

深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向

何治亮^{1,2}, 马永生^{1,2}, 朱东亚³, 段太忠³, 耿建华⁴, 张军涛³, 丁茜³, 钱一雄³, 沃玉进³, 高志前⁵

[1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油化工股份有限公司, 北京 100728; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 同济大学海洋与地球科学学院, 上海 200092; 5. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083]

摘要:中国碳酸盐岩油气勘探不断向深层和超深层推进, 发现了越来越多的油气资源, 成为世界超深层领域油气勘探开发最活跃的地区。围绕深层-超深层碳酸盐岩储集体成因机理、地质模式、地球物理预测和储层精细建模等方面, 取得了重要进展。在深层优质碳酸盐岩储集体的成因研究上初步形成了一些共识: 原始高能相带和早期白云岩化作用是优质储集体发育的基础; 构造抬升导致与不整合面相关的大气水岩溶作用, 形成岩溶缝洞型储层; 早期物质基础与后期深埋的构造-流体环境是深层优质碳酸盐岩储层形成-保持的关键。针对碳酸盐岩成岩流体识别示踪和成岩期次定年研究取得了重要进展, 为碳酸盐岩储层高精度、高时空分辨率的成岩演化过程分析和成储模式的建立, 提供了新的思路 and 方向。深层-超深层碳酸盐岩储层地震预测技术, 分别在高压条件下碳酸盐岩储层岩石骨架弹性变化规律与岩石物理模型、多相态混合孔隙流体弹性性质变化规律以及高分辨率储层反演等几个方面, 取得了一些实质性进展。在深层碳酸盐岩储集体精细建模方法上, 分别形成了结合多点统计与沉积过程模拟的地质建模技术、孔隙型碳酸盐岩油气藏智能优化地层沉积反演建模技术、多尺度数据融合岩石物理相建模技术、细胞自动机断控岩溶过程数值模拟技术。深层-超深层碳酸盐岩储层研究还面临一系列的重大理论技术难题。有关深层-超深层优质碳酸盐岩储层成因机理的学术观点纷争, 深层储层地震预测还存在重大技术瓶颈, 目前尚缺乏成熟有效的深层储层精细表征与建模技术。未来需要在岩石学、矿物学和地球化学研究基础上, 明确成岩流体类型, 通过高温高压溶蚀实验和数值模拟等方法, 探索复杂流体作用下, 特别是有机成岩流体作用下的储集空间形成与保持机制; 开发出更高温压条件下的岩石弹性测量系统, 分析强非均质性带来的地震波传播的尺度效应, 以地质目标模型为导向不断优化储层刻画技术流程; 探索攻关多场耦合下的储层沉积、成岩正反演数值模拟技术, 发展多尺度数据融合、多方法协同的储层智能建模技术, 提升深层储层建模精度。

关键词:成因机理; 岩石物理模型; 地震预测; 精细地质建模; 地质过程模拟; 地质模式; 碳酸盐岩储层; 深层-超深层

中图分类号: TE132.1

文献标识码: A

Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs

He Zhiliang^{1,2}, Ma Yongsheng^{1,2}, Zhu Dongya³, Duan Taizhong³, Geng Jianhua⁴, Zhang Juntao³, Ding Qian³, Qian Yixiong³, Wo Yujin³, Gao Zhiqian⁵

[1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China; 2. China Petrochemical Corporation Ltd., Beijing 100728, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 4. School of Ocean and Earth Science, Tongji University, Shanghai 200092, China; 5. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: The journey marching into deep and ultra-deep carbonates in China has been rewarded with more and more oil and gas discoveries, thus making the country the most active area for ultra-deep oil and gas exploration and development across the world. As a result, progresses have been made in the study of formation mechanisms, geological models, geophysical prediction and fine geo-modeling of these carbonate reservoirs. Some preliminary consensuses on high-quality deep carbonate reservoir genesis were reached; original high-energy facies and early dolomitization are the basis for the development of high-quality reservoirs; tectonic uplift activities lead to meteoric water karstification associated with

收稿日期: 2021-05-20; 修订日期: 2021-05-23。

第一作者简介: 何治亮(1963—), 男, 博士、教授级高级工程师, 石油地质。E-mail: hezhiliang@sinopec.com。

通讯作者简介: 马永生(1961—), 男, 博士、中国工程院院士, 石油地质。E-mail: mays@sinopec.com。

基金项目: 国家“万人计划”科学家工作室, 国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U19B6003); 中国科学院A类先导项目(XDA14010201); 中国石化科技部地质建模项目群(P21038)。

unconformity, resulting in karst fractured-vuggy reservoirs; and a combination of early-stage material basis with later burial environment is key to the formation and preservation of high-quality reservoirs. Significant progress identification and tracking of diagenetic fluids and timing of diagenesis shed light on the diagenetic evolution analysis and geo-modeling with high precision and resolution. Substantial advancement has also been achieved in seismic technology for the elastic property variation trend prediction of rock frame under high temperature and high pressure, the construction of rock physics models, the elastic property variation trend prediction of multi-phase pore fluids mixtures and the high-resolution seismic inversion. As for the fine geo-modeling of the reservoirs, the multi-point statistics technology combined with sedimentary process simulation, porous carbonate sedimentary inversion with intelligent optimization, petrophysical facies modeling of multi-scale data fusion, and cellular automata fault-controlled paleokarst process numerical simulation were developed. Despite the progress, the study of deep and ultra-deep carbonate reservoirs is still faced with a series of significant theoretical and technical challenges; disputes on genesis, technical bottlenecks constraining seismic prediction, and a lack of effective and fine characterization and model for reservoirs, to name just a few. It is suggested that the future study be focused on the diagenetic fluid identification based on available petrological, mineralogical and geochemical data, as well as revealing the formation and maintenance mechanisms of reservoir space under complex fluids through high temperature and high pressure dissolution experiments and numerical modeling; on the development of a system for elastic property measurement of carbonates under higher temperature and pressure settings to analyze the scaling effects of seismic wave propagation due to the strong reservoir heterogeneities and establish the reservoir characterization workflow that can be real-timely optimized according to the geological target as well; on forward and inversion numerical simulation of sedimentary reservoirs and diagenesis under multi-field coupling; and on intelligent geo-modeling for multi-scale data fusion and multi-method collaboration with a view to improving the geo-modeling accuracy.

Key words: formation mechanism, petrophysical model, seismic prediction, fine geo-modeling, geological process simulation, geological model, carbonate reservoir, deep and ultra-deep reservoirs

全球碳酸盐岩地层中蕴藏着丰富的油气资源,是过去、也是未来油气勘探开发重中之重的领域。中国几代油气工作者通过漫长艰苦的探索与实践,先后在塔里木、四川和鄂尔多斯盆地的古老海相碳酸盐岩层系中取得了举世瞩目的成果。近年来,随着勘探技术的日益进步,碳酸盐岩油气勘探逐步向深层(埋深 > 4 500 m)和超深层(埋深 > 6 000 m)推进,发现了越来越多的油气资源,成为世界超深层领域油气勘探开发最活跃的地区。从 20 世纪 90 年代开始,中国分别在塔里木和四川盆地中发现了塔河、普光、龙岗、元坝、安岳以及川西等多个深层-超深层大型碳酸盐岩油气田。最近十多年来,相继实施了一批超深井,如 2006 年完钻的塔深 1 井深度为 8 408 m,2018 年完钻的马深 1 井深度达 8 418 m,2020 年完钻的鹰 1 井和轮探 1 井深度分别为 8 588 和 8 882 m,揭示了越来越多的碳酸盐岩储集体类型,获得了油气发现,为碳酸盐岩储层理论和技术进步奠定了基础。近几年又在塔里木盆地腹部的顺北和满西地区、7 000 ~ 8 500 m 的超深层奥陶系碳酸盐岩中取得了规模性商业储量的发现,建成油气年产量超百万吨的油气田。深层-超深层已成为中国油气勘探开发的热点领域,理论技术的系统创新

和勘探开发实践,促使中国在深层-超深层海相碳酸盐岩油气领域,特别是在深层-超深层碳酸盐岩储集体成因机理、地质模式、地球物理表征预测和储层精细建模等方面,走在了世界前列^[1]。

1 深层-超深层碳酸盐岩储层研究主要理论与技术进展

深层-超深层碳酸盐岩领域油气勘探开发面临着巨大的技术和商业风险,其中,能否找到并精细描述深层-超深层规模性优质储集体是甚为关键的理论技术瓶颈。国外前期研究认为,受成岩压实和胶结作用影响,随埋藏深度增加和地层年代变老,碳酸盐岩中的孔隙度逐渐降低,大于 6 000 m 的超深层很难再有有效储层存在^[2-3],这种认识一定程度上影响了对埋藏更深的碳酸盐岩领域油气的探索。近年来,中国油气行业大胆实践,不断挑战新深度,实施的一批超深探井揭示深层-超深层碳酸盐岩地层中仍然发育多类型的优质储集体,如盐下的白云岩储集体^[4]、微生物岩储集体^[5]、断裂-流体耦合作用下形成的断溶体型储集体等^[6-7]。这些储集体共同的特点是埋藏深度大,并普

遍经历过复杂的成岩改造过程。

1.1 深层优质碳酸盐岩储集体成因机理与模式

随着塔里木盆地塔河油田和四川盆地普光气田两个大型深层碳酸盐岩油气田的发现和成功开发,针对不整合岩溶缝洞型^[8]和礁滩型^[9]碳酸盐岩储层的研究取得了一系列的理论和成果。马永生等^[10]提出三元控储理论模型,认为沉积和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,流体与岩石相互作用控制深部溶蚀与孔隙的保存。何治亮等^[11-12]提出构造、层序、岩相、流体和时间等5个因素控储的地质成因模型。赵文智等^[13]提出在沉积礁/滩的基础上,白云石化、后生溶蚀-溶滤和深层埋藏-热液等是碳酸盐岩储层大型化发育的关键地质条件。沈安江等^[14]认为规模性优质储集体大多在沉积成岩早期形成。大量机构和学者所开展的针对性模拟实验和典型解剖,初步达成了一些共识。

1.1.1 原始高能相带和早期白云岩化作用是优质储集体发育的基础

国内外各地区的研究实例表明,规模性碳酸盐岩储集体的分布大多表现出相控特征。早期高能台缘(内)礁滩相带中形成的礁灰岩和颗粒灰岩等建造是优质白云岩储层发育的基础^[15-16]。高能相带沉积物由于淘洗充分,颗粒含量高,粘土矿物含量较低,一般具有较高的原始物性,后期胶结物主要为亮晶,且由于礁滩体多发育在地形高部位,更易于遭受准同生大气降水溶蚀而形成大量次生孔隙,有利于后期流体的进入和规模性白云石化作用的发生^[17-20]。

地质历史上大规模白云石化一般都是在准同生阶段局限台地蒸发海水环境或相邻的高能相带中形成的,主要发生萨布哈和渗透回流等白云石化过程,都与蒸发浓缩超高盐度海水有密切的关系^[21-3]。除此之外,还有埋藏白云石化^[24]、热液白云石化^[25]和微生物白云石化^[26]等作用机制。

目前,关于白云石化作用能否造成孔隙度的增加仍是一个充满争议的话题。前人曾提出过等摩尔交代模式、残余灰岩溶解模式和白云石胶结模式等多个理论来解释白云岩中孔隙的成因^[27-30],这主要取决于原始灰岩的结构、白云石化流体的性质、成岩系统的温压条件和开放程度等多重因素的叠加。早期的白云岩化一般被认为是优质储层形成的关键,在白云石化过程中原始的孔隙结构也经历了重新调整-再分配过程,白云岩中的晶间孔、粒间孔及溶孔等多表现出对原始

灰岩中孔隙的继承^[28,30],虽然此过程并非一定能贡献新增的孔隙空间,但是所形成的具有晶粒-颗粒支撑结构的白云岩具有更强的抗压溶性^[29,31-32],特别是对于白云石化程度较高的储层,随着埋藏深度的增加,早期形成的孔隙更易于被保存下来,而不是被晚期化学压溶所形成的胶结物充填,因此相比灰岩,深层-超深层白云岩更有利于形成优质储层^[29,33]。

1.1.2 构造抬升导致与不整合面相关的大气水岩溶作用形成岩溶缝洞型储层

岩溶缝洞型储层在海相碳酸盐岩储层中占据着十分重要的地位,常形成大型-超大型油气田,例如美国 Puckett 油气田、意大利 Rospo Mare 油气田和中国塔河-轮南油田等^[34]。国内外诸多学者对古岩溶缝洞型储集体的分布规律、主控因素和成因机理等做了深入研究,建立了一系列的碳酸盐岩缝洞储集体成因模式与理论^[35]。这些碳酸盐岩地层在构造抬升作用或海平面下降的背景下暴露至地表,遭受地表淋滤作用形成不同级次和不同成因类型的层序界面^[19];层序界面之下的碳酸盐岩储层遭受(准)同生或表生期大气淡水淋滤作用,含有 CO₂ 的酸性流体与碳酸盐岩间发生水-岩相互作用,且溶蚀产物持续性被带离,最终形成规模性岩溶缝洞型储集体。

在多旋回盆地演化的宏观背景下,中国塔里木、四川和鄂尔多斯等盆地内多层系、大面积发育深层-超深层古岩溶缝洞型储集层,具有良好的勘探前景。塔河油田是塔里木盆地已发现的油气田中储量最大的油气田,也是研究深层奥陶系岩溶缝洞型储集体较早、较成熟的区域之一,具有多期岩溶叠加改造、缝洞储层类型多样和非均质性强等特点^[36]。研究表明,在塔河主体区,加里东中期(I—III幕)和海西早期构造抬升剥蚀阶段是古岩溶作用发生的主要时期^[8]。受多期复合构造作用的影响^[37],中-上奥陶统碳酸盐岩地层被差异性剥蚀,发生强烈的表生岩溶作用,形成了多期次、多形式叠加的古潜山型风化壳岩溶储集体。而在塔河南部桑塔木组覆盖的斜坡区域,酸性流体沿多期构造变形所形成的断裂-裂隙体系运移,在碳酸盐岩地层中发生深循环溶蚀作用,形成不同规模的断控型岩溶储集体,是斜坡区内幕岩溶碳酸盐岩储层发育的主要成因机制^[6,38]。

1.1.3 早期物质基础与后期深埋构造流体环境是深层优质碳酸盐岩储层形成-保持的关键

深层-超深层领域存在优质的碳酸盐岩储层已毋

毋庸置疑,有关深层优质规模性储层发育的成因机理、主控因素和地质模式等方面认识,尽管存在分歧,但也形成了一些基本共识:构造-层序-沉积作用控制了碳酸盐岩矿物成分、结构类型、可改造性能以及原始孔隙发育,是深层-超深层碳酸盐岩储层发育的物质基础。在后期漫长的成岩演化过程中,不同类型的构造-流体环境控制了储层进一步发育与保持,使储集空间发生调整。其中,构造抬升-大气降水、断裂-热液、深埋藏生烃与油气转化和 TSR 相关的富含 CO_2 、 H_2S 、有机酸等酸性流体环境中,碳酸盐岩发生溶蚀作用所形成的大量次生孔隙尤为重要。这些观点得到一系列高温、高压溶蚀模拟实验的证实。相对开放的地质流体环境更有利于溶蚀孔隙形成,是规模性优质储层形成分布的前提;碳酸盐岩溶蚀存在受温度(深度)控制的“溶蚀窗”效应,有利于埋藏条件下次生溶蚀孔隙形成与保持;高温条件下 SO_4^{2-} 与 Mg^{2+} 络合机制可以促进深埋白云石的溶蚀^[39,40-41]。特别是与油气充注和 TSR 相关富含 CO_2 和 H_2S 的酸性地层流体的存在,既能形成溶蚀孔隙,又能促使已有的孔隙得以长期保持^[42]。

近年来,相继在四川盆地雷口坡组发现了早期沉积组构控制的微生物岩储层,在塔里木盆地超深层奥陶系中发现了顺北地区“断溶体”储层和顺南地区热液硅化储层等新类型碳酸盐岩储层,尽管成储机制不同于常见的表生岩溶、埋藏有机酸和 TSR 相关的溶蚀作用,但其储层形成原理与“三元控储”和“五因素控储”模式基本一致^[1]。

1.2 成岩流体识别示踪和成岩期次定年新技术

成岩流体的作用几乎贯穿了碳酸盐岩储层发育、形成、改造和保持的全部过程,尤其是某些对储层形成具有建设性作用的溶蚀性流体和白云岩化流体等,在储集空间的形成和演化、油气的成藏和调整过程中都扮演了极为重要的角色。对于中国中西部3大盆地较古老的碳酸盐岩层系而言,由于成岩流体的类型多样、作用方式复杂,如何准确判识流体的来源和期次、示踪流体的运移路径、建立流体驱动-循环机制,都是十分关键但也极富挑战性的科学问题与技术难题。

近年来,针对碳酸盐岩成岩流体识别示踪和成岩期次定年研究取得了重要进展,涌现了许多新的技术和方法:碳酸盐矿物通过 LA-ICP-MS 方法开展 U-Pb 同位素定年,使微米级尺度下的成岩年代学分析成为可能。近期对生物介壳、成岩孔隙和断层脉体等位置产出的碳酸盐矿物定年都取得了较为可信的结果^[43-44]。进一步结合阴极发光和微区微量元素特征

展开具体分析,有助于更准确地判断成岩流体的来源、性质和活动期次^[45-46]。碳酸盐矿物的团簇同位素($\Delta 47$)与成岩温度的直接关联性使其可以作为一种有效的地质温度计,且不会受到成岩流体同位素组成的影响^[47]。因此,通过 $\Delta 47$ -T 的相关函数关系计算成岩温度,结合碳酸盐岩稳定氧同位素($\delta^{18}\text{O}_{\text{碳}}$),可以直接恢复成岩流体的性质($\delta^{18}\text{O}_{\text{水}}$)。基于此,还可以进一步讨论团簇同位素分布特征与成岩体系的开放程度的关系^[48]。此外,镁同位素($\delta^{26}\text{Mg}$)、钙同位素($\delta^{44}\text{Ca}$)以及卤族元素(Cl, Br, I)等新的测试方法和技术也应用在碳酸盐岩成岩流体来源判别、运移模拟过程中,特别是在研究白云石化时得到了有效的应用^[49-50]。这些新兴研究手段与传统研究方法的结合,为碳酸盐岩储层高精度、高时空分辨率的成岩演化过程分析和成储模式的建立,提供了新的思路 and 方向。

1.3 深层碳酸盐岩储集体地球物理有效预测技术

针对深层-超深层碳酸盐岩储层地震预测面临的诸多技术难题,国内外开展持续攻关研究,已取得了一些实质性进展^[51-54],而前沿研究主要包括高压条件下碳酸盐岩储层岩石骨架弹性变化规律与岩石物理模型,多相态混合孔隙流体弹性性质变化规律,高精度、高分辨率储层反演等几个方面。

1.3.1 高压条件下碳酸盐岩储层岩石骨架弹性变化规律与岩石物理模型

同济大学联合美国休斯顿大学建立了高温(200℃)、高压(150 MPa)岩石弹性与各向异性测量系统。收集了塔里木盆地跃进、顺南以及顺北地区深层-超深层(>6 000 m)碳酸盐岩样品,开展了不同压力条件下干燥和水饱和岩石超声纵横波速度、密度与孔隙度测量。在高压情况下,干燥岩石的孔隙度与纵波速度没有相关性,说明纵波速度主要受岩石骨架弹性性质的影响;而高压干燥岩石与高压水饱和岩石之间的速度差异与孔隙度之间存在良好的相关性,说明该区储层的地震波传播速度受到裂缝发育与孔隙流体的双重影响。由此,可建立裂缝发育密度与孔隙流体饱和度双重控制的岩石物理(弹性)模型,从而可实现基于地震弹性参数反演基础上的裂缝预测与流体检测。

1.3.2 高温、高压条件下多类型、多相态混合孔隙流体弹性性质变化规律

美国休斯顿大学与科罗拉多矿业学院联合成立的 HDI(烃类直接检测)研究联合体开展了大量的不同温

压条件下多相流体混合弹性模量、速度与密度的测量,获得了诸多规律性认识^[55-56],形成了不同温压条件下多相流体混合弹性模量、速度与密度计算的 FLASH 软件。通过取样分析获得孔隙流体类型及其饱和度参数,可利用 FLASH 软件计算地层温压条件下多相混合孔隙流体的弹性参数,再基于岩石物理模型开展流体替代研究,进而实现储层预测与流体检测。FLASH 软件适用范围是温度小于 200 ℃,压力小于 100 MPa。

1.3.3 模型与数据联合驱动的高精度、高分辨率储层反演

储层预测与描述需要高分率地震弹性参数反演数据。常规基于模型驱动的地震弹性参数反演,由于模型物理关系的不确定性(近似物理关系)带来了反演结果的不确定性^[57]。由于近似物理关系一般只是地震波动现象的一阶近似,近似物理模型算子比较光滑,不能刻画深层-超深层碳酸盐岩储层的强非均质性,因此,地震弹性参数反演的分辨率较低。解决的方案是将实际测井获得的储层弹性参数作为已知数据,来修正用于地震弹性参数反演的近似物理关系,获得一个更高精度的物理模型算子。由于测井数据含有高频信息,测井数据驱动构建的物理模型算子就具备了刻画储层强非均质性带来的地震波场高频扰动能力。因此,利用修正的物理模型算子反演的弹性参数就具备了高精度、高分辨率反演能力。

1.4 深层碳酸盐岩储集体精细建模新方法

由于深层碳酸盐岩埋深大、资料稀少且品质较差,实现深层碳酸盐岩储层的精细建模成为业界普遍关注的重大技术难题。以深层碳酸盐岩储层成因机理和演化模式新认识,以及地球物理预测新技术为基础,近期在深层碳酸盐岩储集体精细建模方法及技术方面取得了较大进展^[58]。

1.4.1 结合多点统计与沉积过程模拟的地质建模技术

从两点到多点再到沉积过程模拟,可以有效降低统计学建模对数据的严重依赖性。多点地质统计学通过训练图像代替变差函数,可更好地捕捉地下储层的三维空间结构。采用类比或沉积模拟的方式建立训练图像库,可打破钻井数据的限制,更有效地支撑深层储层三维建模。

无人机扫描和野外观测建立数字露头,现代沉积考察结合浅钻建立类比模型,基于已开发油气藏海量资料建立精细模型,沉积过程正演模拟获取地质模型

等,是获取有效训练图像的主要方法。其中,基于沉积过程模拟建立训练图像的技术具有独特优势。沉积过程模拟通过较少的钻井数据及三维地震数据,获取地质历史时期的古地形、沉降速率、碳酸盐岩生长速率和古风向等一系列环境参数,通过正演的方法再现碳酸盐岩台地的生长演化过程^[59-60]。该方法虽在钻井数据条件化方面存在一定难度,但从宏观结构上可掌控不同沉积相带的组合关系,体现了成因控制的特点,可实质性反映真实的地层沉积过程,所建立的三维训练图像具有“原位等尺度”特征,可有效降低因尺度差异等效作用而造成的模拟误差。将沉积模拟结果作为三维训练图像,通过多点地质统计学对研究区进一步模拟,模拟结果的精准程度得到进一步提升,且与钻井数据信息全部吻合。沉积模拟与多点地质统计学的结合实现了成因控制与统计数据的有机融合,在深层储层建模的适用性上优势明显。

1.4.2 孔隙型碳酸盐岩油气藏智能优化地层沉积反演建模技术

沉积模拟结果与实钻井的误差越低,建立的地质模型越接近于地下实际。传统的基于手工调参方法寻优效率低,且难以建立最优模型的标准,智能优化算法在模型优化方面具有独特优势,但需要正演模拟的效率高且收敛性强。

针对深层碳酸盐岩储层,探索研发了基于生物能、动能、势能相互转化的碳酸盐岩地层沉积正演模拟新方法,模拟原理集成了经典认识和专家经验^[61-62]。碳酸盐岩沉积一般是盆地内源生物成因,该方法不考虑外源碳酸盐和硅质碎屑,认为碳酸盐岩地层的形成是生物能、势能、动能和构造沉降相互作用的结果。生物能体现为碳酸盐岩造岩生物的生长,动能表示为风能和风能引起的波浪能,势能主要以古地形的样式体现,构造沉降包括构造运动引起的地层沉降和沉积物荷载引起的均衡沉降。该沉积正演数学模型总体包括沉积物生产模型、能量分布模型以及沉积物搬运模型,是一种典型的抛物线方程,通过计算每个时间步长中地形海拔、动能和势能分布,得到地形、动能和势能的演化过程。沉积正演模型可以确定一个较好的沉积条件和其对应的可能区间,此时需要通过沉积反演技术快速找到在这个可能区间内的最优值,这个最优组合更接近真实沉积过程。沉积反演模拟技术核心在于优化算法及目标函数的建立,优化算法主要采用模拟退火及复形洗牌等,目标函数主要基于沉积序列比较技术,将模拟结果与实钻井数据实现定量比较,并将其误差最

低作为最终标准。通过将沉积正演模拟技术与全局优化技术的结合,形成了地层沉积反演模拟框架,其调用正演模拟运算速度快,对于千万节点网格模型,实现了单次模拟时间控制在1分钟内。

1.4.3 多尺度数据融合岩石物理相建模技术

岩石物理相/岩石类型反映了碳酸盐岩储层质量差异,为更精细地反映深层碳酸盐岩储层非均质性,需要在少井资料条件下充分融合井、震及实验室测试岩石物性信息,建立三维岩石物理相模型。

针对深层碳酸盐岩储层,形成了基于孔喉结构的岩石类型划分方法^[63-64]:即通过对岩心薄片进行压汞实验分析,寻找到与孔、渗关系最敏感的主孔喉半径(R30),并通过对孔、渗分段性进行岩石类型划分,实现取心井岩石类型解释。在取心井解释基础上,形成了基于机器学习的岩石物理相测井识别技术:即以取心井岩石类型划分结果为训练样本,通过测井敏感曲线分析,采用决策树/随机森林机器学习方法实现了非取心井的岩石物理相解释,解释符合率超过90%,解释精度达到了分米级别。从一维井眼到三维空间,岩石物理相建模需要三维地震资料进行空间约束,实现了基于叠前地震资料预测的岩石物理相技术:即以岩石物理模型为桥梁,建立孔隙结构与地震波场响应关系,最终实现岩心-井眼-三维空间岩石物理相预测。将多维度、多尺度数据关系映射到三维地质模型,实现深层优质储层高精度三维建模。

1.4.4 细胞自动机断控岩溶过程数值模拟技术

“断溶体”油气藏是塔里木盆地深部油气藏的一种重要类型。“断溶体”属于碳酸盐岩一种特殊类型储集体,受控于强烈的走滑断裂-流体溶蚀改造作用,平面上具有沿走滑断裂分布的特点,空间上具有沿断裂带呈“纵深”发育特征^[65-68]。断裂破碎程度差异和溶蚀作用强度差异造成断溶体空间结构非均质性极强,常规的基于地质统计学的地质建模技术难以准确表征断溶体空间分布及内部结构,给断溶体油气藏评价及高效开发带来较大风险。

利用基于过程的建模技术优势,从断溶体地质成因过程出发,探索了基于溶蚀过程的断溶体分布预测技术。根据断溶体地质研究认识,认为断控岩溶以断裂破碎带为核心发生溶蚀扩大,其溶蚀程度的差异受断裂分布、裂缝密度、地层岩性差异、大气淡水或地层深部热液接触时间等综合因素影响。本文提出了一种基于细胞自动机的断控岩溶过程模拟方法,以走滑断

裂形成的裂缝网络为初始条件,以一定酸浓度的大气水注入为作用条件,综合考虑地层岩性差异、裂缝发育密度和重力作用,建立了基于酸扩散、连通性和传导率共同控制的模拟规则,并最终形成由酸累积溶蚀量定量表征溶蚀演化程度的模拟方法。与传统地质统计学方法相比,该方法考虑了成因过程,对于井资料少、地震资料品质低的断溶体发育区,具有预测准确度高的优势,通过塔河托甫台某典型断溶体单元测试,验证了该方法有较强的实用性。

值得注意的是,该方法应用的初始条件及溶蚀参数对模拟结果有重要影响,断溶体的成因在学术界仍存在多种认识,因此,地质成因的研究是推动该方法向前发展的重要基础。另外,从条件化模拟的角度出发,为了使模拟结果与实际数据吻合,下一步仍需要借助自动反演或优化的方法推动该技术的智能化发展。

2 深层-超深层碳酸盐岩储层研究的关键科学技术难题

2.1 优质碳酸盐岩储层成因机理问题

中国在深层-超深层碳酸盐岩勘探领域先后发现了四川盆地的普光、元坝、龙岗、安岳、川西等气田,以及塔里木盆地的塔河油田和塔中油气田等,证实了以往认为的生烃“死亡线”以下仍然具有巨大的勘探潜力^[10,69-71]。针对这些储层,众多机构和学者开展了深入的研究工作,取得了非常丰富的研究成果,学术观点纷呈。大体可分为原生为主、次生为主和复合成因等3类。

例如,塔里木盆地塔中北坡地区中、下奥陶统不断取得油气新发现,有关其储层的成因尚未统一观点。

顺南地区5口钻井的连井剖面显示一间房组碳酸盐岩孔隙度呈现一定的旋回性。从一间房组底部到顶部可以识别出4个旋回,绝大部分旋回的声波曲线从下到上逐渐升高,对应孔隙度从下到上逐渐升高。云露和曹自成^[72]、陈红汉等^[73]认为塔中北坡地区中、下奥陶统发育的多期不整合造成的层间岩溶以及(准)同生岩溶作用促进了有利储层的发育。从旋回顶部样品的SEM照片中可以看出方解石微晶大小不均一,较小的方解石微晶贴附于较大的方解石微晶而存在。国外在中东地区等也发现同样的两组粒径不同的方解石微晶共存的现象^[74]。多位学者给出了不同的原因去解释粒径较小的方解石微晶出现的原因,比如受镁离子毒化^[75]、受有机质的影响^[75],遭受流体溶蚀^[76]等。近些年来,很多地质学家用奥斯特瓦尔德成熟作用(Ostwald ripening)去解释低镁方解石的形成及溶蚀^[74,77]。Volery

研究发现, Ostwald ripening 现象在海平面短期下降形成的大气淡水透镜体上部更为明显, 而位于大气淡水透镜体之外的碳酸盐岩没有发生该过程^[74], 因此认为 Ostwald ripening 是造成塔中北坡地区奥陶系一间房组沉积旋回顶部储层物性改善的主要原因之一。

也有学者认为, 碳酸盐岩地层在沉积之后的埋藏过程中受多种成岩作用影响, 原生孔隙已所剩无几, 失去储层意义。胶结作用是造成碳酸盐岩储层、尤其是颗粒灰岩孔隙破坏最主要的原因之一。氟离子抛光扫描电镜显示塔中北坡地区中、下奥陶统大部分岩石的储集空间主要以分布于低镁方解石晶体间的微孔为主, 孔径均在 10 μm 以下^[78]。如此小的孔喉导致流经的方解石饱和流体也较少, 与之相比, 存在于颗粒或晶体之间的大孔是流体运移的主要通道, 因此也更容易发生胶结作用而被充填^[79]。并且方解石在较小孔隙内发生沉淀所需要的临界饱和度高于在大孔中沉淀所需要的^[80], 因此微小的孔喉不易被方解石等胶结物充填, 更易保存下来成为最终的有效储集空间。后期不同类型流体溶蚀作用形成的次生孔隙、孔洞和洞穴才是主要的油气储集空间^[81-82]。

形成深层-超深层碳酸盐岩储层的溶蚀改造流体类型既可以有早期的混合水、大气降水, 也可以有后期的酸性热液、油气生成和转化过程中的有机酸、TSR 相关富含 CO_2 和 H_2S 流体等^[1, 12, 83], 流体的性质与活动强度与盆地内特定的构造活动和地质体系的开放程度等密切相关^[83]。

塔里木盆地奥陶系、鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组、四川盆地震旦系灯影组等碳酸盐岩储层都经历了强烈的构造抬升-大气降水岩溶改造作用, 形成了大型的岩溶风化壳型碳酸盐岩油气藏^[84]。根据碳酸盐岩溶蚀和沉淀的热力学和动力学控制因素, 大气降水岩溶作用形成的岩溶孔洞多在岩溶不整合面之下有限深度内形成, 再往深处则会形成方解石的充填^[85]。在隆起高部位的岩溶高地区域, 大气降水对碳酸盐岩处于不饱和状态, 并且流量非常大, 能对碳酸盐岩产生强烈的溶蚀作用。大量钻井揭示, 岩溶孔洞发育多在不整合面下 200 m 深度范围内, 局部可发育至 1 100 m 深度^[86]。在岩溶斜坡-洼地区域, 随着大气降水向下渗流, 流量变小, 温度升高, 逐渐达到对方解石的饱和状态, 会在已有裂缝或孔洞中形成方解石的充填^[85, 87]。

尽管多数学者更认同埋藏溶蚀作用, 认为在逐渐沉降埋藏环境中, 有机质生烃过程中伴生的富含有机酸的酸性流体会导致碳酸盐岩发生埋藏溶蚀作用^[88], 尤其强调 TSR 导致的富含 H_2S 和 CO_2 酸性流体对碳

酸盐岩储层形成具有建设性作用。例如, 四川盆地长兴组-飞仙关组深层碳酸盐岩储层发育与埋藏溶蚀(有机酸和 TSR 溶蚀作用)密切相关^[10], 且随着 TSR 相关 H_2S 和 CO_2 的逐渐升高, 越来越强烈的酸性流体介质环境非常有利于孔隙的持久保持^[42]。也有学者提出酸性流体很难一直保持对碳酸盐岩的欠饱和状态, 且在封闭体系下溶蚀与沉淀作用几乎同时发生, 总孔隙度基本保持不变^[89-90], 因此认为溶蚀作用产生次生孔隙的建设性效应远远不及因埋藏压实和胶结作用导致的孔隙破坏作用。

构造变形和断裂作用能直接形成储集空间, 作为流体运移通道, 会导致深部热液流体对碳酸盐岩进行溶蚀改造。最具特色的一类储层是, 断裂-热液作用使碳酸盐岩发生显著的热液白云石化, 形成热液白云岩储层^[91]。热液白云岩型油气藏目前是北美和中东等地区油气勘探的重要目标^[92]。四川盆地二叠系茅口组和栖霞组也发现热液白云石化储集层^[93-94]。在塔里木盆地塔深 1 井和顺南 4 井等碳酸盐岩储层中也发育有与热液活动有关高孔隙度规模性储层^[6, 96]。也有许多学者提出, 热液会导致大量的沉淀和胶结作用, 减少储集空间, 因而更多表现为一种负面因素。

2.2 碳酸盐岩储层预测技术存在重大技术瓶颈

中国深层-超深层碳酸盐岩储层沉积类型多样, 经历过多期次构造运动改造, 非均质性极强^[51], 通过地球物理方法实现精准的储层预测与流体检测面临巨大挑战, 主要包括以下科学与技术难题。

1) 深层-超深层碳酸盐岩储层岩石骨架弹性性质变化规律不清。以中国塔里木盆地为例, 深层-超深层碳酸盐岩储层一般在 6 000 m 深度以下, 储层处在高温(150~200 $^{\circ}\text{C}$)、高压(150~220 MPa)环境, 与中浅层相比, 储层岩石骨架的弹性性质在温度与压力变化共同影响下会发生复杂的变化, 这种变化规律尚不清楚。

2) 深层-超深层多类型、多相态混合孔隙流体弹性性质变化规律不清。多类型、多相态混合孔隙流体在上述高温高压条件下的弹性模量、地震波传播速度、密度和粘度等基本物理参数变化规律认识更不清楚。目前尚无实验手段来直接测量如此高温高压条件下多类型多相态混合流体的弹性模量以及地震波传播速度, 而孔隙流体的弹性性质直接影响着储集岩地震纵、横波传播速度与衰减等地震参数的变化^[97-98]。

3) 多尺度孔隙与裂缝、多类型储集空间以及孔隙流体与固体骨架耦合条件下地震响应机理不清。以塔里木盆地深层-超深层碳酸盐岩储层为例, 由于其沉

积类型多样,并且受多次构造运动改造,储层孔隙几何形状十分复杂,如溶解作用形成的溶蚀“硬”孔隙和应力作用形成的裂缝“软”孔隙^[99],在相同基质条件下,“硬”孔和“软”孔的孔隙刚度可能相差 $10 \sim 10^3$ 数量级,对储层岩石地震波传播速度的影响则可达到 20% ~ 100%;如果同时存在多尺度孔隙与裂缝,孔隙与裂缝尺度变化可达 10^5 数量级,非均质性极强,由此带来地震波传播诱导孔隙流体与固体骨架发生相互作用,导致地震岩石物理响应机理十分复杂。

4) 基于传统模型驱动的储层刻画具有很大的不确定性^[57],导致深层-超深层碳酸盐岩储层上覆巨厚复杂介质。深层-超深层地震反射能量弱,信噪比低,地震成像质量差。由于深层-超深层反射地震信号高频吸收衰减严重,从而导致深层-超深层储层地震垂向分辨率很低。基于传统模型驱动的储层刻画技术,由于物理模型只是实际介质不同程度的近似描述,因此,用于储层反演的物理理论具有不确定性,同时,用于储层反演的实际地震数据频带有限并且数据中含有噪音,从而给储层刻画带来了很大的不确定性。

5) 储层刻画存在多尺度数据融合问题。储层刻画需要综合利用岩心、测井和地面反射地震多尺度数据,数据尺度变化达到 10^6 数量级。如何融合多尺度数据是储层精细刻画的关键问题。

综上所述,深层-超深层储层预测和描述需要从岩石物理理论与建模、高分辨储层反演、多尺度数据融合以及反演结果的不确定评估等多个方面开展研究,以期提高深层-超深层储层刻画的能力。

2.3 缺乏成熟有效的深层储层精细表征与建模技术

储层表征与建模是量化认识储层特征的重要内容,其中三维精细地质模型是定量表征储层的终极表现形式。定量地质建模技术在过去近四十年的发展历程中,呈现出从传统的确定性建模、两点统计学建模、基于目标建模,向多点地质统计学建模、沉积过程建模、以及智能化地质建模等较新的建模技术发展的总体趋势^[58,100-102]。传统建模技术依赖于数据驱动,由于浅层油气藏通常具有较多的钻井数据、品质较高的地震数据,一定程度上保障了传统建模技术在业界的应用和发展。随着油气藏储层研究逐步走向深层,高昂的钻井成本制约了数据的采集,加之地震品质的降低,传统的数据驱动型建模技术面临巨大挑战,适用于深层碳酸盐岩储层的建模技术存在一系列难题。

1) 如何实现从数据驱动建模向过程驱动建模的有效转变。传统建模技术中确定性建模需要地质信息

与井震信息具有较明确的相关关系,两点统计学建模需要足够的直接观察数据(钻井数据)来约束建模过程(计算变差函数和作为条件数据点),基于目标建模需要对储层的形态、规模、组合关系具备大量的先验认识及定量数据。钻井少、地震资料质量差的深层储层地质建模显然难以满足以上建模方法的条件。充分利用各领域知识来弥补观察资料之不足,是可能的解决途径。因此,通过综合集成储层形成过程及演化的最新领域知识,形成地层沉积正演模拟模型,实现地质过程驱动的建模技术,可以弥补条件数据的不足,进一步提升资料稀缺条件下储层建模和预测的合理性。如何量化碳酸盐岩沉积过程、如何建立合理的数字化模型是摆在面前的重要难题。

2) 如何通过智能优化技术提升深层建模的效率和准确性。在深层资料稀疏的条件下,储层认识的不确定性必然增大,寻找合理和最优的模型面临挑战。在基于地质过程的油气藏建模方法中,传统的基于专家经验法则进行手动调参,工作量巨大、随机性强、寻优困难,难以满足深层储层勘探开发的快速节奏和对地质模型精准度的高要求。智能优化算法在不同行业领域得到快速发展和应用^[103-104],能否将其引入到深层储层地质建模领域,以及如何通过紧密结合,取得更优实用效果,需要深入探索。

3) 如何将多维度、多尺度信息进行高效融合以保障深层地质模型精度。深层碳酸盐岩油气藏开发风险大,对于地质模型的精准度要求高,多信息源跨尺度数据的高效融合更加重要。深入挖掘三维地震信息,如何将微纳米级的岩心孔喉嫁接到数米至数百米级精度的测井和三维地震,如何将单点信息映射到三维空间,均面临一系列难题。地质建模的发展有赖于测井及地震技术的进步,进一步攻关多维度、多尺度信息融合方法,才能实现三维地质模型“深度更深、精度不减”的技术指标。

3 未来攻关方向

3.1 深层-超深层碳酸盐岩储层发育机理

与国外大多为中生代中浅层碳酸盐岩储层相比,中国古老层系深层-超深层碳酸盐岩储集体普遍经历过长期复杂的埋藏成岩演化过程,其孔隙发育和保持机理的研究更为重要。深埋藏过程中,多种类型流体的溶蚀、胶结等改造作用对碳酸盐岩储层孔隙形成和破坏起着至关重要的作用。因此,需要在详细的岩石学、矿物学和地球化学研究基础上,明确成岩流体类型(大气降水、富 Si/Mg 热液、成岩成烃流体、有机演化与

TSR 相关流体等),通过高温高压溶蚀实验和数值模拟等方法来揭示构造-流体耦合作用过程和机制,探索复杂流体作用下,特别是有机成岩流体作用下的储集空间形成与保持机制。

通过碳、氧、锶同位素、微量和稀土元素、流体包裹体等综合地球化学方法,开展成岩流体作用类型识别与示踪,是常用方法。由于深层-超深层碳酸盐岩储集体经历了复杂的成岩演化过程,需要对成岩流体类型和过程进行精细解析,因此亟需在微米甚至纳米尺度上开展原位微区的地球化学分析。明确成岩流体活动时代和期次是开展溶蚀过程和机理研究的关键环节。方解石和白云石是主要的成岩胶结矿物,因此需要针对性地借助高分辨率等离子质谱仪或多接收质谱仪发展完善碳酸盐岩矿物 U-Pb 定年技术,进一步与 Ar-Ar, Rb-Sr, Re-Os 等测年方法联合,准确测定不同类型流体活动时代。

除了不整合面岩溶型以及礁滩相储集体之外,超深钻井揭示深层-超深层碳酸盐岩中的主要储集体类型还常见有微生物岩储集体、盐下白云岩储集体和断控储集体等。开展详细多尺度表征是明确不同类型储集体特征、展布和规模的重要手段。宏观尺度上,主要针对野外露头开展沉积相和层序地层研究,采用无人机和激光雷达扫描,进行三维测量与建模。中观尺度上,主要借助钻井岩心和成像测井等资料,明确储集空间特征和类型。微观尺度上,主要借助薄片、扫描电镜和岩石 CT 等资料,开展几何参数与数学参数综合表征,详细研究储层岩石组构、孔隙类型与孔隙度、渗透率的定量关系。

碳酸盐岩储层的形成与保持过程就是碳酸盐岩在不同岩石组构、地层结构、构造应力和热体制背景下,以及温度、压力、pH 值和孔隙流体动力学条件下,发生的破裂、溶解、蚀变、交代、重结晶和沉淀等过程。水-岩反应模拟实验是探索碳酸盐岩溶蚀、沉淀规律的一种重要实验技术,也是重建碳酸盐岩储层演化机理和模式的重要手段。分析实际地层环境提炼关键反应参数,如温度、压力、流体、水岩比等,借助水-岩模拟实验以及数值模拟计算,可以查明不同条件下流体-碳酸盐岩的相互作用过程,明确影响矿物溶解沉淀的因素,探索碳酸盐岩储集空间形成的机制。在以往的工作中,范明等^[39]通过溶蚀实验,揭示了碳酸盐岩“溶蚀窗”的存在;丁茜等^[105]通过实验模拟,证实了生烃伴生流体对碳酸盐岩能产生显著的溶蚀改造作用,已为进一步开展相关研究奠定了很好的基础。

3.2 深层-超深层碳酸盐岩储层地球物理预测技术

针对深层-超深层碳酸盐岩储层预测,虽然取得

了较大的进步,但目前仍有诸多技术难题有待攻关探索。在深层-超深层碳酸盐岩储层岩石骨架与多类型、多相态孔隙流体混合弹性性质变化规律方面,塔里木盆地轮探 1 井的钻探深度已达 8 882 m,而目前的高温高压实验设备还达不到 8 000 m 以上深度的温压条件,因此,需要开发更高温压条件下的岩石弹性测量系统,以便通过实验更好地理解温度压力对碳酸盐岩储层岩石骨架以及孔隙流体弹性性质的影响规律。

深层-超深层碳酸盐岩储层多尺度、多类型储集空间决定了储层的强非均质性,这种强非均质性带来了地震波传播的尺度效应,相关的岩石物理模型以及地震波传播模型需要深入开展研究,其中,对尺度效应的认识就可以用来更好地解释测井与地震数据。

深层-超深层碳酸盐岩储层的准确预测需要综合利用好岩心、测井和地面反射地震多尺度数据,因此,如何将模型驱动与数据结合起来进行多尺度数据融合,从而降低储层预测的不确定性是关键。近年来快速发展起来的人工智能与深度学习技术有望在深层-超深层碳酸盐岩储层刻画中发挥重要作用。

深层-超深层碳酸盐岩储层准确预测的前提是要有高保真与高分辨率的地震数据以及高质量的测井数据,同时,也要结合实际储层的地质特征,通过试验与分析,建立以地质目标模型为导向,不断优化的储层刻画技术流程,力求取得实际效果。

3.3 深层-超深层碳酸盐岩储层地质建模

探索攻关多场耦合下的储层沉积、成岩正反演数值模拟技术。基于过程的建模技术是深层碳酸盐岩储层建模的重要技术发展方向。沉积过程和后期的成岩改造联合控制了优质储层发育的基本格架和最终的分布。在明确深层碳酸盐岩储层成因机理的基础上,量化其沉积成岩改造条件,进一步探索建立其数学方程,发展沉积过程与成岩过程一体化模拟技术,才能提高深层优质储层的预测与描述能力。

发展多尺度数据融合、多方法协同的储层智能建模技术。深层储层智能地质建模是未来重要研究方向,多元多尺度数据的综合应用,是提升深层储层建模精度的必由之路。跨尺度数据之间在等效过程中必然存在一定的误差,因此要探索更高效的融合方法。智能建模技术除算法研究之外,更需要大量的训练样本作为积累,因此,深入开展深层碳酸盐岩储层的知识库的建设就成为紧迫而重要的基础工作。

4 结论

通过众多机构和学者的艰苦探索和“产-学-研-用”的有效结合,中国在深层-超深层碳酸盐岩储集体成因机理、地质模式、地球物理预测、储层精细建模等方面,取得了重要进展,也面临一系列的重大理论技术难题,亟待深入攻关。

1) 在深层优质碳酸盐岩储集体的成因研究上初步形成了一些共识:原始高能相带和早期白云岩化作用是优质储集体发育的基础;构造抬升导致与不整合面相关的大气水岩溶作用,形成岩溶缝洞型储层;早期物质基础与后期深埋的构造流体环境是深层优质碳酸盐岩储层形成-保持的关键。针对碳酸盐岩成岩流体识别示踪和成岩期次定年研究取得了重要进展,为碳酸盐岩储层高精度、高时空分辨率的成岩演化过程分析和成储模式的建立,提供了新的思路 and 方向。未来需要在岩石学、矿物学和地球化学研究基础上,明确成岩流体类型,通过高温高压溶蚀实验和数值模拟等方法,探索复杂流体作用下,特别是有机成岩流体作用下的储集空间形成与保持机制。

2) 深层-超深层碳酸盐岩储层地震预测技术,分别在高压条件下碳酸盐岩储层岩石骨架弹性变化规律与岩石物理模型、多相态混合孔隙流体弹性性质变化规律和高分辨率储层反演等几个方面,取得了一些实质性进展。未来需要开发更高温压条件下的岩石弹性测量系统,分析强非均质性带来的地震波传播的尺度效应,以地质目标模型为导向来不断优化储层地震预测与描述技术流程。

3) 在深层碳酸盐岩储集体精细建模方法上,分别形成了结合多点统计与沉积过程模拟的地质建模技术、孔隙型碳酸盐岩油气藏智能优化地层沉积反演建模技术、多尺度数据融合岩石物理相建模技术和细胞自动机断控岩溶过程数值模拟技术。未来需要攻关多场耦合下的储层沉积和成岩正反演数值模拟技术,发展多尺度数据融合、多方法协同的储层智能建模技术,提升深层储层建模精度。

致谢:深层碳酸盐岩储层研究具有重大的理论与应用价值,正在引起越来越多的关注,通过大家共同的努力,相信会有更多、更有分量的理论技术成果涌现出来。本文是在近期相关工作基础上所做的粗浅思考和总结,受笔者学识和阅历限制,难免挂一漏万,部分观点尚不成熟,谨为引玉之砖,以期得到同行的讨论和指正。相关研究工作得到了朱日祥、金之钧、贾承造、王

成善和郝芳等学者的关心和指导,研究过程中与油气企业和科学院所的诸多学者所做的深入讨论,获益良多。文中引用了中国石油、中国石化相关单位宝贵资料,在此一并表示衷心感谢。

参考文献

- [1] 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.
Ma Yongsheng, He Zhiliang, Zhao Peirong, et al. A new progress in formation mechanism of deep and ultra-deep carbonate reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1415-1425.
- [2] Schmoker J W, Hally R B. Carbonate porosity versus depth: A predictable relation for South Florida [J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(12): 2561-2570.
- [3] Ehrenberg S N, Nadeau P H, Steen Ø. Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1281-1296.
- [4] 陈代钊, 钱一雄. 深层-超深层白云岩储集层: 机遇与挑战 [J]. 古地理学报, 2017, 19(2): 187-196.
Chen Daizhao, Qian Yixiong. Deep or super-deep dolostone reservoirs: Opportunities and challenges [J]. Journal of Palaeogeography, 2017, 19(2): 187-196.
- [5] 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一下寒武统为例 [J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1074-1089.
Li Pengwei, Luo Ping, Song Jinmin, et al. Characteristics and main controlling factors of microbial carbonate reservoirs: a case study of Upper Sinian-Lower Cambrian in the northwestern margin of Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1074-1089.
- [6] 何治亮, 云露, 尤东华, 等. 塔里木盆地阿-满过渡带超深层碳酸盐岩储层成因与分布预测 [J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 13-21.
He Zhiliang, Yun Lu, You Donghua, et al. Genesis and distribution prediction of the ultra-deep carbonate reservoirs in the transitional zone between the Awati and Manjiaer depressions, Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 13-21.
- [7] 漆立新. 塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示 [J]. 中国石油勘探, 2019, 25(1): 102-111.
Qi Lixin. Characteristics and inspiration of ultra-deep fault-karst reservoir in the Shunbei area of the Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 25(1): 102-111.
- [8] 翟晓先. 塔河大油田新领域的勘探实践 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 751-761.
Zhai Xiaoxian. Exploration practices in frontiers of Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 751-761.
- [9] Ma Yongsheng, Zhang Shuichang, Guo Tonglou, et al. Petroleum geology of the Puguang sour gas field in the Sichuan Basin, SW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2008, 25(4-5): 357-370.
- [10] 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): 1087-1094.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong, et al. Formation mecha-

- nism of deep buried carbonate reservoir and its model of three element controlling reservoir; a case study from the Puguang oil field in Sichuan[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(8): 1087-1094.
- [11] 何治亮,魏修成,钱一雄,等. 海相碳酸盐岩优质储层形成机理与分布预测[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(4): 489-498.
He Zhiliang, Wei Xiucheng, Qian Yixiong, et al. Forming mechanism and distribution prediction of quality marine carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(4): 489-498.
- [12] 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[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(4): 633-644, 763.
He Zhiliang, Zhang Juntao, Ding Qian, et al. Factors controlling the formation of high-quality deep to ultra-deep carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(4): 633-644, 763.
- [13] 赵文智,沈安江,胡素云,等. 中国碳酸盐岩储集层大型化发育的地质条件与分布特征[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(1): 1-12.
Zhao Wenzhi, Shen Anjiang, Hu Suyun, et al. Geological conditions and distributional features of large-scale carbonate reservoirs onshore China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(1): 1-12.
- [14] 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): 597-608.
- [15] Saller A H, Kevin L, Mark B. Facies control on dolomitization and porosity in the Devonian Swan Hills Formation in the Rosevear area, west-central Alberta[J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 2001, 49(4): 458-471.
- [16] Vandeginste V, Swennen R, Reed M H, et al. Host rock dolomitization and secondary porosity development in the Upper Devonian Cairn Formation of the Fairholme carbonate complex (South-west Alberta, Canadian Rockies): diagenesis and geochemical modelling[J]. *Sedimentology*, 2009, 56(7): 2044-2060.
- [17] 周进高,徐春春,姚根顺,等. 四川盆地寒武统龙王庙组储集层形成与演化[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(2): 158-166.
Zhou Jingao, Xu Chunchun, Yao Genshun, et al. Genesis and evolution of Lower Cambrian Longwangmiao Formation reservoirs, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(2): 158-166.
- [18] 朱东亚,张殿伟,刘全有,等. 多种流体作用下的白云岩储层发育过程和机制[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(11): 2053-2062.
Zhu Dongya, Zhang Dianwei, Liu Quanyou, et al. Dynamic development process and mechanism of dolomite reservoir under multi-fluid alterations[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(11): 2053-2062.
- [19] 何治亮,马永生,张军涛,等. 中国的白云岩与白云岩储层: 分布、成因与控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(1): 1-14.
He Zhiliang, Ma Yongsheng, Zhang Juntao, et al. Distribution, genetic mechanism and control factors of dolomite and dolomite reservoirs in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(1): 1-14.
- [20] Land L S. The isotopic and trace element geochemistry of dolomite: the state of the art[J]. *SEPM Special Publication*, 1980, 28: 87-110.
- [21] Machel H G. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal[J]. *Geological Society*, 2004, 235(1): 7-63.
- [22] Warren J. Dolomite: Occurrence, evolution and economically important associations[J]. *Earth-Science Reviews*, 2000, 52(1): 1-81.
- [23] Wierzbicki R, Dravis J J, Al-Aasm I, et al. Burial dolomitization and dissolution of upper Jurassic Abenaki platform carbonates, deep Panuke reservoir, Nova Scotia, Canada[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(11): 1843-1861.
- [24] Davis G R, Smith L B J. Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: An overview[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(11): 1641-1690.
- [25] Vasconcelos C, McKenzie J A. Microbial mediation of modern dolomite precipitation and diagenesis under anoxic conditions (Lagoa Vermelha, Rio de Janeiro, Brazil)[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1997, 67(3): 378-390.
- [26] Morrow D W. Diagenesis 1. Dolomite-Part 1: The chemistry of dolomitization and dolomite precipitation[J]. *Geoscience Canada*, 1982, 9(1): 5-13.
- [27] Purser B H, Brown A, Aissaoui D M. Nature, origins and evolution of porosity in dolomites[J]. *Dolomites*, 1994, 21: 283-308.
- [28] Sun S Q. A reappraisal of dolomite abundance and occurrence in the Phanerozoic[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1994, 64(2): 396-404.
- [29] Lucia F J. Origin and petrophysics of dolostone pore space[J]. *Geological Society London Special Publications*, 2004, 235(1): 141-155.
- [30] Moore C H. Carbonate reservoirs: Porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework[M]. Amsterdam: Elsevier Science, 2001.
- [31] Ehrenberg S N. Factors controlling porosity in Upper Carboniferous-Lower Permian carbonate strata of the Barents Sea[J]. *AAPG Bulletin*, 2004, 88(12): 1653-1676.
- [32] 李开开,张学丰,贺训云,等. 川东北飞仙关组白云岩化作用对鲕粒滩储层的孔隙改造效应[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(4): 706-718.
Li Kaikai, Zhang Xuefeng, He Xunyun, et al. Modification of dolomitization on pores in oolitic shoal reservoirs of the Feixianguan Formation in the northeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(4): 706-718.
- [33] 赵文智,沈安江,胡安平,等. 塔里木、四川和鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩规模储层发育地质背景初探[J]. *岩石学报*, 2015, 31(11): 3495-3508.
Zhao Wenzhi, Shen Anjiang, Hu Anping, et al. A discussion on the geological background of marine carbonate reservoirs development in Tarim, Sichuan and Ordos Basin, China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2015, 31(11): 3495-3508.
- [34] Zhao Wenzhi, Shen Anjiang, Qiao Zhifeng, et al. Carbonate karst reservoirs of the Tarim Basin, northwest China: Types, features, origins, and implications for hydrocarbon exploration[J]. *Interpretation*, 2014, 2(3): SF65-90.
- [35] 何治亮,毛洪斌,周晓芬,等. 塔里木多旋回盆地与复式油气系统[J]. *石油与天然气地质*, 2000, 21(3): 207-213.

- He Zhiliang, Mao Hongbin, Zhou Xiaofeng, et al. Complex petroleum system and multicycle basin in Tarim [J]. *Oil & Gas Geology*, 2000, 21(3): 207–213.
- [36] 何治亮, 高志前, 张军涛, 等. 层序界面类型及其对优质碳酸盐岩储层形成与分布的控制 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(6): 853–859.
- He Zhiliang, Gao Zhiqian, Zhang Juntao, et al. Types of sequence boundaries and their control over formation and distribution of quality carbonate reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(6): 853–859.
- [37] 张涛, 蔡希源. 塔河地区加里东中期古岩溶作用及分布模式 [J]. *地质学报*, 2007, 81(8): 1125–1134.
- Zhang Tao, Cai Xiuyan. Caledonian Paleo-Karstification and its characteristics in Tahe Area, Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2007, 81(8): 1125–1134.
- [38] 韩长城, 林承焰, 鲁新便, 等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩岩溶斜坡断控岩溶储层特征及形成机制 [J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(5): 644–652.
- Han Changcheng, Lin Chengyan, Lu Xinbian, et al. Characterization and genesis of fault-controlled karst reservoirs in Ordovician carbonate karst slope of Tahe oilfield, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(5): 644–652.
- [39] 范明, 何治亮, 李志明, 等. 碳酸盐岩溶蚀窗的形成及地质意义 [J]. *石油与天然气地质*, 2011, (4): 499–505.
- Fan Ming, He Zhiliang, Li Zhiming, et al. Dissolution window of carbonate rocks and its geological significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 4: 499–505.
- [40] 丁茜, 何治亮, 沃玉进, 等. 高温高压条件下碳酸盐岩溶蚀过程控制因素 [J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(4): 784–791.
- Ding Qian, He Zhiliang, Wo Yujin, et al. Factors controlling carbonate rock dissolution under high temperature and pressure [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(4): 784–791.
- [41] He Z L, Ding Q, Wo Y J, et al. Experiment of carbonate dissolution: implication for high quality carbonate reservoir formation in deep and ultradeep basins [J]. *Geofluids*, 2017, 2017: 1–8.
- [42] Zhu D, Liu Q, He Z, et al. Early development and late preservation of porosity linked to presence of hydrocarbons in Precambrian microbialite gas reservoirs within the Sichuan Basin, southern China Precambrian Research [J]. *Precambrian Research*, 2020, 342: 105694.
- [43] Roberts N M W, Rasbury E T, Parrish R R, et al. A calcite reference material for LA – ICP – MS U – Pb geochronology [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2017, 18(7): 2807–2814.
- [44] Hansman R J, Albert R, Gerdes A, et al. Absolute ages of multiple generations of brittle structures by U – Pb dating of calcite [J]. *Geology*, 2018, 46(3): 207–210.
- [45] Drost K, Chew D, Petrus J. A. et al. An image mapping approach to U – Pb LA – ICP – MS carbonate dating and applications to direct dating of carbonate sedimentation [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2018, 19(12): 4631–4648.
- [46] Brigaud B, Andrieu S, Blaise T, et al. Calcite uranium-lead geochronology applied to hardground lithification and sequence boundary dating [J]. *Sedimentology*, 2021, 68(1): 168–195.
- [47] Eiler J M. “Clumped-isotope” geochemistry—The study of naturally-occurring, multiply-substituted isotopologues [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2007, 262(3–4): 309–327.
- [48] Murray S T, Higgins J A, Holmden C, et al. Geochemical fingerprints of dolomitization in Bahamian carbonates: Evidence from sulphur, calcium, magnesium and clumped isotopes [J]. *Sedimentology*, 2021, 68(1): 1–29.
- [49] Peng Yang, Shen Bing, Lang Xianguo, et al. Constraining dolomitization by Mg isotopes: A case study from partially dolomitized limestones of the middle Cambrian Xuzhuang Formation, North China [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2016, 17(3): 1109–1129.
- [50] Riechelmann S, Mavromatis V, Buhl D, et al. Controls on formation and alteration of early diagenetic dolomite: A multi-proxy $\delta^{44/40}\text{Ca}$, $\delta^{26}\text{Mg}$, $\delta^{18}\text{O}$ and $\delta^{13}\text{C}$ approach [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2020, 283: 167–183.
- [51] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践 [J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 669–678.
- Li Yang, Kang Zhijiang, Xue Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 669–678.
- [52] 焦方正. 塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏体积开发实践与认识 [J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 552–558.
- Jiao Fangzheng. Practice and knowledge of volumetric development of deep fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tarim Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 552–558.
- [53] 杨跃明, 杨雨, 杨光, 等. 安岳气田震旦系、寒武系气藏成藏条件及勘探开发关键技术 [J]. *石油学报*, 2019, 40(4): 493–508.
- Yang Yueming, Yang Yu, Yang Guang, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies of Sinian and Cambrian gas reservoirs in Anyue gas field [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2019, 40(4): 493–508.
- [54] 刘宝增, 漆立新, 李宗杰, 等. 顺北地区超深层断溶体储层空间雕刻及量化描述技术 [J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 412–420.
- Liu Baozeng, Qi Lixin, Li Zongjie, et al. Spatial characterization and quantitative description technology for ultra-deep fault-karst reservoirs in the Shunbei area [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2020, 41(4): 412–420.
- [55] De-Hua H, Micheal B. Velocity, density and modulus of hydrocarbon fluids: (1) Data measurement, (2) empirical modeling [C]//SEG. SEG Technical Program Expanded Abstracts, SEG Annual Meeting. Tulsa: SEG, 2000: 1867–1870.
- [56] De-Hua H, Min S, Micheal B. CO_2 velocity measurement and models for temperatures up to 200 °C and pressures up to 100 MPa [J]. *Geophysics*, 2010, 75(3): E123–E129.
- [57] Buland A, More H. Bayesian linearized AVO inversion [J]. *Geophysics*, 2003, 68(1): 185–198.
- [58] 张文彪, 段太忠, 刘彦锋, 等. 定量地质建模技术应用现状与发展趋势 [J]. *地质科技情报*, 2019, 38(3): 270–281.
- Zhang Wenbiao, Duan Taizhong, Liu Yanfeng, et al. Application status and Development Trend of quantitative geological Modeling Technology [J]. *Geological Science and Technology Intelligence*, 2019, 38(3): 270–281.
- [59] 张文彪, 段太忠, 刘彦锋, 等. 综合沉积正演与多点地质统计模拟碳酸盐岩台地—以巴西 Jupiter 油田为例 [J]. *石油学报*,

- 2017,38(8):925-934.
- Zhang Wenbiao, Duan Taizhong, Liu Yanfeng, et al. Integrated sedimentary forward modeling and multipoint geostatistics in carbonate platform simulation: a case study of Jupiter oilfield in Brazil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(8): 925-934.
- [60] 吕明, 王颖, 徐微. 沉积模拟方法在 Bonaparte 盆地的应用[J]. 中国海上油气, 2010, 22(2): 83-90.
- Lv Ming, Wang Ying, Xu Wei. An application of sedimentation simulation in Bonaparte basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2010, 22(2): 83-90.
- [61] Duan Taizhong. Similarity measure of sedimentary successions and its application in inverse stratigraphic modeling[J]. *Petroleum Science*, 2017, 14(3): 484-492.
- [62] 段太忠, 王光付, 廉培庆, 等. 油气藏定量地质建模方法与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- Duan Taizhong, Wang Guangfu, Lian Peiqing, et al. Method and Application of Quantitative Geological Modeling for Oil and Gas Reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [63] Lian Peiqing, Tan Xuequn, Ma Cuiyu, et al. Saturation modeling in a carbonate reservoir using capillary pressure based saturation height function: a case study of the Skv reservoir in the Y Field[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2015, 6(1): 73-84.
- [64] 谭学群, 廉培庆, 张俊法, 等. 基于“二次震控”的三维油藏建模新方法[J]. 石油学报, 2016, 37(12): 1518-1527.
- Tan Xuequn, Lian Peiqing, Zhang Junfa, et al. A new method for 3D oil reservoir modeling based on “double seismic constraint”[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(12): 1518-1527.
- [65] 鲁新便, 胡文革, 汪彦, 等. 塔河地区碳酸盐岩断溶体油藏特征与开发实践[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 347-355.
- Lu Xinbian, Hu Wenge, Wang Yan, et al. Characteristics and development practice of fault-karst carbonate reservoirs in Tahe area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(3): 347-355.
- [66] 商晓飞, 段太忠, 张文彪, 等. 断控岩溶主控的缝洞型碳酸盐岩内部溶蚀相带表征—以塔河油田 10 区奥陶系油藏为例[J]. 石油学报, 2020, 41(3): 329-341.
- Shang Xiaofei, Duan Taizhong, Zhang Wenbiao, et al. Characterization of dissolution facies belt in fracture-cavity carbonate rocks mainly controlled by fault-controlling karst: a case study of Ordovician reservoirs in the Block 10 of Tahe oilfield[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2020, 41(3): 329-341.
- [67] Duan Taizhong, Zhang Wenbiao, Lu Xinbian, et al. Architecture characterization of Ordovician fault-controlled paleokarst carbonate reservoirs, Tahe oilfield, China[J]. *Interpretation*, 2020, 8(4): T953-T965.
- [68] 张文彪, 段太忠, 李蒙, 等. 塔河油田托甫台区奥陶系断溶体构型类型及表征方法[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1-12.
- Zhang Wenbiao, Duan Taizhong, Li Meng, et al. Architecture characterization of Ordovician fault-controlled paleokarst carbonate reservoirs in Tuoputai, Tahe oilfield, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1-12.
- [69] 赵文智, 胡素云, 刘伟, 等. 再论中国陆上深层海相碳酸盐岩油气地质特征与勘探前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 1-9.
- Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Liu Wei, et al. Petroleum geological features and exploration prospect in deep marine carbonate strata onshore China: A further discussion[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(4): 1-9.
- [70] 何治亮, 金晓辉, 沃玉进, 等. 中国海相超深层碳酸盐岩油气藏特点及勘探领域[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 3-14.
- He Zhiliang, Jin Xiaohui, Wo Yujin, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(1): 3-14.
- [71] 漆立新. 塔里木盆地顺托果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 38-51.
- Qi Lixin. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole uplift, Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 38-51.
- [72] 云露, 曹自成. 塔里木盆地顺南地区奥陶系油气富集与勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 788-797.
- Yun Lu, Cao Zicheng. Hydrocarbon enrichment pattern and exploration potential of the Ordovician in Shunnan area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(6): 788-797.
- [73] 陈红汉, 鲁子野, 曹自成, 等. 塔里木盆地塔中地区北坡奥陶系热液蚀变作用[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 43-63.
- Chen Honghan, Lu Ziyue, Cao Zicheng, et al. Hydrothermal alteration of Ordovician reservoir in northeastern slope of Tazhong uplift, Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(1): 43-63.
- [74] Dupraz C, Reid R P, Braissant O, et al. Processes of carbonate precipitation in modern microbial mats[J]. *Earth-Science Reviews*, 2009, 96(3): 141-162.
- [75] Lambert L, Durllet C, Loreau J P, et al. Burial dissolution of micrite in Middle East carbonate reservoirs (Jurassic-Cretaceous): Keys for recognition and timing[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2006, 23(1): 79-92.
- [76] Volery C, Davaud E, Durllet C, et al. Microporous and tight limestones in the Urgonian Formation (late Hauterivian to early Aptian) of the French Jura Mountains: Focus on the factors controlling the formation of microporous facies[J]. *Sedimentary Geology*, 2010, 230(1-2): 21-34.
- [77] Morad D, Nader F H, Gasparrini M, et al. Comparison of the diagenetic and reservoir quality evolution between the anticline crest and flank of an Upper Jurassic carbonate gas reservoir, Abu Dhabi, United Arab Emirates[J]. *Sedimentary Geology*, 2018, 367: 96-113.
- [78] Wei D, Gao Z, Fan T, et al. The rock-fabric/petrophysical characteristics and classification of the micropores hosted between the calcite and dolomite crystals[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107383.
- [79] Emmanuel S, Berkowitz B. Effects of pore-size controlled solubility on reactive transport in heterogeneous rock[J]. *Geophysical Research Letters*, 2007, 34(6): 1-5.
- [80] Loucks R G, Lucia F J, Waite L E. Origin and description of the micropore network within the Lower Cretaceous Stuart City Trend tight-gas limestone reservoir in Pawnee Field in South Texas[J]. *GCAGS Journal*, 2013, 2: 29-41.
- [81] 朱东亚, 金之钧, 胡文瑄, 等. 塔里木盆地深部流体对碳酸盐岩储层影响[J]. 地质论评, 2008, 54(3): 348-354.
- Zhu Dongya, Jin Zhijun, Hu Wenxuan, et al. Effects of deep fluid on

- carbonate reservoir in Tarim Basin[J]. Geological Review, 2008, 54(3): 348–354.
- [82] Zhu D, Meng Q, Jin Z, et al. Formation mechanism of deep Cambrian dolomite reservoirs in the Tarim basin, northwestern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 59: 232–244.
- [83] Zhu D, Liu Q, Zhang J, et al. Types of Fluid alteration and developing mechanism of deep marine carbonate reservoirs[J]. Geofluids, 2019, 1–18.
- [84] 赵文智, 汪泽成, 胡素云, 等. 中国陆上三大克拉通盆地海相碳酸盐岩油气藏大型化藏条件与特征[J]. 石油学报, 2012, 33(S2): 1–10.
- Zhao W, Wang Z, Hu S, et al. Large-scale hydrocarbon accumulation factors and characteristics of marine carbonate reservoirs in three large onshore cratonic basins in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S2): 1–10.
- [85] Meng Q, Zhu D, Hu W, et al. Dissolution-filling mechanism of atmospheric precipitation controlled by both thermodynamics and kinetics[J]. Science China Earth Sciences, 2013, 56(12): 2150–2159.
- [86] Liu C, Wu M, Gong G. Caledonian karstification of Ordovician carbonates in the Tahe oilfield, northern Tarim basin, Northwest China, and its petroleum geological significance[J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9–10): 1128–1134.
- [87] Duan Z, Li D. Coupled phase and aqueous species equilibrium of the $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{NaCl}-\text{CaCO}_3$ system from 0 to 250 °C, 1 to 1 000 bar with NaCl concentrations up to saturation of halite[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2008, 72(20): 5128–5145.
- [88] Jin Z, Zhu D, Hu W, et al. Mesogenetic dissolution of the middle Ordovician limestone in the Tahe oilfield of Tarim basin, NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 753–763.
- [89] Ehrenberg S N, Walderhaug O, Bjørlykke K. Carbonate porosity creation by mesogenetic dissolution: Reality or illusion? [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(2): 217–233.
- [90] Hao F, Zhang X, Wang C, et al. The fate of CO_2 derived from thermochemical sulfate reduction (TSR) and effect of TSR on carbonate porosity and permeability, Sichuan Basin, China[J]. Earth-Science Reviews, 2015, 141: 154–177.
- [91] Smith L B J, Davies G R. Structurally controlled hydrothermal alteration of carbonate reservoirs: Introduction[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(11): 1635–1640.
- [92] Al-Aasm I. Origin and characterization of hydrothermal dolomite in the Western Canada Sedimentary Basin[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 78: 9–15.
- [93] Smith L B J. Origin and reservoir characteristics of Upper Ordovician Trenton-Black River hydrothermal dolomite reservoirs in New York[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(11): 1691–1718.
- [94] 陈轩, 赵文智, 张利萍, 等. 川中地区中二叠统构造热液白云岩的发现及其勘探意义[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 562–569.
- Chen Xuan, Zhao Wenzhi, Zhang Liping, et al. Discovery and exploration significance of structure-controlled hydrothermal dolomites in the Middle Permian of the central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 562–569.
- [95] 张涛, 林娟华, 韩月卿, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组热液白云岩发育模式及对储层的改造[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(1): 132–143.
- Zhang Tao, Lin Juanhua, Han Yueqing, et al. Pattern of hydrothermal dolomitization in the Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin, and its alteration on reservoirs herein[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1): 132–143.
- [96] You D, Han J, Hu W, et al. Characteristics and formation mechanisms of silicified carbonate reservoirs in well SN4 of the Tarim Basin[J]. Energy Exploration and Exploitation, 2018, 36(4): 820–849.
- [97] Biot M A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid, I. Low-frequency range and II. Higher-frequency range[J]. Acoustic Society of American, 1956, 28(2): 168–191.
- [98] Batzle M, Han D, Castagna J. Seismic frequency measurement of velocity and attenuation[C]//Society of Exploration Geophysicists. SEG annual meeting Technical Program Expanded Abstracts. Tulsa: SEG, 1997: 2030–2033.
- [99] Gary Mavko, Tapan M, Jack D. The rock physics handbook: Tools for seismic analysis for porous media, Second Edition[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.
- [100] 裴泽楠, 贾爱林. 储层地质模型 10 年[J]. 石油学报, 2007, 12(3): 101–104.
- Qiu Yinan, Jia Ailin. Reservoir modeling 10 years[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 12(3): 101–104.
- [101] 尹艳树, 吴胜和. 储层随机建模研究进展[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(2): 210–216.
- Yin Yanshu, Wu Shenghe. The process of reservoir stochastic modeling[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(2): 210–216.
- [102] 吴胜和, 李文克. 多点地质统计学: 理论、应用与展望[J]. 古地理学报, 2005, 7(1): 137–143.
- Wu Shenghe, Li Wenke. Multiple-point geostatistics: theory, application and perspective. Journal of Palaeogeography, 2005, 7(1): 137–143.
- [103] Raymond A S. Stratigraphic sedimentary inversion using paths in graphs[D]. Rio de Janeiro: Federal University of Rio de Janeiro, 2017.
- [104] Ingber L, Rosen B. Genetic algorithms and very fast simulated reannealing: A comparison[J]. Mathematical and Computer Modelling, 1992, 16(11): 87–100.
- [105] 丁茜, 何治亮, 王静彬, 等. 生烃伴生酸性流体对碳酸盐岩储层改造效应的模拟实验[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(1): 223–34.
- Ding Qian, He Zhiliang, Wang Jingbin, et al. Simulation experiment of carbonate reservoir modification by source rock-derived acidic fluids[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1): 223–34.

(编辑 张亚雄)