待从定性分析向定量研究拓展。然

而, 碳酸盐成岩作用具有概念模糊、类型多样、途径多变和过程复杂等特点。目前存在, 碳酸盐岩储层物性主控因素缺乏定量评价方法; 碳酸盐岩储层物性响应模拟系统局限性较大; 碳酸盐岩储层孔隙演化模式缺乏约束条件和尺度表征等问题, 如构造作用、气候条件、层序格架和盆地流体模式等背景约束下的成岩作用模式不健全, 与地球化学元素、成岩数值模拟、地球物理技术和实验分析等宏、微观定量表征技术指标结合不充分, 制约了碳酸盐岩储层平面展布和变化的可预测性。本文以碳酸盐岩储层物性演化规律为核心, 重点回顾构造-沉积-成岩-流体控储作用, 以期推动构造作用-沉积作用-成岩作用-流体作用耦合成储机制和碳酸盐岩储层质量定量评价研究。

2. 碳酸盐岩油气田分布

碳酸盐岩油气藏在全球分布广泛, 资源潜力巨大, 大型-特大型油气田数量庞大[21]。我国海相和湖相碳酸盐岩油气藏已在四川、渤海湾、塔里木、鄂尔多斯、珠江口、北部湾、百色、柴达木、酒西、苏北等盆地获得发现[21]。其中, 准噶尔盆地、三塘湖盆地、松辽盆地白垩系青山口组、四川盆地侏罗系大安寨组、银额盆地白垩系和柴达木盆地渐新统、苏北盆地古近系阜宁组、南方的南襄盆地、江汉盆地、衡阳盆地、三水盆地和百色盆地等均发育湖相碳酸盐岩层系[22]; 陆上的塔里木盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地和南方地区广泛发育海相碳酸盐岩沉积[4] [23]-[25]; 规模碳酸盐岩气藏主要集中在四川盆地、塔里木盆地和鄂尔多斯盆地[26]。我国碳酸盐岩油气藏具有烃源岩干酪根类型单一(多为I型)、演化程度低(镜质体反射率为0.6%~1.5%)、有机质丰度普遍偏低(一般不到0.5%)、储层物性差(平均孔隙度仅为5%, 渗透率介于0.1 mD~10 mD之间)、盖层分布范围局限、流体相态多样等特点[27]-[29]。如塔里木盆地奥陶系上统良里塔格组灰岩储层孔隙类型为溶蚀孔洞、高角度断裂缝及水平压溶缝, 孔隙度平均值为1.45%, 渗透率平均值为 $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 川西地区中生界三叠系中统雷口坡组储层孔隙类型主要为微生物格架孔和凝块间溶孔; 孔隙度平均为3.9%; 渗透率平均为 $14.377 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 川中地区寒武系洗象池组白云岩孔隙度普遍小于10.0%, 绝大多数样品孔隙度低于2.0% [30]; 渤海湾盆地上元古界蓟县系下统雾迷山组微生物储层孔隙度在2.51%~9.94%之间, 渗透率在 $8.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ~ $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间; 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组、冶里组、亮甲山组和寒武系三山子组、张夏组、徐庄组、朱砂洞组碳酸盐储层主要发育岩溶型和颗粒滩型两类, 岩溶型储层孔隙度介于2.00%~16.36%之间, 平均为5.98%, 颗粒滩型储层孔隙度介于2.00%~18.03%之间, 平均孔隙度为6.16%。

3. 碳酸盐岩物性特征

我国碳酸盐岩成储盆地多具有旋回叠合特点, 优质储层的形成往往是不同时期由构造、沉积、成岩三大方面耦合的综合结果, 总体表现为储集空间类型复杂多样; 孔隙类型以孔、洞、缝不同程度的混合[31]-[38]。目前碳酸盐岩储层孔隙基本类型的划分多基于Choquette和Pray[39]的分类方法, 总体分为组构选择性和非组构选择性两大类, 其中, 组构选择性又包括原生孔隙(粒内孔、粒间孔、窗格孔、格架孔和遮蔽孔)和次生孔隙(晶间孔); 非组构选择性包括裂缝、溶缝、溶孔和大溶洞等。

储层物性总体随埋深增加具有降低趋势, 但局部优质储层往往具有异常高孔隙、渗透率发育的特征。如塔中地区上奥陶统碳酸盐优质储层为礁滩相, 而丘相、陆棚相及滩间海相物性特征逐渐变差[40]; 普光地区长兴组-飞仙关组沉积相和亚相物性统计结果表明[41], 台地边缘浅滩、台地边缘生物礁、台地蒸发岩和暴露浅滩、浅滩、潮道、蒸发坪具有较好的孔隙度与渗透率, 为优质储层有利沉积环境。从图1中可以看出, 不同沉积相发育的碳酸盐岩物性存在明显差异, 鲕粒灰岩的孔隙度在2%~10%之间占比较高, 明显优于礁滩灰岩、泥晶灰岩和灰岩; 而礁滩灰岩的渗透率在0.02 mD~0.25 mD之间占比较高, 明显好于礁滩灰岩、泥晶灰岩和灰岩; 相比于灰岩, 泥晶白云岩物性明显差于鲕粒白云岩、礁滩白云岩和白云

岩，且白云岩总体物性好于灰岩。

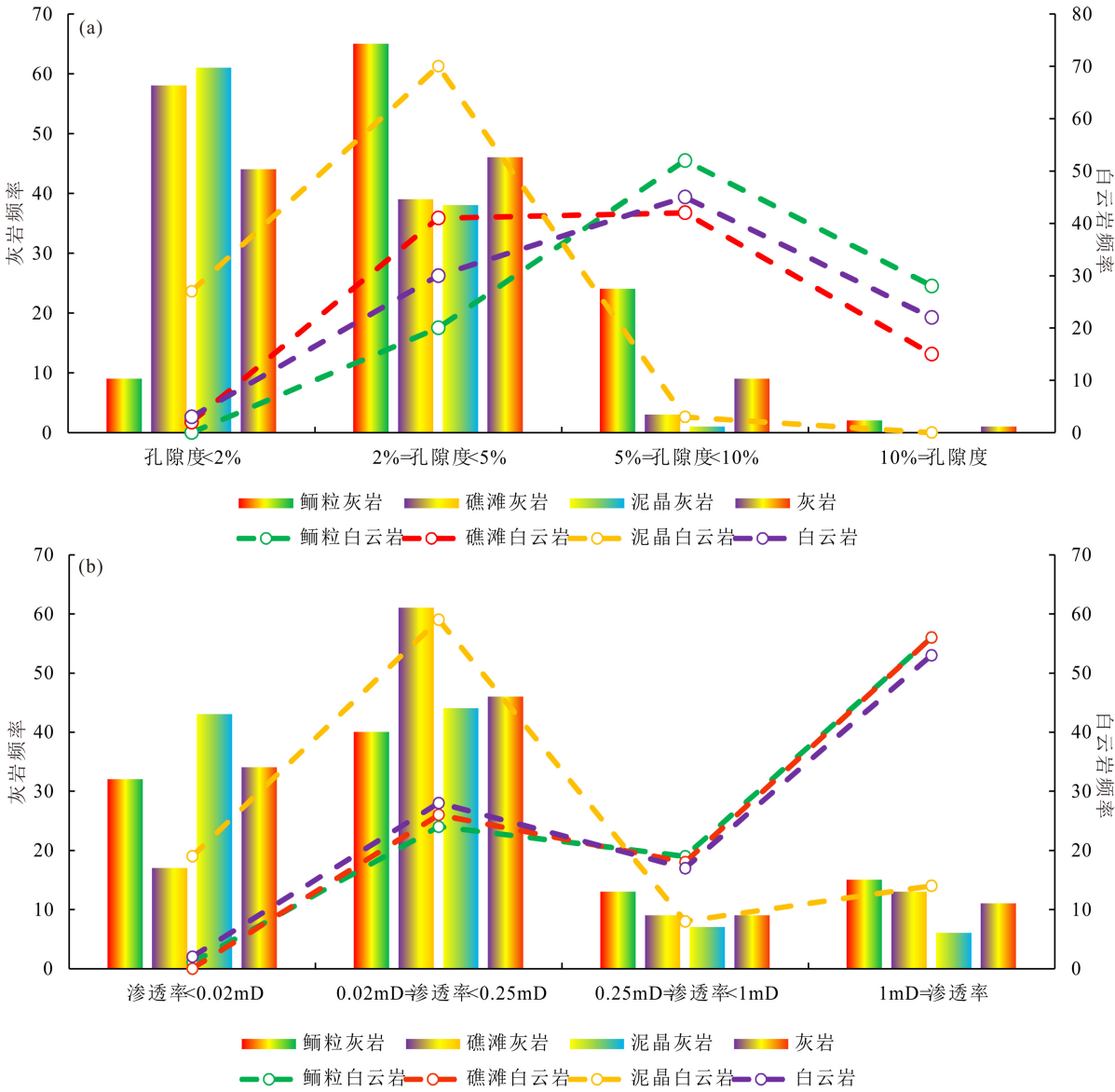


Figure 1. Property variation among different lithologies and lithofacies
图 1. 不同岩性和岩相之间物性差异(据文献[42]修改)

Lee 等人[43]收集整理了已发表的国际大洋发现计划(IODP)钻探地点储层数据，量化汇编孔隙度随埋深的压实趋势线(图 2)。图 2 汇编结果表明，碳酸盐岩孔隙度具有随埋深增加而降低的趋势。Ehrenberg 和 Nadeau [44]汇编了全球(除加拿大) 30,122 个硅质碎屑岩和 10,481 个碳酸盐岩储层孔隙度数据。Ehrenberg 等人[45]在 2009 年再次汇编了全球不同地质时期硅质碎屑岩和碳酸盐岩储层孔隙度中值随埋深的变化趋势(图 3)，并认为大多数地质时期储层孔隙度随埋深增加而降低，局部孔隙度的异常变化并不影响总体的变化趋势。三叠系储层孔隙度的变化明显不同于其他地质时期，Ehrenberg 等人[46]将其归因于样品数据数量和地理位置的局限性。不论是碎屑岩还是碳酸盐岩，埋藏深度越深，孔隙度越小。通过统计认为，岩石深度每增加 1 km，孔隙度(P50)值减少 1%~3%；在同一深度下，岩石地质年代越老孔隙度越小，

岩石地质年代每增加 100 Ma, 孔隙度(P50)值减少 1%~2%。此外, 在同等深度条件下, 碳酸盐岩孔隙度(P90)、(P50)、(P10)值均明显小于碎屑岩。已公开发表的碳酸盐岩孔隙度与温度的关系表明(图 4), 砂岩和碳酸盐岩均表现出随温度增加而降低的趋势[45], 且碳酸盐岩对温度的敏感性明显强于砂岩。而全球 29,275 个孔隙度和渗透率平均值关系表明, 虽然孔隙度平均值 P50 具有相似的变化趋势, 但碳酸盐岩低孔高渗的比例明显高于砂岩[44]。通过对来自巴哈马、伊朗、挪威、中国普光及元坝等地区的样品对比统计分析表明[42], 尽管白云岩物性变差的趋势较灰岩比较缓慢, 但随着埋深增加, 灰岩和白云岩物性总体趋向于变差。我国鄂尔多斯盆地、四川盆地和塔里木盆地碳酸盐岩孔隙度随埋深的增加具有降低的趋势, 但局部发育异常高孔隙度、高渗透率优质储层(图 5)。

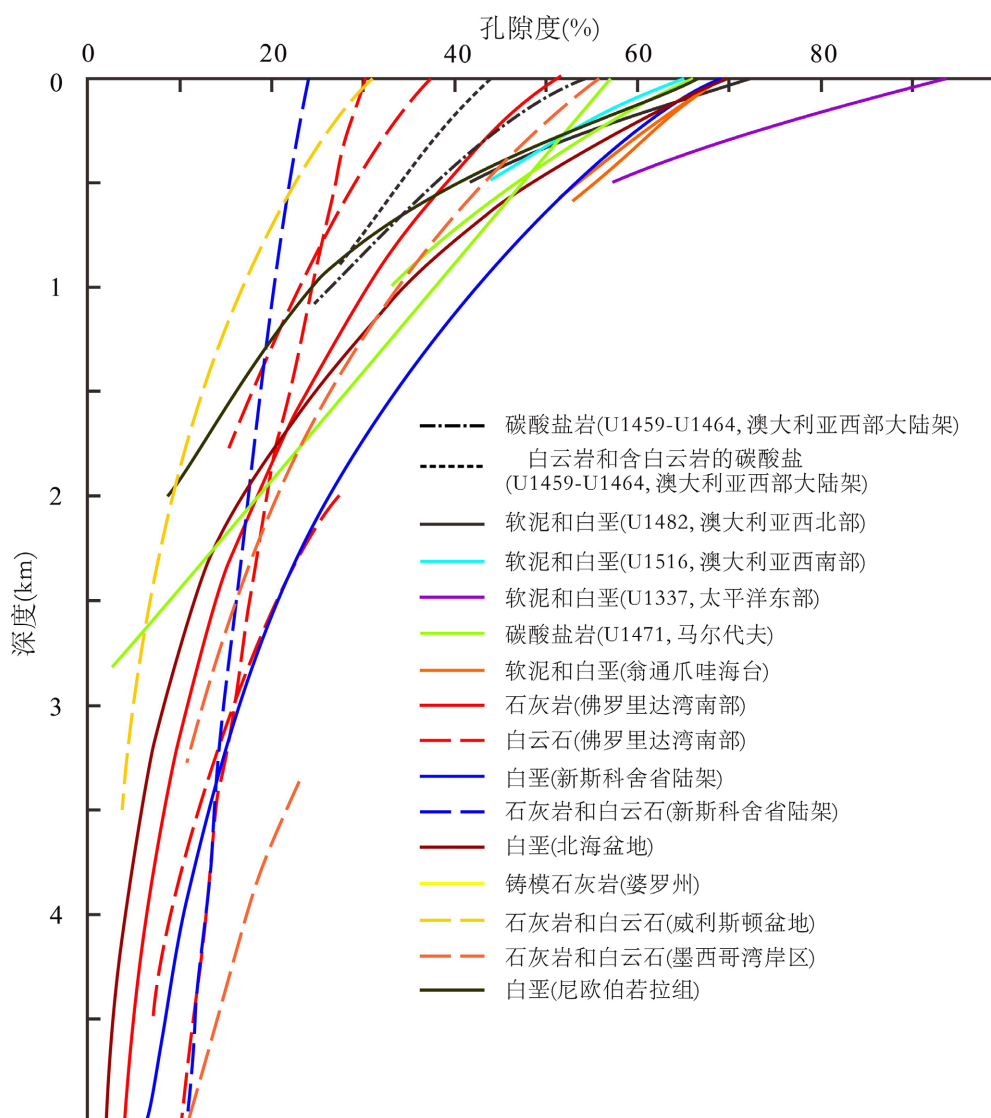


Figure 2. Compendium of compaction trends in global carbonate porosity (Reference [42]). Published compaction trends are taken from studies of the Ontong Java Plateau (ODP Sites 803, 805-807; Reference [47]), South Florida Bay (Reference [48] [49]), Nova Scotian Shelf (Reference [50]), North Sea Basin (Reference [51]), Borneo (Reference [52]), Williston Basin, Gulf Coast and Niobrara Formation (Reference [48])

图 2. 全球碳酸盐岩孔隙度压实趋势的汇编图(引自文献[42])已发表的压实趋势来自 Ontong Java 高原(ODP Sites 803, 805-807; 文献[47]), 南佛罗里达湾(文献[48] [49]), 新斯科舍省陆架(文献[50]), 北海盆地(文献[51]), 婆罗洲(文献[52]), 威利斯顿盆地, 墨西哥湾沿岸和 Niobrara 组(文献[48])

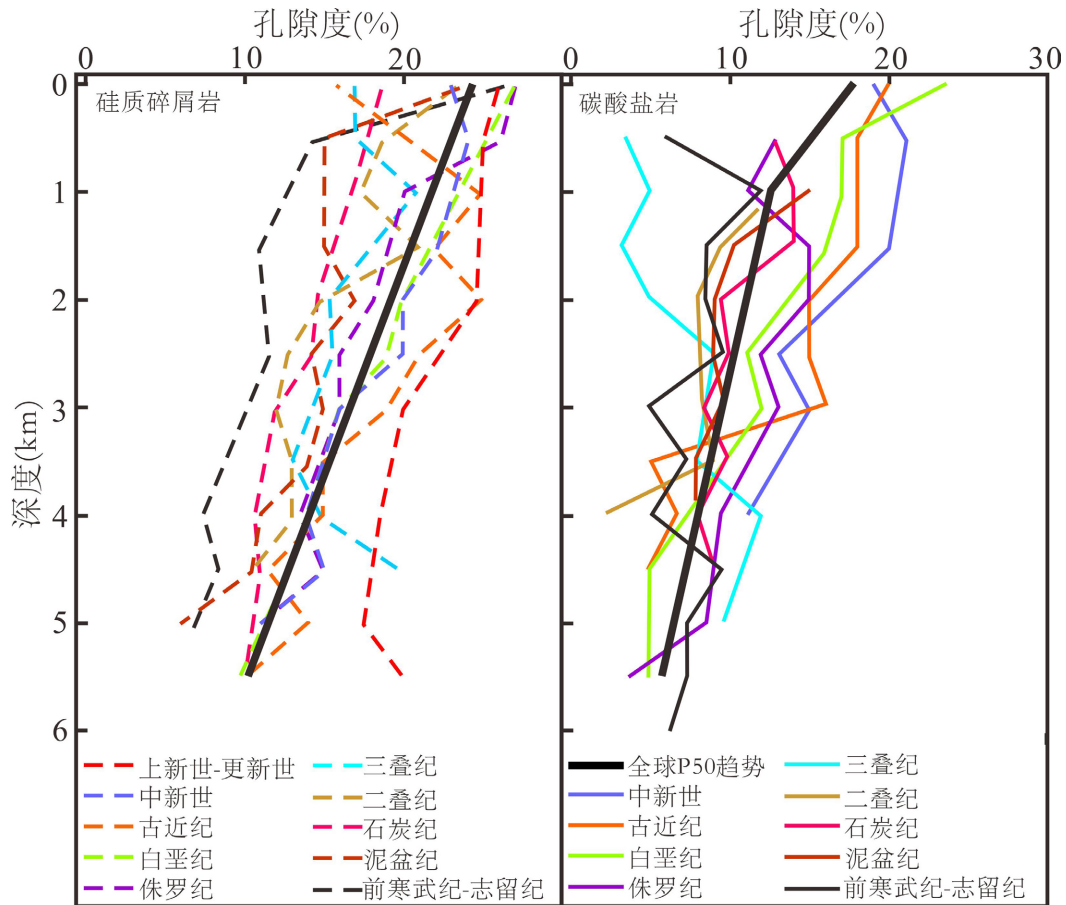


Figure 3. Variation of the P50 porosity of siliceous clastic and carbonate reservoirs with burial depth in different geologic periods around the world (Reference [45])

图 3. 全球不同地质时期硅质碎屑岩和碳酸盐岩储层孔隙度 P50 随埋深的变化(引自文献[45])

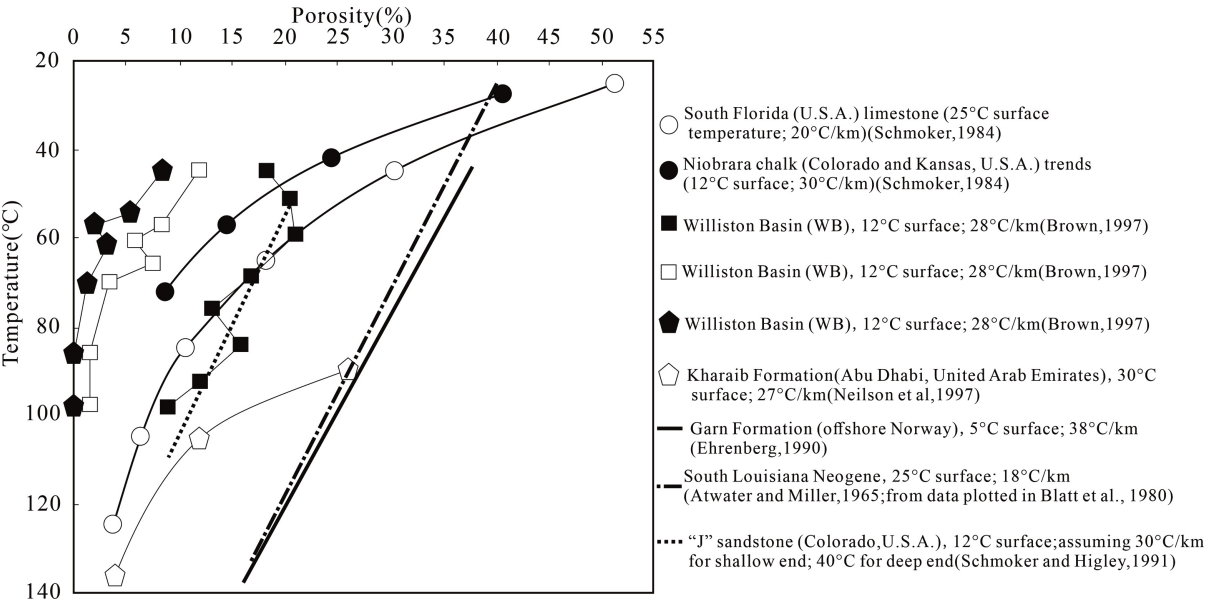


Figure 4. Relationship between porosity and temperature in sandstone and carbonate reservoirs (Reference [46])

图 4. 砂岩和碳酸盐岩储层孔隙度与温度的关系(引自文献[46])

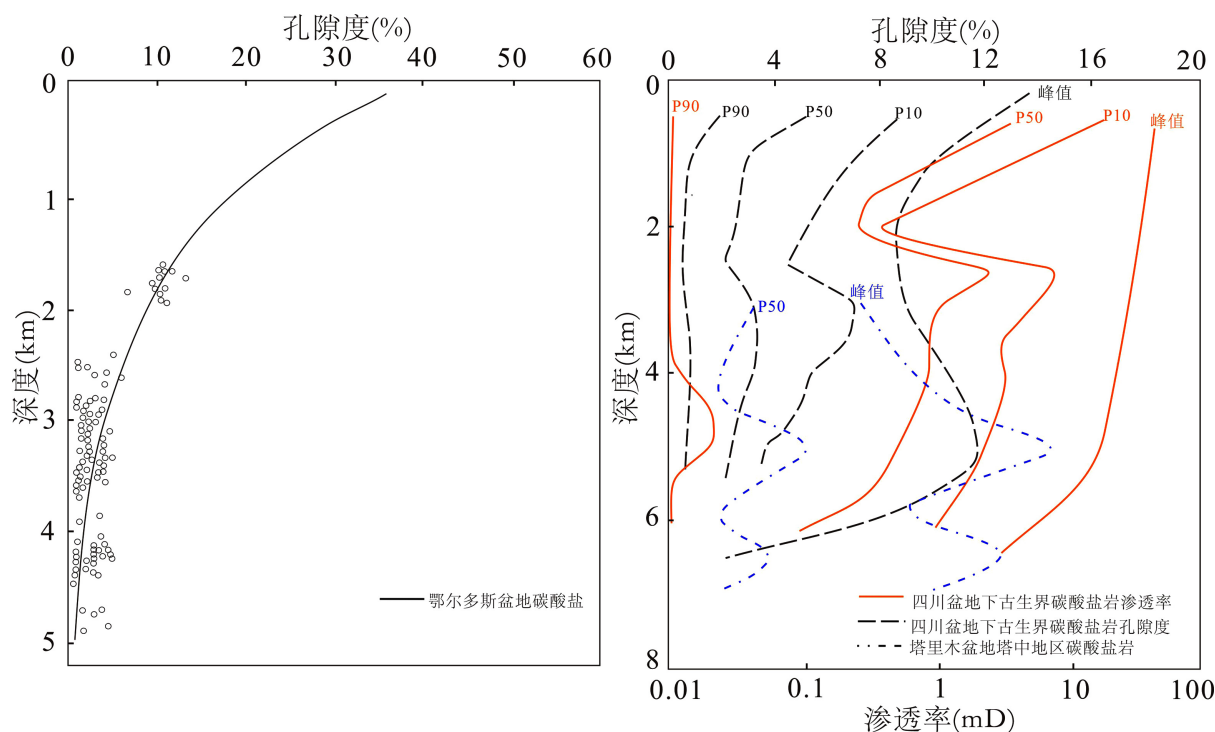


Figure 5. Relationship between physical properties and buried depth of carbonate rocks in typical basins in China [40] [53]
图 5. 国内典型盆地碳酸盐岩物性与埋深的关系[40] [53]

4. 碳酸盐岩物性控制因素

相比于碎屑岩储层，碳酸盐岩储层物性主要表现为孔隙度、渗透率和孔隙结构的空间变化，受控于构造、沉积、成岩和流体四大因素的控制。不同的是，碳酸盐岩储层对构造、沉积、成岩和流体四大因素之间的耦合过程更为敏感，表现为孔隙度、渗透率和孔隙结构具有极强的非均质性。不同学者针对构造、沉积、成岩、流体和微生物耦合控储作用提出不同的控储成因模式，如马永生等[45]提出了沉积-成岩环境控制早期孔隙发育、构造-压力耦合控制裂缝与溶蚀、流体-岩石相互作用控制深部溶蚀与孔隙保存的“三元控储”成因模式；沈安江等[54]提出了叠层石和凝块石的物质基础、微生物有机质早期低温降解和晚期热解生酸的发育关键、早期白云化有利于孔隙保存的“三因素”控储地质认识；何治亮等[55]提出了构造、层序、岩相、流体、时间“五因素控储”概念模型。值得一提的是，诸多学者已经认识到了规模性碳酸盐岩优质储层的形成往往是多因素联合和多期复合作用的结果[56]，并在不同沉积体系域(低水位、上升期和高水位)和构造背景(海相和陆表沉积盆地、孤立台地或造山带)约束下探讨碳酸盐成岩作用及孔隙演化规律[5] [56]，尤其是经历快速埋藏或隆起、褶皱和断裂等区域尺度复杂构造背景。

4.1. 构造作用

构造对优质碳酸盐岩储层的影响可分为对原型盆地中沉积、成岩背景的控制和对后期沉积成岩改造变形的重塑两大方面。盆地原型的背景主要体现在构造对沉积规模和展布的控制作用，通过古构造、古气候和古海洋的耦合成盆过程，决定了盆地最终的沉积展布、沉积规模、气候和降水能力[55] [57]。构造对优质储层形成的影响主要变现为对沉积规模和展布的控制，不同的构造活动往往发育不同的优质储层沉积规模和分布模式。如四川盆地不同时期的构造格局直接控制了礁滩型优质碳酸盐岩储层的发育规模与分布[58]；塔里木盆地早古生代“东盆西台”的构造格局直接控制了东部盆地相区和西部台地相区的沉

积背景[59]；渤海湾盆地冀中坳陷凸凹相间的构造格局与潜山油气藏“东富西贫”差异分布密切相关[60]，长期构造抬升是控制中元古界、下古生界寒武系和奥陶系碳酸盐岩优质储层发育的关键[61]；鄂尔多斯盆地中元古代稳定的构造背景，加之得天独厚的气候条件，为微生物和碳酸盐岩规模性沉积提供了有利条件[62]。后期构造活动形成的断裂可作为流体运移通道，通过多种方式将不同类型的流体输送至碳酸盐岩储层，并对其进行改造。如塔里木盆地顺南地区中、下奥陶统鹰山组储层溶蚀孔隙的形成与走滑断裂及其伴生断裂体系对深部热液流体的输导作用密不可分[63]；四川盆地中二叠统栖霞组-茅口组构造-热液白云岩储层的发育、规模和展布明显受控于走滑断裂[64][65]；邬光辉等[66]对塔里木盆地下古生界碳酸盐岩中变形条带的研究表明，变形条带经成岩改造后渗透率得到明显改善，调节成岩过程中流体的运移通道。因此，稳定的构造格局往往是大规模性沉积的有利条件，而多期活动的复杂构造格局往往造成小规模或局部沉积，且储层质量优劣差异明显。

4.2. 沉积作用

沉积作用是控制碳酸盐岩原始物性特征的关键，是碳酸盐岩物性演化的基础，也对深层碳酸盐岩发育规模起到了重要控制作用。国内外近年来在碳酸盐岩来源、碳酸盐岩岩类学、沉积环境、礁滩沉积模式等方面取得了诸多创新性成果[67][68]，指出了碳酸盐岩不仅可以在浅水(暖、咸、清)沉积环境中形成，也可以在深水、低温及陆相环境下沉积，尤其是微生物参与下的规模性碳酸盐沉积[69][70]，并认为国内相控碳酸盐岩规模储层主要发育于蒸发台地、碳酸盐缓坡及台地边缘3类沉积背景[67]。碳酸盐岩工厂的提出[71]更是对碳酸盐岩沉积研究的转折点，后续不同作者[71]-[75]依据沉淀模式、矿物成分、生产深度、生产潜力和微生物等多方面因素进行深度拓展。近期 Reijmer [76]依据光照、水温、养分、盐度、底物和碳酸盐饱和度等因素及其对碳酸盐生产空间 and 过程的影响，将碳酸盐工厂细分为4种类型(图6)：T工厂(T-factory)、CWC工厂(CWC-factory)、M工厂(M-factory)和P工厂(P-factory)。

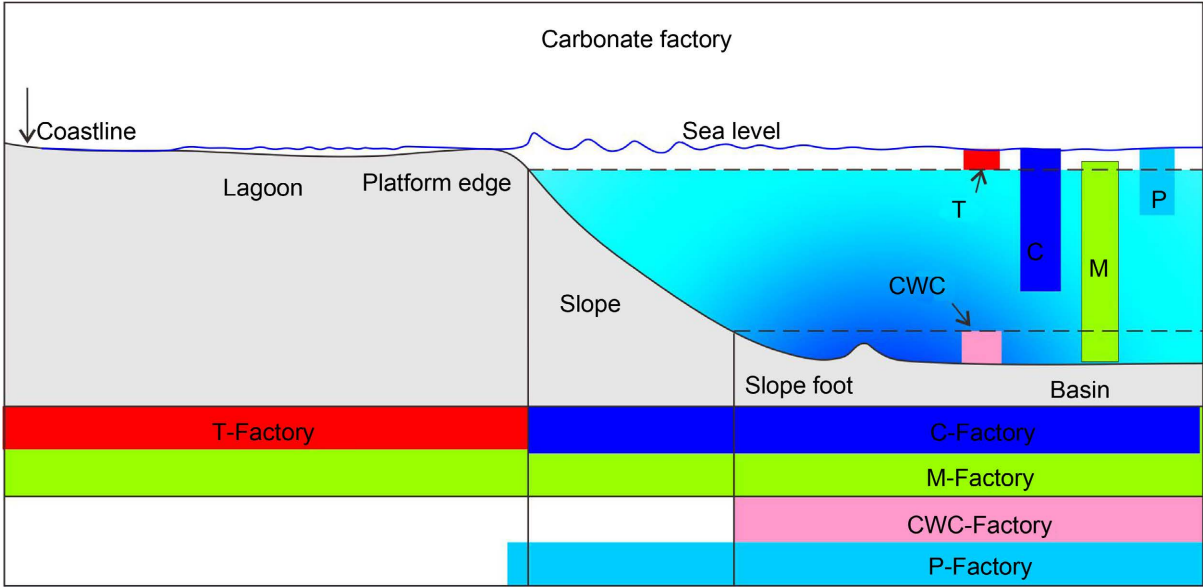


Figure 6. Types of carbonate factories (Reference [76])
图 6. 碳酸盐岩工厂类型(引自文献[76])

回顾前人研究成果，碳酸盐岩沉积背景可大体划分为海相、湖相和冷水碳酸盐岩沉积三大类。海相碳酸盐岩沉积模式多依据水体能量、岩石学特征、构造背景、台地结构等因素划分不同的沉积相带[77]-

[80], 国内学者多基于 Wilson 提出的综合沉积模式, 结合区域地质条件差异对沉积相模式进行细化、补充和拓展[78]。国内学者在梳理海相沉积相研究进展的基础上, 认为国外学者的海相碳酸盐岩研究更注重于地理分布和沉积能量差异; 国内学者则偏重于沉积相类型的精细化和岩相古地理分析[78]。湖湘碳酸盐岩沉积模式的建立常与盆地演化、构造背景、水文地质、水动力条件等因素密切相关[81][82], 且湖湘碳酸盐岩的沉积多数情况下伴随微生物活动, 对湖湘碳酸盐岩成储环境具有重要指示意义。冷水碳酸盐岩因独特的沉积背景而被单独列出, 其常在中-高纬度或极地沉积环境中发育, 表现为生物种类较少、盐度低、且缺乏生物礁和钙质绿藻[83][84]。简言之, 海相生物礁、湖相微生物碳酸盐岩和冷水碳酸盐岩是目前受诸多学者关注的优质碳酸盐岩。

4.3. 成岩作用

关于碳酸盐岩成岩作用的研究主要集中于成岩作用基本术语、成岩环境、成岩作用类型、成岩控储成藏机理及其他因素(构造、流体、沉积、时间和微生物等)参与下的耦合成岩过程五大方面。迄今应用的碳酸盐岩成岩作用概念的许多基础可以追溯到 Sorby [85]和 Cullis [86]的早期工作[12], 但迄今为止, 不同学者对成岩作用相关术语的使用不尽相同, 基本概念仍存在争议[87]-[90], 尤其是埋藏成岩作用, 如国外学者[12]近期针对碳酸盐岩成岩作用埋藏领域的概念进行了梳理, 提出了更直观的成岩环境术语: 浅海埋藏域、深层埋藏域和近变质带(图 7)。

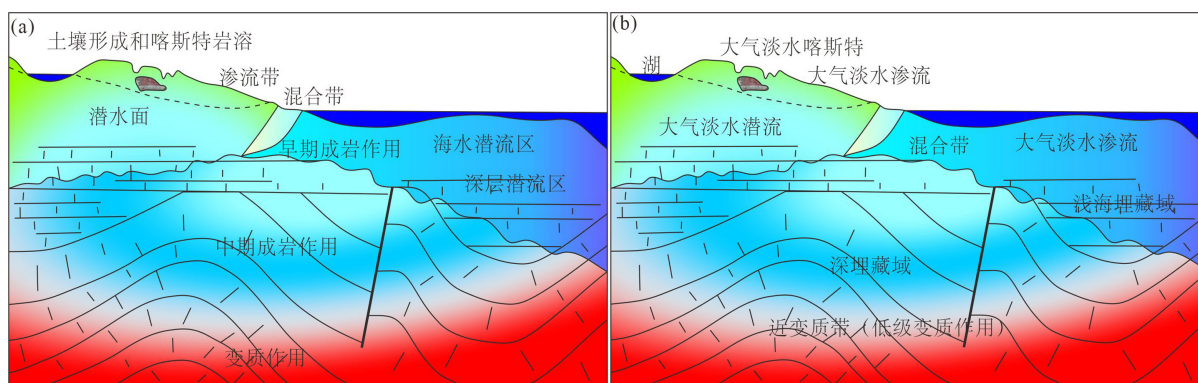


Figure 7. Common diagenetic environments and fluid types and distributions in basins (modified from reference [12])

图 7. 常见成岩环境和盆地流体类型及分布(引自文献[12])

近年来, 我国在深层油气碳酸盐岩层析中陆续取得重大发现和突破[55], 如塔里木盆地北部的塔深 1 井中寒武统(8408 m)发育优质白云岩储层[91]; 顺托-古城地区的 ST1 井中奥陶统一间房组(7658 m)发育优质碳酸盐岩储层[92]; 哈拉哈塘油田奥陶系(6500 m~8000 m)发育缝洞型碳酸盐岩储层[93]; 塔中地区中深 1 井中、下寒武统阿瓦塔格组和肖尔布拉克组(大于 6400 m)发育优质储层[94]。目前, 我国碳酸盐岩优质储层主要发育在晚成岩阶段, 如我国塔里木盆地 O1p、O1y、O2y、O3l 层位发育的优质储层均处于晚成岩阶段 A-B 期; 四川盆地 Z2d、 ϵ 1 l 层位碳酸盐储层处于晚成岩阶段; 四川盆地 C1h 层位处于同生及表生期、四川盆地 T2l 层位处于准同生期; 鄂尔多斯盆地 O1m 层位和渤海湾潜山油气藏所处成岩阶段与塔里木盆地相一致[4]。但大量古新世以来的研究实例表明, 早期成岩阶段可能是控制优质储层形成的重要成岩时期, 如大巴哈马滩发育孔隙性的白云岩形成时埋深不到 200 m [95]和澳大利亚北部 Marion 高原碳酸盐岩台地顶部白云岩形成于现今埋深 39 m~635 m 之前等[96]。孟万斌等[97]对塔中顺南地区一间房组碳酸盐岩储层的研究表明, 同生期岩溶作用和层间岩溶作用的改造是优质储层形成的关键因素。早期成岩阶段碳酸盐岩储层的形成往往经历暴露地表和风化淋滤, 早期海水、混合带或大气水对碳酸盐岩的

影响是后期埋藏过程中成储改造的重要基础。因此，本文重点回顾大气淡水成岩环境下的成岩作用过程中储层物性的演化趋势。

大气淡水与含有大量 CO_2 的大气接触，尤其是渗流带土壤层中的 CO_2 ，对碳酸盐岩具有普遍的侵蚀作用，是碳酸盐岩成岩作用与孔隙演化重要的成岩环境之一(图 8)。大气淡水成岩环境主要由渗流带、潜流带和混合带三个动态(受沉积作用、气候和海平面等影响)水文地质环境构成[98]，其中，渗流带和潜流带均为比较开放的体系，流体经过渗流带中两种不同的输导体系(小孔、微裂缝或溶蚀缝、坑槽、节理和大裂缝)以不同的运移速率(缓慢或快速)流向潜流带[99] [100]，并以扩散流的方式向混合带汇聚(图 8(a))。大气淡水成岩环境中孔隙度-渗透率演化历程与准稳定矿物相(文石和方解石)的溶解和稳定矿物相(方解石)的沉淀密切相关，其中水流量更是控制矿物溶解规模和胶结物沉淀再分配的关键因素。当水流量较大时，文石颗粒可以被完全溶解，形成铸模孔，产生的碳酸钙会在附近或沿水动力梯度方向被搬运至其他场所沉淀，形成溶解-沉淀转换梯度，导致孔隙分布模式重新调整[101]。而当水流量较小且缓慢时，局部小规模溶解或交代作用对孔隙度分布模式进行微小调整[102]，可能对渗透率的影响会更大(局部孔隙结构变化较大)。

对于不同的成岩环境体系，碳酸盐成岩作用与孔隙演化存在明显差异，同位素地球化学组成也不同(图 8(b))。在靠近地表的渗流带上倾方向，水在开放体系中受重力驱动，原始方解石被溶解，甚至受强烈溶解作用影响而形成溶蚀扩大孔，孔隙度和渗透率相对较高；而随着矿物部分的稳定化，扩散流开始主导水体流动，胶结物作用开始封堵粒间孔隙；进入封闭体系后，孔隙可能比较致密或不发育，大量胶结物充填粒间孔隙，原始孔隙和胶结物分布模式被重新改造和再分配；随着大气淡水补给区的彻底消失或海平面上升，具有大气淡水成岩环境特征的成岩相或孔隙模式的发育终止，文石可能因早期大气淡水的溶解而彻底消失，仅剩方解石伴随埋藏进入深层成岩作用领域[103] [104]。

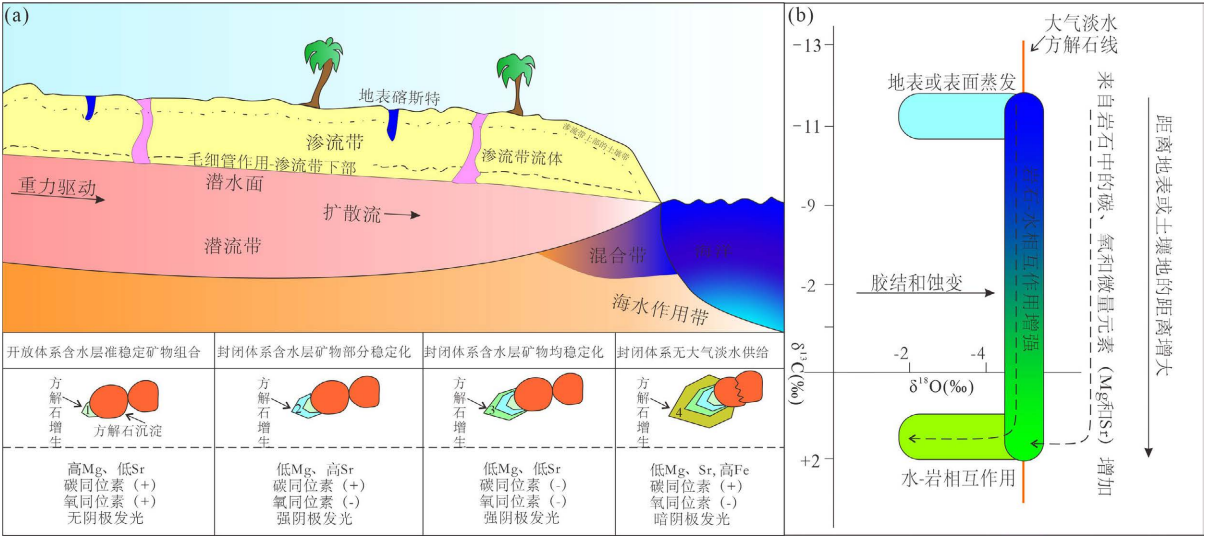
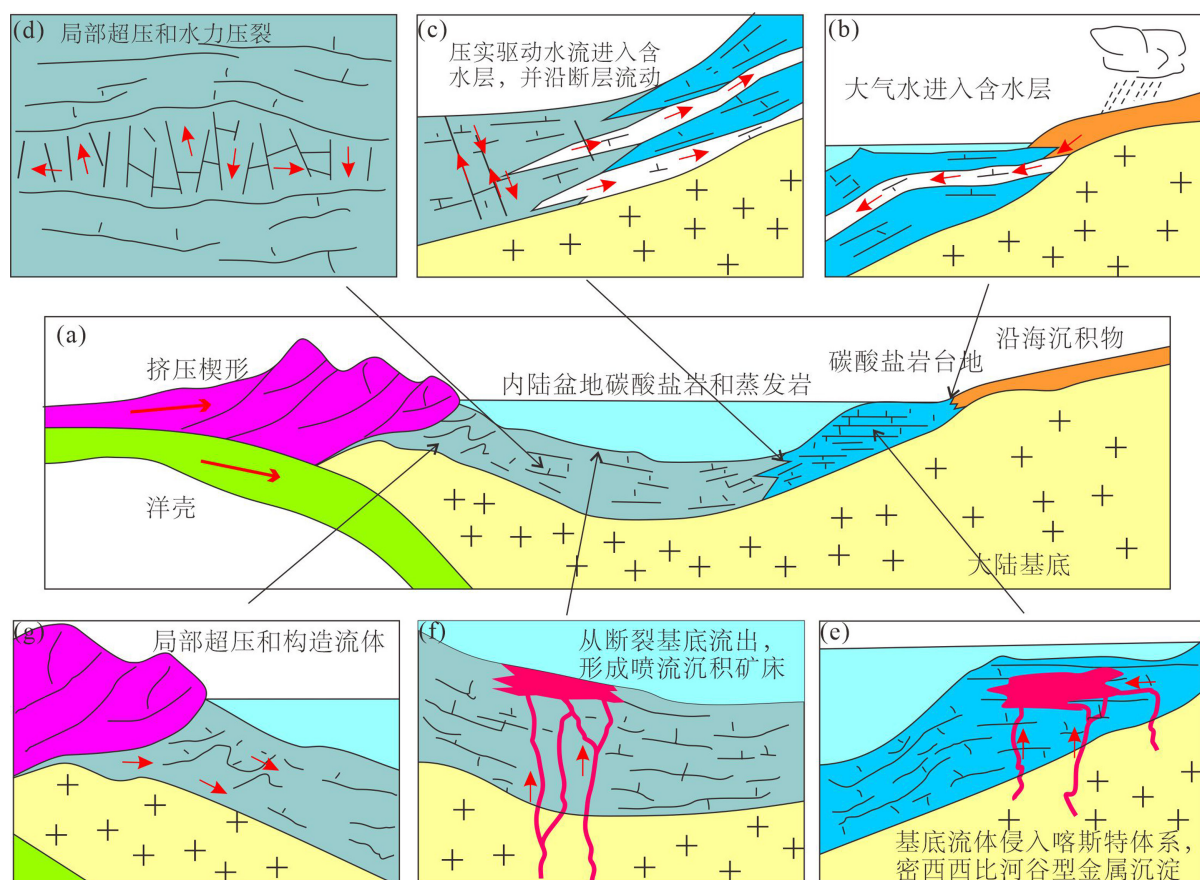


Figure 8. Diagenesis and porosity evolution model of carbonate rocks in atmospheric freshwater diagenetic environment (modified from references [103] and [104])
图 8. 大气淡水成岩环境下碳酸盐岩成岩作用及孔隙演化模式(据文献[103]和[104]修改)

4.4. 流体作用

流体主要包括海水、大气淡水、成岩流体、成烃流体和深部流体等[55]。不同的学者从不同的角度深度剖析流体对规模储层形成的控制作用，如李忠[105]从流体来源的角度将其分为 3 类：大气水或沉积水、

结晶水或化学转化流体、岩浆或变质流体；何治亮等[55]依据地层流体环境将其分为开放环境、间歇性开放环境和封闭环境 3 种不同的流体作用环境。其中，间歇性开放环境往往与地质历史时期阶段性构造活动、岩浆活动等因素控制的特殊地质事件密切相关，物性上往往表现为深层异常高孔、高渗优质储层的发育。近期国外学者[12]将盆地深部流体流动分为以下四类(图 9)：1) 大气水向地下含水层供给；2) 压实作用和局部超压驱动流体流动；3) 由热(对流)或与密度和浮力相关的差异(温压)驱动的流体流动；4) 构造引起的区域超压驱动盆地流体流动。



(a) 内陆盆地格架，左为挤压楔形，右为隆起的大陆基底；(b) 低渗透含水层中间夹有大气水供给导致的渗透性含水层；(c) 压实驱动流体流动与含水层结构、断裂和裂缝密切相关；(d) 局部超压可导致水力压裂缝形成；(e) 深部流体沿断裂进入碳酸盐岩储层，形成经济矿床；(f) 深部流体对流可形成喷出型沉积矿床；(g) 挤压构造形成的区域超压，可导致流体侧向运移至邻近盆地

Figure 9. Main fluid flow patterns in the buried domain (modified from references [12])

图 9. 埋藏域主要流体流动模式图(引自文献[12])

流体对碳酸盐岩优质储层的影响多与成岩作用相关联，比较经典的就是溶蚀作用对优质碳酸盐岩储层的控制作用，涉及流体包括海水、大气淡水、有机酸、TSR(热硫酸还原反应)及热液[20]。如，李宇翔等[106]对塔中地区寒武系下奥陶统白云岩的研究表明，大气淡水淋滤作用是溶蚀孔隙(洞)形成的重要控制因素。目前，深层碳酸盐岩埋藏溶蚀作用是否可形成大量次生孔隙仍存在争议，如 Ehrenberg 等[107]计算结果表明，在埋藏环境下，需要 27,000 m³ 的不饱和流体方能促使 100 m 厚、1 m² 的石灰岩提高 1% 的孔隙；王明筏等[108]通过原位模拟实验结果也认为深部产生大规模溶蚀的几率极低。但也有诸多学者持有不同的观点，如美国 Gulf Coast 盆地 Smackover 组和沙特阿拉伯二叠系 Khuff 组碳酸盐岩储层的形

成与深部 TSR 作用引发的溶蚀作用有关[109]。事实上,无论碳酸盐岩还是碎屑岩,溶蚀作用对优质储层的形成均具有重要意义[20]。简言之,流体对优质储层的控制主要表现为储层改造方向(利与弊)和部位的控制,即流体-岩石相互作用既可以破坏优质储层(胶结物沉淀),也可以形成改善储层物性(溶蚀作用),且流体流动模式则控制了流体-岩石相互作用的发生场所,决定了储层的改造部位。

5. 存在问题及展望

21 世纪,地质工作者应该以什么样的角度去理解碳酸盐岩储层发育背景、地球化学特征、碳酸盐岩成岩作用、孔隙演化及其可预测性?通过测井数据、三维地震数据体和神经网络等的综合应用,未来碳酸盐岩储层成岩作用及孔隙演化将定位于定量综合研究,具有深厚交叉学科领域的功底可能是未来研究的必要条件。针对碳酸盐岩储层物性主控因素及演化模拟,以下几方面的问题值得深入研究和思考,仅供诸位同行的借鉴与参考。

1) 碳酸盐岩储层物性主控因素定量评价方法研究:碳酸盐岩成储过程中经历多种成岩作用类型,深层优质碳酸盐岩储层物性异常发育往往是多种因素复合的结果。目前借助于常规技术(光学显微镜、扫描电镜、阴极发光、X 衍射及电子探针等)、地球化学元素分析(主、微量元素、稀土元素及同位素等)、实验分析模拟、数值模拟分析和地球物理技术(包括地震方法和测井方法)等方法,可对成岩作用类型、成岩环境、成岩期次、成岩演化过程、成储机理等方面进行定性到定量研究。然而,碳酸盐岩储层物性控制因素的定量表征不足。不同成因类型的孔隙(孔、洞、缝)往往具有不同的测井、地震响应特征,通过机器学习和测井、地震响应之间的深度融合有望实现量化研究,可能是未来碳酸盐岩储层物性控制因素定量表征的重要研究方向。

2) 碳酸盐岩储层物性响应模拟系统局限性较大:目前储层成岩数值模拟技术主要从储层成岩环境参数、物理化学作用和孔隙演化三个角度出发,而基于成岩环境参数下的孔隙演化模拟技术多集中于碎屑岩储层,碳酸盐岩储层物性响应模拟技术研究较薄弱,尤其是同位素地球化学元素在碳酸盐岩成岩数值模拟系统中的应用较匮乏,仍需要针对碳酸盐岩储层对温度、流体等因素的高度敏感性开发出孔隙演化模拟定量表征技术。未来同位素地球化学、地球物理技术(测井和地震)、机器学习与成岩数值模拟的深度融合可能是碳酸盐岩储层成岩数值模拟和储层质量预测重要的发展方向。

3) 碳酸盐岩成岩作用过程中不同因素的差异控储作用定量研究不足:成岩作用过程中单一因素对储层物性的控制作用有时因约束条件的改变而具有双刃性,如典型成岩作用早期阶段形成的白云岩可能会提高抗压能力,延缓压实作用对储层物性的影响,但其持续沉淀或过度生长会堵塞孔隙,降低储集空间。即不同控制因素对储层物性利弊影响的临界点仍缺乏定量表征手段。

参考文献

- [1] 李阳, 吴胜和, 侯加根, 等. 油气藏开发地质研究进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 569-579.
- [2] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 45-57.
- [3] 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 655-672, 683.
- [4] 马永生, 何登发, 蔡勋育, 等. 中国海相碳酸盐岩的分布及油气地质基础问题[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1007-1020.
- [5] Choquette, P.W. and James, N.P. (1978) Diagenesis#12. Diagenesis in limestones-3. The Deep Burial Environment. Geoscience Canada, 3-35.
- [6] Czerniakowski, L.A., Lohmann, K.C. and Lee Wilson, J. (1984) Closed-System Marine Burial Diagenesis: Isotopic Data from the Austin Chalk and Its Components. *Sedimentology*, 31, 863-877.
<https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1984.tb00892.x>

- [7] Fantle, M.S., Barnes, B.D. and Lau, K.V. (2020) The Role of Diagenesis in Shaping the Geochemistry of the Marine Carbonate Record. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, **48**, 549-583.
<https://doi.org/10.1146/annurev-earth-073019-060021>
- [8] Rashid, F., Glover, P.W.J., Lorinczi, P., et al. (2015) Porosity and Permeability of Tight Carbonate Reservoir Rocks in the North of Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **133**, 147-161.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.009>
- [9] Machel, H.G. (2005) Investigations of Burial Diagenesis in Carbonate Hydrocarbon Reservoir Rocks. *Geoscience Canada*, 103-128.
- [10] Scholle, P.A. and Halley, R.B. (1989) Burial Diagenesis: Out of Sight, Out of Mind! In: Schneidermann, N. and Harris, P.M., Eds., *Carbonate Sedimentology and Petrology*, American Geophysical Union, 135-160.
<https://doi.org/10.1029/sc004p0135>
- [11] Swart, P.K. (2015) The Geochemistry of Carbonate Diagenesis: The Past, Present and Future. *Sedimentology*, **62**, 1233-1304. <https://doi.org/10.1111/sed.12205>
- [12] Immenhauser, A. (2021) On the Delimitation of the Carbonate Burial Realm. *The Depositional Record*, **8**, 524-574.
<https://doi.org/10.1002/dep2.173>
- [13] Einsele, G. (2000) *Sedimentary Basins: Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Springer, 269.
- [14] Banner, J.L. and Hanson, G.N. (1990) Calculation of Simultaneous Isotopic and Trace Element Variations during Water-Rock Interaction with Applications to Carbonate Diagenesis. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **54**, 3123-3137.
[https://doi.org/10.1016/0016-7037\(90\)90128-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(90)90128-8)
- [15] Jonas, L., Müller, T., Dohmen, R., Baumgartner, L. and Putlitz, B. (2015) Transport-Controlled Hydrothermal Replacement of Calcite by MG-Carbonates. *Geology*, **43**, 779-782. <https://doi.org/10.1130/g36934.1>
- [16] Lange, S.M., Krause, S., Ritter, A., Fichtner, V., Immenhauser, A., Strauss, H., et al. (2018) Anaerobic Microbial Activity Affects Earliest Diagenetic Pathways of Bivalve Shells. *Sedimentology*, **65**, 1390-1411.
<https://doi.org/10.1111/sed.12428>
- [17] Nairn, A. and Alsharhan, A. (1997) *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*. Elsevier, 470.
- [18] Pederson, C., Mavromatis, V., Dietzel, M., Rollion-Bard, C., Nehrke, G., Jöns, N., et al. (2019) Diagenesis of Mollusc Aragonite and the Role of Fluid Reservoirs. *Earth and Planetary Science Letters*, **514**, 130-142.
<https://doi.org/10.1016/j.epsl.2019.02.038>
- [19] Seewald, J.S. (2003) Organic-Inorganic Interactions in Petroleum-Producing Sedimentary Basins. *Nature*, **426**, 327-333.
<https://doi.org/10.1038/nature02132>
- [20] 李峰峰, 叶禹, 余义常, 等碳酸盐岩成岩作用研究进展[J]. 地质科技通报, 2023, 42(1): 170-190.
- [21] 谢锦龙, 黄冲, 王晓星. 中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 24-30
- [22] 杜江民, 龙鹏宇, 杨鹏, 等. 中国陆相湖盆碳酸盐岩储集层特征及其成藏条件[J]. 地球科学进展, 2020, 35(1): 52-69.
- [23] 王鸿祯. 中国古地理图集[M]. 北京: 中国地图出版社, 1985: 1-143.
- [24] 冯增昭, 陈继新, 张吉森. 鄂尔多斯地区早古生代岩相古地理[M]. 北京: 地质出版社, 1991: 1-190.
- [25] 马永生, 陈洪德, 王国力. 中国南方构造-层序岩相古地理图集(震旦纪-新近纪) [M]. 北京: 科学出版社, 2009: 1-301.
- [26] 谢增业, 魏国齐, 李剑, 等. 中国海相碳酸盐岩大气田成藏特征与模式[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 29-40.
- [27] 赵越, 杨海军, 刘丹丹, 等. 塔中北斜坡致密碳酸盐岩盖层特征及其控油气作用[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(54): 890-896.
- [28] 江怀友, 宋新民, 王元基, 等. 世界海相碳酸盐岩油气勘探开发现状与展望[J]. 海洋石油, 2008, 4(28): 6-13.
- [29] 沈卫兵. 塔里木盆地塔中地区奥陶系碳酸盐岩油气藏成因机制与分布发育模式[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2016.
- [30] 李璐萍, 梁金同, 刘四兵, 等. 川中地区寒武系洗象池组白云岩储层成岩作用及孔隙演化[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(3): 39-48.
- [31] 吴茂炳, 王毅, 郑孟林, 等. 塔中地区奥陶纪碳酸盐岩热液岩溶及其对储集层的影响[J]. 中国科学(B 辑: 地球科学), 2007, 37(s1): 83-92.
- [32] 宋金民, 罗平, 杨式升, 等. 塔里木盆地地下寒武统微生物碳酸盐岩储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 404-413.

- [33] 李朋威, 罗平, 宋金民, 等. 微生物碳酸盐岩储层特征与主控因素: 以塔里木盆地西北缘上震旦统-下寒武统为例[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1074-1089.
- [34] 刘树根, 宋金民, 罗平, 等. 四川盆地深层微生物碳酸盐岩储层特征及其油气勘探前景[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2016, 43(2): 131-152.
- [35] 宋金民, 刘树根, 孙玮, 等. 兴凯地裂运动对四川盆地灯影组优质储层的控制作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(6): 658-670.
- [36] 刘树根, 马永生, 孙玮, 等. 四川盆地威远气田和资阳含气区震旦系油气成藏差异性研究[J]. 地质学报, 2008, 28(3): 328-337.
- [37] 费宝生, 汪建红. 中国海相油气田勘探实例之三渤海湾盆地任丘古潜山大油田的发现与勘探[J]. 海相油气地质, 2005, 10(3): 43-50.
- [38] 周进高, 付金华, 于洲, 等. 鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩主要储层类型及其形成机制[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 20-30.
- [39] Choquette, P.W. and Pray, L.C. (1970) Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 207-250.
- [40] 沈卫兵, 庞雄奇, 张宝收, 等. 塔中地区碳酸盐岩与碎屑岩储层物性差异及主控因素[J]. 高校地质学报, 2015, 21(1): 138-146.
- [41] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 深层超深层碳酸盐岩优质储层发育机理和“三元控储”模式——以四川普光气田为例[J]. 地质学报, 2010, 84(8): 1 087-1094.
- [42] 马永生, 何治亮, 赵培荣, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层形成机理新进展[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1415-1425.
- [43] Lee, E.Y., Kominz, M., Reuning, L., Gallagher, S.J., Takayanagi, H., Ishiwa, T., *et al.* (2021) Quantitative Compaction Trends of Miocene to Holocene Carbonates off the West Coast of Australia. *Australian Journal of Earth Sciences*, **68**, 1149-1161. <https://doi.org/10.1080/08120099.2021.1915867>
- [44] Ehrenberg, S.N. and Nadeau, P.H. (2005) Sandstone Vs. Carbonate Petroleum Reservoirs: A Global Perspective on Porosity-Depth and Porosity-Permeability Relationships. *AAPG Bulletin*, **89**, 435-445. <https://doi.org/10.1306/11230404071>
- [45] Ehrenberg, S.N., Nadeau, P.H. and Steen, Ø. (2009) Petroleum Reservoir Porosity versus Depth: Influence of Geological Age. *AAPG Bulletin*, **93**, 1281-1296. <https://doi.org/10.1306/06120908163>
- [46] Ehrenberg, S.N., Walderhaug, O. and Bjørlykke, K. (2012) Carbonate Porosity Creation by Mesogenetic Dissolution: Reality or Illusion? *AAPG Bulletin*, **96**, 217-233. <https://doi.org/10.1306/05031110187>
- [47] Bassinot, F.C., Marsters, J.C., Mayer, L.A. and Wilkens, R.H. (1993) Variations of Porosity in Calcareous Sediments from the Ontong Java Plateau. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, **130**, 653-661. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.130.058.1993>
- [48] Schmoker, J.W. (1984) Empirical Relation between Carbonate Porosity and Thermal Maturity: An Approach to Regional Porosity Prediction. *AAPG Bulletin*, **68**, 1697-1703.
- [49] Schmoker, J.W. and Halley, R.B. (1982) Carbonate Porosity versus Depth: A Predictable Relation for South Florida. *AAPG Bulletin*, **66**, 2561-2570.
- [50] Royden, L. and Keen, C.E. (1980) Rifting Process and Thermal Evolution of the Continental Margin of Eastern Canada Determined from Subsidence Curves. *Earth and Planetary Science Letters*, **51**, 343-361. [https://doi.org/10.1016/0012-821x\(80\)90216-2](https://doi.org/10.1016/0012-821x(80)90216-2)
- [51] Sclater, J.G. and Christie, P.A.F. (1980) Continental Stretching: An Explanation of the Post-Mid-Cretaceous Subsidence of the Central North Sea Basin. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, **85**, 3711-3739. <https://doi.org/10.1029/jb085ib07p03711>
- [52] Giles, M.R. (1997) Diagenesis: A Quantitative Perspective. Implications for Basin Modelling and Rock Property Prediction. Kluwer Academic Publishers.
- [53] 汪文洋. 叠合盆地深层碳酸盐岩储层孔渗演化及油藏赋存下限[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2020.
- [54] 沈安江, 胡安平, 张杰, 等. 微生物碳酸盐岩“三因素”控储地质认识和分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 583-596.
- [55] 何治亮, 张军涛, 丁茜, 等. 深层-超深层优质碳酸盐岩储层形成控制因素, 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 633-644.
- [56] Mehrabi, H., Bahrehvar, M. and Rahimpour-Bonab, H. (2021) Porosity Evolution in Sequence Stratigraphic Framework: A Case from Cretaceous Carbonate Reservoir in the Persian Gulf, Southern Iran. *Journal of Petroleum Science and*

- Engineering*, **196**, Article ID: 107699. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107699>
- [57] 鲁学云, 季建清, 王丽宁, 等. 气候-构造-剥蚀相互作用研究进展与展望[J]. 地球科学进展, 2023, 38(3): 270-285.
 - [58] 韩克猷, 孙玮. 四川盆地海相大气田和气田群成藏条件[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 10-18.
 - [59] 高志前, 樊太亮, 杨伟红, 等. 塔里木盆地古生界碳酸盐岩台缘结构特征及其演化[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(3): 657-665.
 - [60] 蒋有录, 路允乾, 赵贤正, 等. 渤海湾盆地冀中坳陷潜山油气成藏模式及充注能力定量评价[J]. 地球科学, 2020, 45(1): 226-237.
 - [61] 吴兴宁, 李国军, 田继强, 等. 冀中坳陷碳酸盐岩潜山内幕储层特征及其形成主控因素[J]. 特种油气藏, 2011, 18(2): 22-25, 136.
 - [62] 张静, 张宝民. 鄂尔多斯盆地中元古界碳酸盐岩微观组构与微生物造岩作用[J]. 地质学报, 2022, 96(4): 1397-1411.
 - [63] 李映涛, 叶宁, 袁晓宇, 等. 塔里木盆地顺南 4 井中硅化热液的地质与地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 934-944.
 - [64] 陈轩, 赵文智, 刘银河, 等. 川西南地区中二叠统热液白云岩特征及勘探思路[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 460-466.
 - [65] 舒晓辉, 张军涛, 李国蓉, 等. 四川盆地北部栖霞组-茅口组热液白云岩特征与成因[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 442-448.
 - [66] 邬光辉, 陈志勇, 郭群英. 碳酸盐岩变形带特征及其与油气关系: 以塔里木盆地古生界为例[J]. 大地构造与成矿学, 2014, 38(3): 580-589.
 - [67] 倪新锋, 沈安江, 韦东晓, 等. 碳酸盐岩沉积学研究热点与进展: AAPG 百年纪念暨 2017 年会及展览综述[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(5): 729-742.
 - [68] 赵文智, 沈安江, 乔占峰, 等. 中国碳酸盐岩沉积储层理论进展与海相大油气田发现[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(4): 1-15.
 - [69] Holland, H.D. (2006) The Oxygenation of the Atmosphere and Oceans. *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, **361**, 903-915. <https://doi.org/10.1098/rstb.2006.1838>
 - [70] Eriksson, P.G., Catuneanu, O., Sarkar, S. and Tirsgaard, H. (2005) Patterns of Sedimentation in the Precambrian. *Sedimentary Geology*, **176**, 17-42. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2005.01.003>
 - [71] Jamse, N.P. (1978) Introduction to Carbonate Facies Models. *Geoscience Canada*, 105-107.
 - [72] Tucker, M.E. and Wright, V.P. (1990) Carbonate Sedimentology. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781444314175>
 - [73] Reading, H.G. and Levell, B.K. (1996) Controls on the Sedimentary Rock Record. In: Reading, H.G., Ed., *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy* (3rd Edition), 5-52.
 - [74] Schlager, W. (2000) Sedimentation Rates and Growth Potential of Tropical, Cool-Water and Mud-Mound Carbonate Systems. *Geological Society, London, Special Publications*, **178**, 217-227. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2000.178.01.14>
 - [75] Schlager, W. (2005) Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy. *SEPM (Society for Sedimentary Geology)*, 200.
 - [76] Reijmer, J.J.G. (2021) Marine Carbonate Factories: Review and Update. *Sedimentology*, **68**, 1729-1796. <https://doi.org/10.1111/sed.12878>
 - [77] 李峰峰, 郭睿, 余义常. 碳酸盐岩沉积相研究进展[J]. 科技导报, 2021, 39(8): 128-140.
 - [78] Armstrong, A.K. (1974) Carboniferous Carbonate Depositional Models, Preliminary Lithofacies and Paleotectonics Maps. *AAPG Bulletin*, **58**, 621-645.
 - [79] Wiloson, J.L. (1975) Carbonate Facies in Geologic History. Springer Verlag, 348-374.
 - [80] Read, J.F. (1985) Carbonate Platform Facies Models. *AAPG Bulletin*, **69**, 1-21.
 - [81] Eugster, H.P. and Hardie, L.A. (1975) Sedimentation in an Ancient Playa-Lake Complex: The Wilkins Peak Member of the Green River Formation of Wyoming. *Geological Society of America Bulletin*, **86**, 319-334. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1975\)86<319:siaapc>2.0.co;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1975)86<319:siaapc>2.0.co;2)
 - [82] Wilkinson, B.H., Pope, B.N. and Owen, R.M. (1980) Nearshore Ooid Formation in a Modern Temperate Region Marl Lake. *The Journal of Geology*, **88**, 697-704. <https://doi.org/10.1086/628555>
 - [83] 贾承造, 张杰, 沈安江, 等. 非暖水碳酸盐岩: 沉积学进展与油气勘探新领域[J]. 石油学报, 2017, 38(3): 241-254.
 - [84] Lees, A. and Buller, A.T. (1972) Modern Temperate-Water and Warm-Water Shelf Carbonate Sediments Contrasted. *Marine Geology*, **13**, M67-M73. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(72\)90011-4](https://doi.org/10.1016/0025-3227(72)90011-4)

- [85] Sorby, H.C. (1879) The Structure and Origin of Limestones. *Nature*, **19**, 424-425. <https://doi.org/10.1038/019424b0>
<https://www.nature.com/articles/019424b0>
- [86] Cullis, C.G. (1904) The Mineralogical Changes Observed in the Cores of the Funafuti Borings. The Atoll of Funafuti Royal Society London, 392-420.
- [87] Fantle, M.S., Maher, K.M. and DePaolo, D.J. (2010) Isotopic Approaches for Quantifying the Rates of Marine Burial Diagenesis. *Reviews of Geophysics*, **48**, RG3002. <https://doi.org/10.1029/2009rg000306>
- [88] Morse, J.W., Arvidson, R.S. and Lüttge, A. (2007) Calcium Carbonate Formation and Dissolution. *Chemical Reviews*, **107**, 342-381. <https://doi.org/10.1021/cr050358j>
- [89] Mueller, M., Igbokwe, O.A., Walter, B., Pederson, C.L., Riechelmann, S., Richter, D.K., et al. (2019) Testing the Preservation Potential of Early Diagenetic Dolomites as Geochemical Archives. *Sedimentology*, **67**, 849-881. <https://doi.org/10.1111/sed.12664>
- [90] James, N.P. and Bone, Y. (2022) Sedimentology and Diagenesis of Pleistocene Calcareous, Non-dolomitic, Interdune Sediments, Coorong Coastal Plain, South Australia. *Sedimentology*, **69**, 2814-2843. <https://doi.org/10.1111/sed.13019>
- [91] Zhu, D., Meng, Q., Jin, Z., Liu, Q. and Hu, W. (2015) Formation Mechanism of Deep Cambrian Dolomite Reservoirs in the Tarim Basin, Northwestern China. *Marine and Petroleum Geology*, **59**, 232-244. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.08.022>
- [92] 何治亮, 金晓辉, 沃玉进, 等. 中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 3-14.
- [93] 朱光有, 杨海军, 朱永峰, 等. 塔里木盆地哈拉哈塘地区碳酸盐岩油气地质特征与富集成藏研究[J]. 岩石学报, 2011, 27(3): 827-844.
- [94] 宋到福, 王铁冠, 李美俊. 塔中地区中深 1 和中深 1C 井盐下寒武系油气地球化学特征及其油气源判识[J]. 中国科学: 地球科学, 2016, 46(1): 107-117.
- [95] Swart, P.K. and Melim, L.A. (2000) The Origin of Dolomites in Tertiary Sediments from the Margin of Great Bahama Bank. *Journal of Sedimentary Research*, **70**, 738-748. <https://doi.org/10.1306/2dc40934-0e47-11d7-8643000102c1865d>
- [96] Croizé, D., Ehrenberg, S.N., Bjørlykke, K., Renard, F. and Jahren, J. (2010) Petrophysical Properties of Bioclastic Platform Carbonates: Implications for Porosity Controls during Burial. *Marine and Petroleum Geology*, **27**, 1765-1774. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.11.008>
- [97] 孟万斌, 肖春晖, 冯明石, 等. 碳酸盐岩成岩作用及其对储层的影响——以塔中顺南地区一间房组为例[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(5): 27-32.
- [98] Moore, C.H. (2001) Carbonate Reservoirs-Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, 460.
- [99] Wright, V.P. (1991) Paleokarst: Types, Recognition, Controls and Associations. In: Wright, V.P., Esteban, M. and Smart, P.L., Eds., *Paleokarsts and Paleokarstic Reservoirs: P.R.I.S. Occasional Publication Series No. 2*. Reading, University of Reading, 56-88.
- [100] Loucks, R.G. (1999) Paleocave Carbonate Reservoirs: Origins, Burial-Depth Modifications. Spatial Complexity, and Reservoir Implications. *AAPG Bulletin*, **83**, 1795-1834.
- [101] Morse, J.W. and Mackenzie, F.T. (1990) Geochemistry of Sedimentary Carbonates. Elsevier, 696.
- [102] James, N.P. and Choquette, P.W. (1984) Diagenesis 9. Limestones—The Meteoric Diagenetic Environment. *Geoscience Canada*, 161-194.
- [103] Lohmann, K.C. (1988) Geochemical Patterns of Meteoric Diagenetic Systems and Their Application to Studies of Paleokarst. In: James, N.P. and Choquette, P.W., Eds., *Paleokarst*, Springer, 58-80. https://doi.org/10.1007/978-1-4612-3748-8_3
- [104] Moore, C.H. (1989) Carbonate Diagenesis and Porosity. Elsevier, 337.
- [105] 李忠. 盆地深层流体-岩石作用与油气形成研究前沿[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2016, 35(5): 807-815.
- [106] 李宇翔, 李国蓉, 顾炎午, 等. 塔中地区寒武系-下奥陶统白云岩层序不整合面控制的大气水溶蚀作用研究[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 45-48.
- [107] Ehrenberg, S.N., Walderhaug, O. and Bjørlykke, K. (2013) Carbonate Porosity Creation by Mesogenetic Dissolution: Reality or Illusion? *AAPG Bulletin*, **97**, 347-349. <https://doi.org/10.1306/07111212089>
- [108] 王明筏, 陈超. 深层碳酸盐岩原位模拟实验及勘探启示: 以川东北地区二叠系为例[J]. 海相油气地质, 2018, 23(2): 10-16.
- [109] Jenden, P.D., Titley, P.A. and Worden, R.H. (2015) Enrichment of Nitrogen and ^{13}C of Methane in Natural Gases from the Khuff Formation, Saudi Arabia, Caused by Thermochemical Sulfate Reduction. *Organic Geochemistry*, **82**, 54-68. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.02.008>