

基于溶蚀模拟实验的碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞预测方法

——以四川盆地龙王庙组储层为例

沈安江^{1,2}, 乔占峰^{1,2}, 余敏^{1,2}, 蒙绍兴^{1,2}, 张杰^{1,2}, 王鑫^{1,2}

(1. 中国石油 杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023; 2. 中国石油天然气集团有限公司碳酸盐岩储层重点实验室, 浙江 杭州 310023)

摘要:针对碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞预测的难题,以四川盆地龙王庙组白云岩储层为解剖对象,通过地层条件下的溶蚀模拟实验揭示碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞发育的主控因素和分布规律,为埋藏溶蚀孔洞预测提供理论依据。实验结果表明,岩石物性、酸性流体浓度和温度主控埋藏溶蚀孔洞的发育,地质界面(暴露面、层序界面、不整合面和断裂系统)和高孔渗层主控埋藏溶蚀孔洞的平面分布,垂向上存在一个“成孔高峰期”,埋藏溶孔的生成呈事件式发生,在特定深度段的温度和高浓度酸性流体的匹配下可以形成大量的溶蚀孔洞,并受埋藏史、温压史和流体演化史控制;基于埋藏溶蚀孔洞发育主控因素和分布规律认识,通过四川盆地龙王庙组埋藏前孔隙分布图、筇竹寺组烃源岩在70~100℃温度窗生烃和生酸强度图、龙王庙组经历70~100℃温度窗时古隆起和断裂分布图、龙王庙组经历70~100℃温度窗时埋藏时间(Ma)等值线图的编制,预测了龙王庙组埋藏溶蚀孔洞的分布。构建了碳酸盐岩溶蚀孔洞预测技术及流程,为碳酸盐岩储层埋藏溶蚀孔洞分布预测和评价提供了手段。

关键词:埋藏溶蚀孔洞;成孔高峰期;溶蚀模拟实验;白云岩储层;龙王庙组;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Prediction of burial dissolved vugs in carbonates based on
dissolution simulation: A case study of the Longwangmiao
Formation dolostone reservoirs, Sichuan Basin

Shen Anjiang^{1,2}, Qiao Zhanfeng^{1,2}, She Min^{1,2}, Meng Shaoxing^{1,2}, Zhang Jie^{1,2}, Wang Xin^{1,2}

(1. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023 China;

2. Key Laboratory of Carbonate reservoirs, CNPC, Hangzhou, Zhejiang 310023, China)

Abstract: The prediction of burial dissolved vug distribution in carbonate rocks has always been challenging. This study, taking the Longwangmiao Formation dolostone as an example, reveals the origin of burial dissolved vugs and their distribution in carbonates through dissolution modelling under formation conditions and may serve as a theoretical foundation for the prediction of burial porosity in carbonates. The results show that the burial dissolved vugs in carbonates are formed under the control of the physical properties of rocks, organic acid concentration and temperature. Their distribution is laterally conditioned by geological boundaries (namely, exposed interface, sequence boundary, unconformity and fault system) and high-permeability layers, and vertically showing a vug-generating peak season, during which, burial dissolved vugs occurred in great numbers because of suitable temperature and high concentration of acid fluid at some intervals with certain burial depth and then evolved along with burial, temperature-pressure and fluid changes. Based on the understanding of the origin of burial dissolved vugs and their distribution patterns, this study quantitatively predicts the burial dissolved vug distribution in the Longwangmiao Formation dolostone by mapping the pre-burial porosity distribution of the Longwangmiao Formation, the organic acid and hydrocarbon generation intensity of the Qiongzhusi Formation source rocks at the temperature window of 70-100℃, the distribution of paleo-uplifts and faults as well as the burial duration of the Longwangmiao Formation within the window (70-100℃, corresponding to a depth of 1 740-

收稿日期:2020-07-09;修订日期:2021-04-20。

第一作者简介:沈安江(1965—),男,博士、教授级高级工程师,碳酸盐岩沉积储集层。E-mail:shenaj_hz@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05004-002);中国石油天然气股份有限公司直属院所基础研究和战略储备技术研究基金项目(2018D-5008-03);中国石油天然气股份有限公司重大科技项目(2018A-0103);中国石油天然气股份有限公司重大科技项目(2019B-0406)。

2 850 m). This technique and process may be a useful tool in the prediction and assessment of burial dissolved vugs in other carbonate reservoirs.

Key words: burial dissolved vug, vug-generating peak season, dissolution modelling, dolomite reservoir, Longwangmiao Formation, Sichuan Basin

中国古老海相碳酸盐岩经历了深埋、高温、高压作用和长期成岩叠加改造^[1-3],溶蚀形成的次生孔隙和洞穴成为重要的油气储集空间^[4-7]。但是,目前关于碳酸盐岩溶蚀主要形成环境以及规模溶蚀发生的有利条件等问题存在疑问,一定程度上影响了深层碳酸盐岩规模储层的有效预测。部分学者强调了早期成岩作用的重要性^[8-12],也有学者却认为埋藏溶蚀作用才是规模储层发育的关键^[13-18],还有学者提出埋藏溶蚀增加的孔隙度有限,表现为孔隙“运移”(即贫化和富集)^[19],这种孔隙度增加过程往往与油气运移同步发生,对深层碳酸盐岩油气藏形成具有重要的科学意义^[20-22]。目前,早成岩岩溶和表生岩溶这种发生在地表或近地表环境下溶蚀作用对储层形成的重要性已经被普遍接受。但是,由于埋藏溶蚀产生的孔隙缺乏定量数据的支持,埋藏成岩阶段的流体活动对碳酸盐岩储集层贡献问题尚存质疑^[23-26],导致埋藏溶蚀孔洞发育与否及其主控因素和分布规律成为长期以来储层地质学家面临的科学难题之一,同时又对深层优质碳酸盐岩储层预测和评价具有重要意义。

本文以四川盆地龙王庙组白云岩储层为例,开展储层物性对溶蚀强度的影响以及有机酸浓度、碳酸盐岩溶蚀量和温度三者关系的模拟实验,探索埋藏溶蚀孔洞发育主控因素和分布规律,进而预测了龙王庙组埋藏溶蚀孔洞的分布。最后,通过整合龙王庙组白云岩溶蚀孔洞预测涉及的溶蚀模拟实验,构建了碳酸盐岩溶蚀孔洞预测技术及流程,为碳酸盐岩储层埋藏溶蚀孔洞分布预测和定性-半定量评价提供了技术手段。

1 碳酸盐岩埋藏溶蚀模拟实验

碳酸盐岩高温高压溶蚀模拟实验是指在开放-封闭体系、动态-静态环境和不同温压条件(常温~400℃、常压~100 MPa)下,定量模拟岩石内部的岩石-流体化学反应,原位分析反应后流体的组分与含量^[27]。通过分析在逼近真实埋藏成岩环境下的岩石属性、酸性流体介质和埋藏环境(主要是温度)等3个要素对埋藏溶蚀强度的影响,揭示了深层碳酸盐岩储层孔隙发育的主控因素、规模和分布规律。

1.1 碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞平面发育特征

选取砂屑灰岩和砂屑白云岩两种主要的储集岩样品,开展不同温压条件下的溶蚀模拟实验,以探索不同岩石类型对埋藏溶蚀的控制作用,讨论埋藏溶蚀孔洞平面分布是否具有相控性或岩性选择性的问题。砂屑灰岩的孔隙度为4.44%,渗透率为 $3.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂屑白云岩的孔隙度为19.76%,渗透率为 $1.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,均以孔隙为储集空间,无裂缝发育。实验流体为浓度1%的乙酸溶液,流速为1 mL/min,模拟开放-流动体系,共开展了11个温压点的模拟实验,每个温压点的模拟实验时间为30 min。

在酸性环境下,灰岩比白云岩更易溶,这也是岩心观察时通过滴酸是否起泡鉴别灰岩和白云岩的基本原理。但是实验结果显示,在50~120℃范围时白云岩和灰岩样品的离子浓度接近,随着温度和压力的升高,白云岩溶解产物的离子浓度甚至比灰岩溶解产物的离子浓度高得多(图1a),与通常认为的灰岩较白云岩更易溶的认识不一致。事实上,溶解产物离子浓度的高低(溶蚀强度)不单受溶解度控制,还受溶解的比表面积控制,埋藏环境下岩石的孔隙度大小和连通性控制溶蚀强度,甚至比矿物成分(体现在溶解度上)的控制作用更强^[28]。由于砂屑云岩样比砂屑灰岩样的孔隙度要大得多,意味着溶蚀的比表面积也比砂屑灰岩更大,即使在白云岩溶解度比灰岩小的情况下,白云岩溶解产物的离子浓度也显著高于灰岩溶解产物的离子浓度。

该实验条件与结果类比于地下条件后可知,埋藏溶蚀强度受先期孔隙发育程度的显著控制。由于深层条件下,颗粒灰岩基质孔已基本被充填,而云化颗粒滩,特别是经历暴露溶蚀改造后,更易发育较大规模的孔隙,也成为了更有利于受埋藏溶蚀改造的区域。此外,沿断裂或不整合面也常发育大量的孔隙(裂缝)带,且本身也是埋藏流体的运移通道,也容易接受较高强度的埋藏溶蚀改造。因此,总体上,埋藏溶蚀孔洞的发育表现为具有较好的相控性和面控性。该认识很好地解释了龙王庙组白云岩埋藏及热液溶蚀作用形成的溶蚀孔洞主要受地质界面(暴露面、层序界面、不整合面和断裂系统)控制的原因。先存的储集空间,尤其是

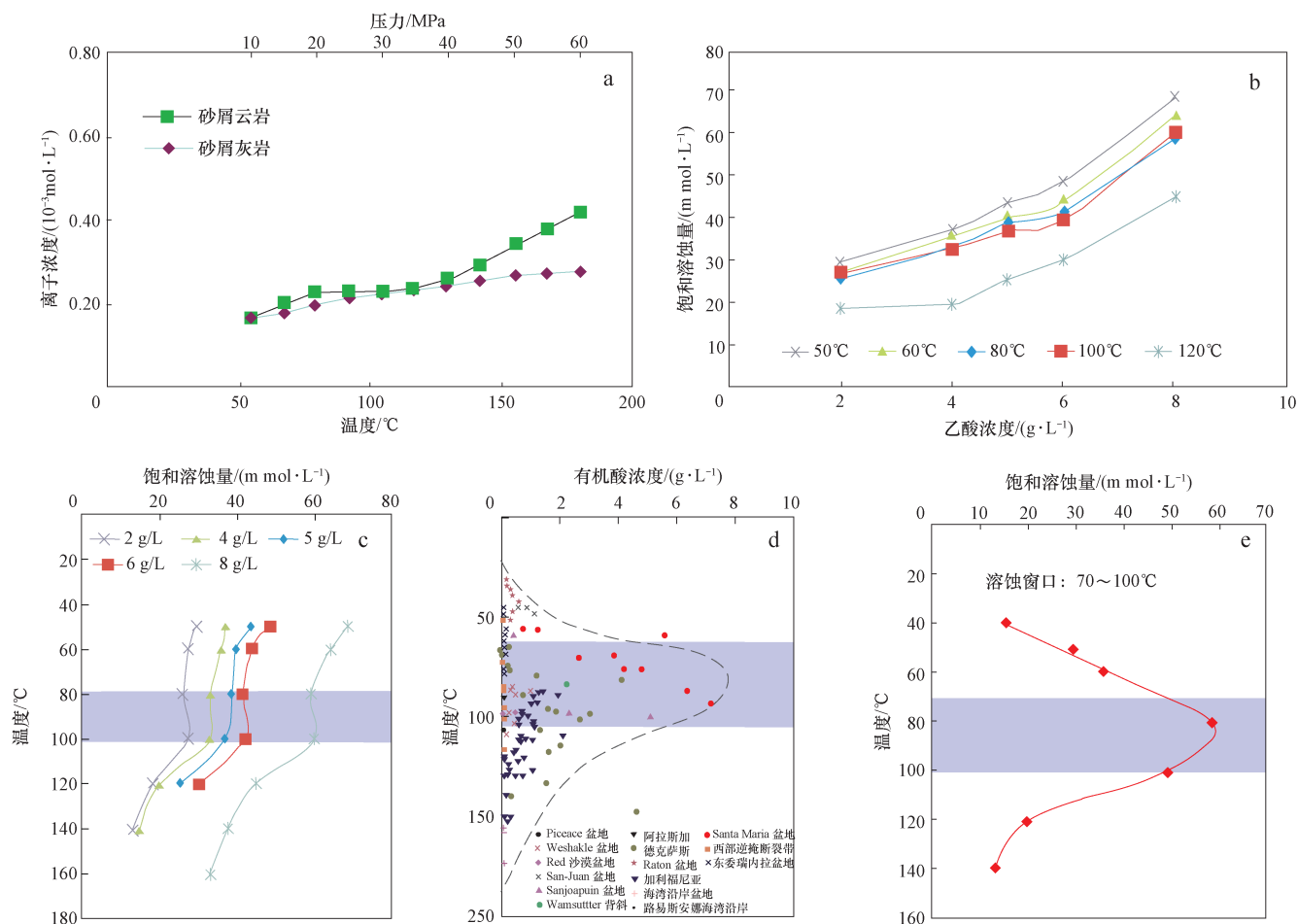


图1 碳酸盐岩埋藏溶蚀模拟实验

Fig. 1 Modelling results of burial dissolution in carbonates

- a. 储层物性对溶蚀强度影响; b. 有机酸浓度与碳酸盐岩溶蚀量关系; c. 地层水条件下温度与碳酸盐岩溶蚀量关系, 紫色条带指示溶蚀高峰窗;
d. 全球有机酸浓度与地层温度相关性统计^[29]; e. 温度-有机酸浓度-碳酸盐岩溶蚀量关系(有机酸浓度变化见图1d)

白云岩在高压过程中往往易形成裂缝, 为有机酸、TSR (热化学硫酸盐还原作用) 和热液等埋藏溶蚀介质提供了通道, 好的孔隙度和连通性提升了白云岩的溶蚀强度, 导致大量埋藏溶蚀孔洞沿先存的孔隙发育带和地质界面发育。

1.2 碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞垂向发育特征

Meshri^[30] 结合关于油气储层地层水中有机酸的研究, 认为烃源岩热演化可以释放大量短链有机酸, 且有机酸供给 H^+ 的能力是碳酸的 6 ~ 350 倍, 有机酸钙的溶解度比碳酸氢钙的溶解度高几个数量级。越来越多的研究表明, 地层水中的有机酸在碳酸盐岩埋藏溶蚀中的作用比 CO_2 更重要^[31]。有鉴于此, 为探索地层条件下有机酸埋藏溶蚀发育规律, 开展了有机酸浓度与碳酸盐岩溶蚀量关系、温度与碳酸盐岩溶蚀量关系、温度-有机酸浓度-碳酸盐岩溶蚀量关系模拟实验, 定量认识埋藏背景下温度和有机酸浓度与碳酸盐岩溶蚀

量的相关性。实验样品为灰质云岩 (方解石含量为 49.70%, 白云石含量为 49.20%)。为尽可能模拟地层流体, 取流体中硫酸钠浓度为 4.012 g/L, 氯化钙浓度为 1.143 g/L, 氯化镁浓度为 5.133 g/L。实验采用连续流-开放体系, 流速恒定为 0.20 mL/min。

1) 有机酸浓度与碳酸盐岩溶蚀量关系模拟实验

关于“有机质热成熟过程会产生侵蚀性有机酸”的认识已达成共识^[32-36], 但几乎未开展过有机酸浓度与溶蚀量关系的定量研究。本文开展了相同温度和压力下, 同一碳酸盐岩样品在不同浓度有机酸地层水中的溶蚀实验, 结果显示, 在相同温度条件下, 地层水中有机酸浓度等量增加时, 碳酸盐岩溶蚀量呈加速增加。温度在 50 ~ 120 °C, 地层水中有机酸浓度在 2 ~ 8 g/L 范围内, 碳酸盐岩的溶蚀量 (溶蚀释放出的 Ca^{2+} , Mg^{2+} 含量) 在 18.53 ~ 68.33 m mol/L (图 1b)。以 50 °C 的实验数据为例, 当地层水中有机酸浓度由 2 g/L 增加到 4 g/L 时, 碳酸盐岩饱和溶蚀量的增量为 7.75 m mol/L,

当地层水中有机酸浓度由 4 g/L 增加到 6 g/L 时,碳酸盐岩饱和溶蚀量的增量为 11.29 m mol/L,当地层水中有机酸浓度由 6 g/L 增加到 8 g/L 时,碳酸盐岩饱和溶蚀量的增量为 19.81 m mol/L。此外,该模拟实验还揭示出在同等压力和有机酸浓度的条件下,随着温度的升高,碳酸盐岩饱和溶蚀量是降低的,即溶解度随温度升高而降低。

2) 温度与碳酸盐岩溶蚀量关系模拟实验

埋藏环境下温度对碳酸盐岩溶蚀具有重要的控制作用^[37],但是地层条件下温度与溶蚀量的直接关系尚不明确。为了明确埋藏条件下温度对碳酸盐岩埋藏溶蚀的控制作用,开展了温度与溶蚀量关系模拟实验。实验结果表明(图 1c),在 50 ~ 160 °C 范围内相同流体、压力条件下,随温度升高,碳酸盐岩在含有机酸地层水中的饱和溶蚀量总体呈下降趋势,且具有缓慢下降—缓慢上升—快速下降的特征,在 80 ~ 100 °C 范围内出现明显增加。前人研究已知,温度升高会加速化学反应和离子扩散的速度,然而,由于受到碳酸盐体系中 CO₂ 的影响,温度升高会降低碳酸盐矿物的溶解度^[36]。同时,地层水中复杂的离子成分会加剧了碳酸盐岩溶蚀的复杂性:一方面,地层水中 Na⁺, K⁺, Cl⁻ 等中性离子会产生离子强度效应,SO₄²⁻ 产生的离子对效应会提高碳酸盐矿物的溶解度;另一方面,地层水中的 Ca²⁺ 和 Mg²⁺ 会产生同离子效应,导致碳酸盐矿物溶解度的减小^[36]。因此,碳酸盐岩溶蚀量在 80 ~ 100 °C 范围内出现明显增加,可能是由于碳酸盐溶解度随温度增加而降低的同时,因地层水中盐效应和离子对效应引起了碳酸盐矿物溶解度的增加,两种效应的相互叠加导致了碳酸盐溶解度与温度的复杂关系。该实验揭示,碳酸盐岩埋藏溶蚀作用可能对于埋藏深度存在一定的选择区,在地层温度处于 80 ~ 100 °C 的埋深条件下更有利于埋藏溶蚀改造。

3) 温度-有机酸浓度-碳酸盐岩溶蚀量关系模拟实验

在以上有机酸浓度、温度与碳酸盐岩溶蚀量相关性模拟实验结果认识的基础上,参考全球地层水中有机酸浓度与地层温度统计结果(图 1d),确定不同地层温度及对应的有机酸浓度,开展温度-有机酸浓度-碳酸盐岩溶蚀量模拟实验。实验结果表明(图 1e),在 50 ~ 140 °C 范围内,地层水中有机酸浓度由 2 g/L 上升至 8 g/L 再降到 2 g/L,对应的碳酸盐岩溶蚀量由 29.48 m mol/L 上升至 58.57 m mol/L 再降到 13.07 m mol/L。碳酸盐岩溶蚀量与地层温度的关系具有先增后降的特征,温度在 70 ~ 100 °C 时形

成一个溶蚀高峰窗口;温度小于 70 °C 时,虽然碳酸盐岩具有较高的饱和溶蚀度,但此时烃源岩刚进入生烃窗口,生成的烃和有机酸均有限,难以形成大量的埋藏溶蚀孔洞;温度大于 100 °C 时,碳酸盐岩的饱和溶蚀度降低,生成烃和有机酸的量也随着烃源岩的高成熟而大为降低,更难以形成大规模的埋藏溶蚀孔洞。

温度-有机酸浓度-碳酸盐岩溶蚀量关系模拟实验结果表明,在真实地层条件下碳酸盐岩埋藏溶蚀存在一个“成孔高峰期”,其生成呈事件式发生,即在特定的埋藏温度(70 ~ 100 °C)和有机酸浓度等条件的匹配下可形成大规模的孔隙,可作为深层规模优质储层形成发育的重要补充。成孔高峰期的温度、深度和有机酸浓度条件,构成了通过埋藏史、温压史和流体史预测埋藏溶孔富集程度的理论基础。

以上 4 个模拟实验揭示了高渗透层和地质界面(暴露面、层间岩溶面、不整合面、断裂系统等)、酸性流体浓度以及温度主控埋藏溶蚀孔洞的发育和分布。平面上,埋藏环境下的溶蚀作用主要沿高渗透层和地质界面分布,高渗透层和地质界面是有机酸、TSR 和热液等强溶蚀性成岩介质的最佳通道。垂向上,埋藏溶孔的生成呈事件式发生,在 70 ~ 100 °C 温度段(对应的深度段视地温梯度的不同而改变)存在一个“成孔高峰窗口”,而且与烃源岩生烃高峰窗口是一致的,即有机酸埋藏溶孔规模形成与烃源岩规模生烃时伴生大量有机酸息息相关。

2 碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞预测案例

溶蚀模拟实验揭示了埋藏溶蚀孔洞发育主控因素和分布规律认识,为通过盆地构造-埋藏史、热史和烃源岩生烃史分析,预测和评价碳酸盐岩储层埋藏溶蚀孔洞分布提供了理论依据。本文以四川盆地川中地区寒武系龙王庙组颗粒滩白云岩储层为例,进行埋藏溶蚀孔洞的分布预测和评价。

2.1 龙王庙组颗粒滩白云岩储层特征和成因

龙王庙组白云岩包括颗粒白云岩、残留颗粒结构粉细晶白云岩及泥晶白云岩等,其中颗粒白云岩和残留颗粒结构粉细晶白云岩是主要储集岩,储集空间主要由粒间孔、晶间孔、晶间溶孔、溶蚀孔洞及裂缝组成。按孔径大小,可将储集空间划分为微孔隙(<0.01 mm)、小孔隙(0.01 ~ 0.5 mm)、大孔隙(0.5 ~ 2 mm)、孔洞(2 ~ 50 mm)和缝洞(>50 mm)等 5 种类型。前人对

龙王庙组储层成因有颗粒滩控型储层成因观和颗粒滩与表生岩溶共控型储层成因观。

颗粒滩控型储层成因观认为储层是形成于颗粒滩叠加准同生溶蚀作用^[38-39]。颗粒白云岩中发育原生粒间孔(图2a),残留颗粒结构粉细晶白云岩中的晶间孔具有粒间孔的幻影(图2b),且储层主要发育于向上变浅旋回上部的颗粒滩体中,足以证明颗粒滩沉积物对储层发育的控制作用。此外,与高频海平面变化相关的沉积物暴露和溶蚀作用,可以使沉积原生孔被进一步溶蚀扩大,形成部分溶蚀孔洞,具有一定的增孔效应^[40]。但用颗粒滩控型储层成因观无法解释大孔隙及孔洞的大量存在,这些非组构选择性溶蚀孔洞(图2c,d)显然不是原生孔或准同生期的溶蚀孔洞。

颗粒滩与表生岩溶共控型储层成因观认为非组构选择性溶蚀形成的大孔隙及孔洞是与早加里东运动相关的表生岩溶作用的产物^[41-42]。然而,据沈安江等的研究^[43-44],认为龙王庙组白云岩是早期渗透回流白云石化或蒸发泵白云石化作用的产物,也就是说龙王庙组受早加里东运动影响被抬升到地表接受岩溶改造之

前已经是白云岩地层了。众所周知,通常条件下白云岩在表生大气淡水环境较难被溶蚀,增孔效应有限,多表现为先期孔隙的溶蚀扩大,或新增的裂缝和溶缝以提高渗透性为主。如塔里木盆地英买力地区潜山面之下上寒武统一奥陶统蓬莱坝组优质白云岩储层,其储集空间主体并非形成于表生岩溶作用,而是表现为对不整合面之下白云岩体的剥蚀以及储层物性的改善^[45],且改造深度不超过50 m,四川盆地雷口坡组顶部的白云岩风化壳储层也是先存白云岩储层被抬升到地表接受剥蚀,而不是抬升剥蚀形成白云岩储层^[46-47]。尽管也存在白云岩地层经表生岩溶改造形成储层的实例,如鄂尔多斯盆地马家沟组,但其地层中石膏含量较高,可在大气水环境下显著促进岩溶作用发生,因此具有一定的特殊性。而且,研究层位岩心观察未见白云石渗流粉砂以及岩溶角砾岩等岩溶改造的典型证据,因此不支持非组构溶蚀孔洞为表生岩溶成因。

Shen Anjiang等^[44]通过岩石学和地球化学手段提出埋藏溶蚀作用对龙王庙组非组构选择溶蚀孔洞的形成发挥了重要作用。部分岩石学证据包括:①部分粒

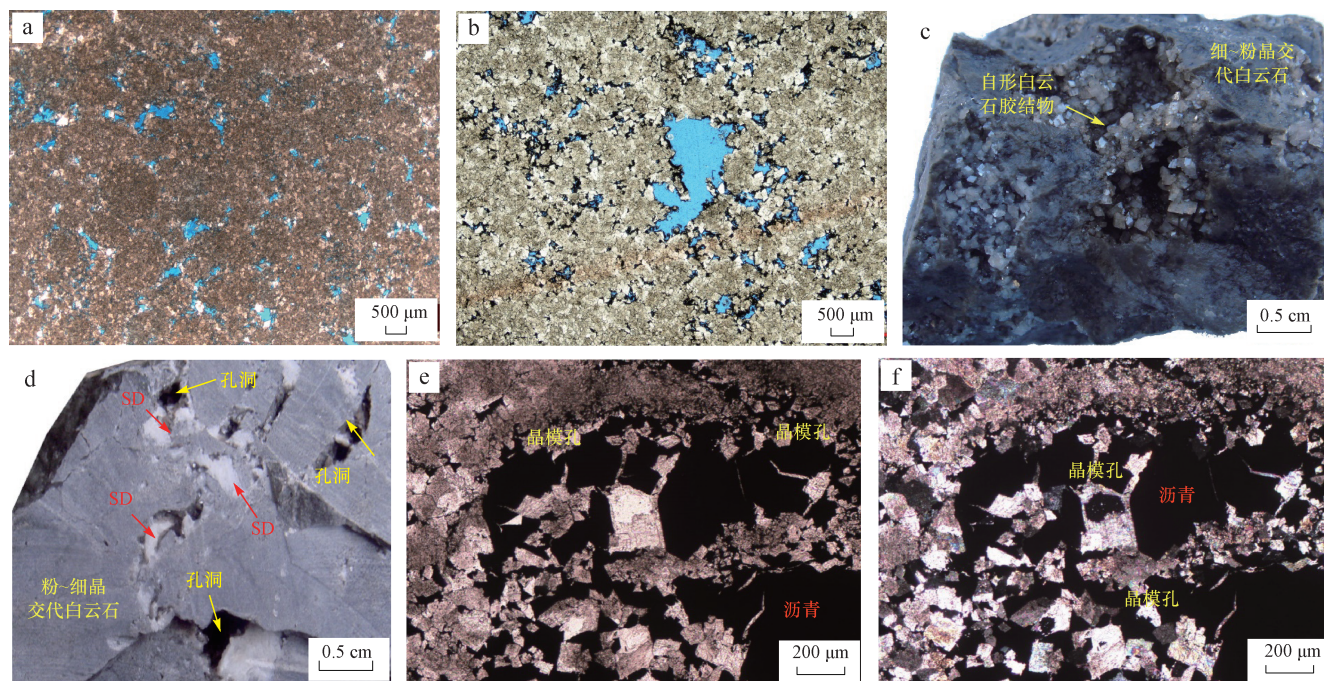


图2 川中地区龙王庙组白云岩储层岩心和显微特征

Fig. 2 Core and thin section images showing the dolomite reservoir features of the Longwangmiao Formation in the central Sichuan Basin

a. 鲕粒白云岩, 鲕粒由泥晶白云石构成, 粒间孔发育, 几乎不见白云石胶结物, 磨溪17井, 埋深4 663.97 m, 铸体, 单偏光; b. 粉细晶白云岩, 残留颗粒结构粉细晶白云岩中的晶间孔具有粒间孔的幻影, 有可能是对原岩孔隙的继承和调整, 磨溪17井, 埋深4 612.50~4 612.61 m, 铸体, 单偏光; c. 粉细晶白云岩, 非组构选择性溶蚀孔洞为自形晶白云石胶结物充填, 磨溪23井, 埋深4 809.70 m, 岩心; d. 粉细晶白云岩, 非组构选择性溶蚀孔洞为鞍状白云石(SD)部分充填, 磨溪101井, 埋深2 306.50 m, 岩心; e. 粉细晶残余颗粒结构白云岩, 粒间充满沥青(5%), 见晶间溶孔、晶模孔和粒间残余溶孔, 未被溶解的白云石晶体残留边缘, 磨溪13井, 埋深4 575.19 m, 铸体, 单偏光; f. 视域同图2e, 正交光

间孔扩大孔边缘可见明显的溶蚀改造特征(图2b),显然为白云石化作用之后发生,且缺乏常见的渗流粉砂,埋藏期溶蚀改造的可能性大;②溶蚀孔洞中常见充填有中-粗晶白云石和鞍状白云石,为埋藏期流体活动的产物;③溶蚀孔洞中可见有的白云石被溶成港湾状(图2c,d),有的整个白云石被溶蚀形成白云石铸模孔(图2e,f)。以上证据揭示龙王庙组储层在埋藏期经历了多期次、较长时期的溶蚀作用改造,对储集空间的溶扩和连通性改善起到了重要作用。经大量岩石薄片的复查,在局部层段埋藏成因溶蚀孔洞对储集空间的贡献率达到50%以上,平均贡献率可达20%~30%,其增量对深部储层的优质化发育具有重要意义,也是储层预测和评价的重点。

综上,认为龙王庙组白云岩储层成因受颗粒滩-准同生期溶蚀-埋藏溶蚀共同控制,颗粒滩是储层发育的基础,准同生期溶蚀形成的组构选择性溶蚀孔洞对埋藏前的总孔隙度有一定贡献,埋藏溶蚀孔洞是深层优质储层发育的关键。

2.2 基于埋藏溶蚀孔洞成因认识的单因素图件编制

基于溶蚀模拟实验(图1)的埋藏溶蚀孔洞发育主控因素和分布规律认识,为龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔洞分布预测、深层优质储层预测和评价提供了依据。

考虑到高孔渗层、暴露面、不整合面和断裂系统对埋藏溶蚀孔洞平面分布的控制,编制了龙王庙组颗粒滩体分布图、不整合面和断裂分布图^[48-49]。评价埋藏前的孔隙发育强度,显然滩体、不整合面和断裂最发育的地区,最有利于埋藏溶蚀作用发生,也是埋藏溶蚀孔洞发育潜力最大的地区。考虑到有机酸浓度对埋藏溶蚀孔洞丰度的控制及龙王庙组烃源主要来自下伏地层筇竹寺组的地质认识^[50],需要编制筇竹寺组生烃与供酸强度等值线图,有机酸浓度最高的地区也是埋藏溶蚀孔洞发育潜力最大的地区。考虑到断裂和古隆起不但是烃类运移的通道和指向区,也是有机酸运移的通道和指向区^[51],需要编制龙王庙组经历70~100℃温度窗古隆起和断裂分布图。此时,大量生成的有机酸通过断裂运移到目的层的古隆起高部位,增加了有机酸的浓度,大大提升了埋藏溶蚀孔洞的发育潜力。埋藏溶蚀作用持续的时间也是埋藏溶蚀孔洞丰度非常重要的控制因素。显然,龙王庙组白云岩储层经历70~100℃温度窗(按川中地区地温梯度折算的埋深为1740~2850m)的时间越长,埋藏溶蚀作用的时间也越长,埋藏溶蚀孔洞发育的潜力也越大,这就需要编制

龙王庙组经历70~100℃温度窗埋藏时间(Ma)等值线图。上述4张工业化基础图件是龙王庙组埋藏溶蚀孔洞分布预测和评价的基础。

根据上述分析,利用露头、井、地震资料,并综合前人的成烃、成储、成藏和构造方面的研究成果^[52-59],在区域地质背景、盆地构造-埋藏史、盆地热史分析的基础上,首先编制四川盆地龙王庙组岩相古地理与先存孔隙(埋藏前孔隙)评价图(图3),其中通过镜下观察,判识埋藏溶蚀孔隙、沉积原生孔与准同生期表生溶孔及比例,沉积原生孔与准同生期表生溶孔构成埋藏前孔隙,通过关键井点埋藏前孔隙度数值控制编制图3;再依次编制下寒武统筇竹寺组生烃与供酸强度等值线图(图4a)、龙王庙组经历70~100℃温度窗古隆起和断裂分布图(图4b)、龙王庙组经历70~100℃温度窗埋藏时间(Ma)等值线图(图4c),最终为龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔洞预测与评价奠定了基础。

2.3 龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔洞预测与评价

威远-安岳-遂宁-南充-盐亭一带礁滩体最发育,而且紧邻成都-资阳-雅安-乐山剥蚀区,各种潜在的暴露面、层序界面和不整合面发育(图3),为有机酸运移提供了很好的通道,是埋藏溶蚀孔洞最为发育的地区。威远-安岳-遂宁-南充一带为生烃和生酸中心,有机酸浓度最高(图4a),有利于埋藏溶蚀孔洞的发育。威远-安岳-遂宁-南充-盐亭一带龙王庙组埋藏深度为1740~2850m时处于古隆起发育区,而且断裂系统发育(图4b),为有机酸沿断裂向古隆起运移提供了通道,提升了埋藏溶蚀孔洞发育的潜力。威远-安岳-遂宁-南充-盐亭一带龙王庙组是经历70~100℃温度窗埋藏时间最长的地区之一(图4c),埋藏溶蚀作用充分,埋藏溶蚀孔洞形成的潜力最大。

上述单因素图件均同时指示威远-安岳-遂宁-南充-盐亭一带是埋藏溶蚀孔洞最为发育的地区,由古隆起向周缘,埋藏溶蚀孔洞发育丰度呈逐渐降低的趋势。在此规律性认识的基础上,通过关键井点埋藏溶蚀孔隙度数值的控制,即可编制四川盆地龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔隙度分布图(图5)。

叠合图3和图5,编制了四川盆地龙王庙组颗粒滩白云岩储层分布与评价图(图6)。颗粒滩经准同生期溶蚀和埋藏溶蚀叠加改造后,储层物性得到改善,评价级别得到提高,并为近两年所钻探的南充1、合探1和五探1井所证实。根据预测,南充1和合探1井位于Ⅱ类储层分布区,实钻遇龙王庙组颗粒滩白云岩储层厚度分别为16.6和21.4m,平均孔隙度分别为

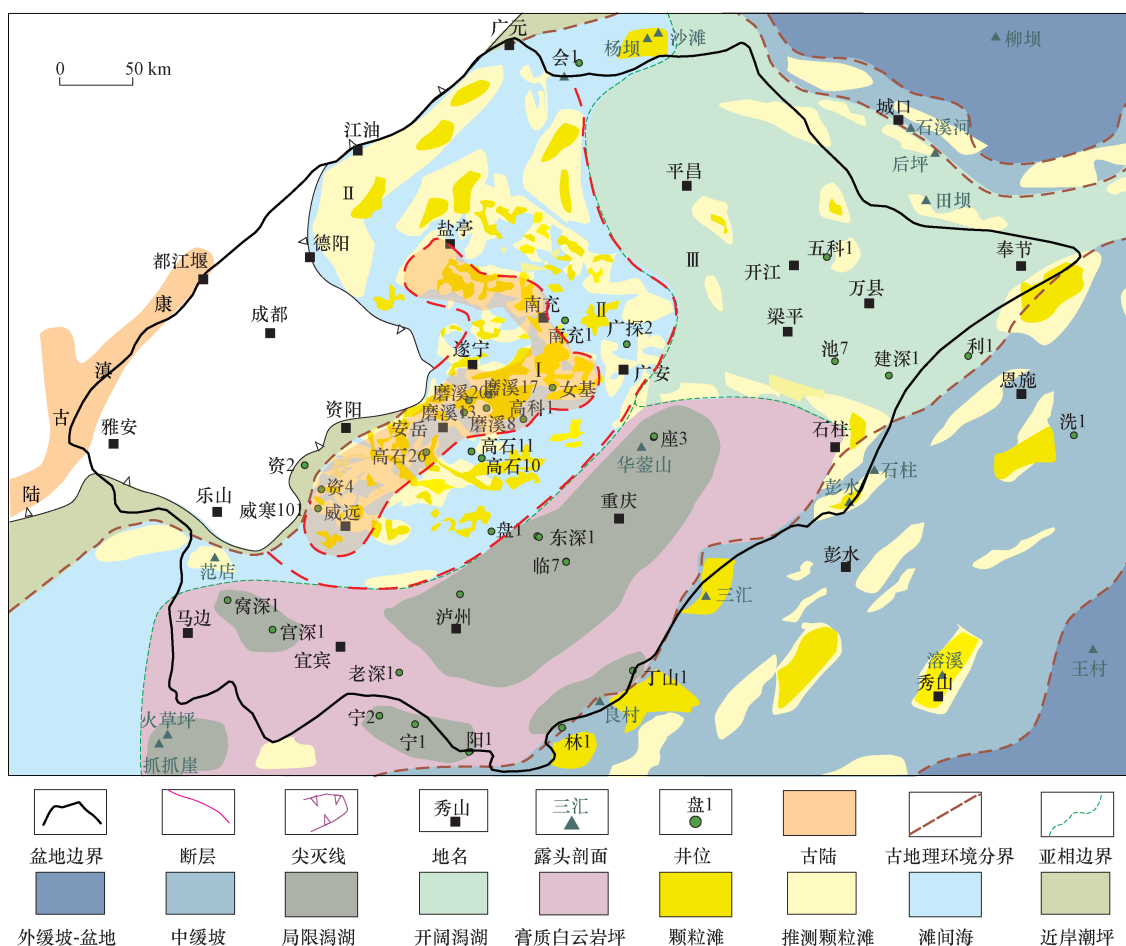


图3 四川盆地龙王庙组岩相古地理与先存孔隙评价

Fig.3 Map showing the paleogeography and preexisting porosity evaluation of the Longwangmiao Formation, Sichuan Basin

4.9%和4.5%,平均渗透率分别为 1.24×10^{-3} , $1.09 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,五探1井位于Ⅲ类储层分布区,实钻钻遇龙王庙组颗粒滩白云岩储层18 m,平均孔隙度为3.3%,平均渗透率为 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 埋藏溶蚀孔洞预测理论与技术流程

在四川盆地龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔洞预测案例的基础上,将实验结果、地质认识和技术进行整合,构建了碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞预测理论与技术。

1) 碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞发育主控因素和分布规律

① 主控因素:高渗透层和流体通道、酸性流体浓度、温度主控埋藏溶蚀孔洞的发育;

② 分布规律:平面上,埋藏溶蚀孔洞沿高渗透层、暴露面、层序界面、不整合面和断裂系统分布;垂向上,埋藏溶孔的生成呈事件式发生,存在一个“成孔高峰期”,在特定深度段的温度(70~100℃)和高浓度酸性

流体的匹配下可以形成大量的溶蚀孔洞。

2) 碳酸盐岩溶蚀孔洞预测技术流程

① 碳酸盐岩储层成因分析技术:明确储层发育主控因素、溶蚀孔洞成因和期次、不同成因类型储集空间(沉积原生孔、准同生期溶蚀孔洞和埋藏溶蚀孔洞)的贡献率;

② 碳酸盐岩岩相古地理恢复技术:揭示储层发育有利相带和礁滩体的分布,编制沉积期岩相古地理图(沉积原生孔);

③ 碳酸盐岩沉积古地貌恢复技术:沉积高古地貌是礁滩体的有利分布区,沉积高古地貌与礁滩体的叠合区是准同生期溶蚀孔洞的有利分布区;编制沉积期古地貌图,与岩相古地理图叠合,编制埋藏前孔隙评价图(沉积原生孔+准同生溶蚀孔洞);

④ 溶蚀模拟实验技术:埋藏溶蚀孔洞发育控制因素和分布规律;

⑤ 古隆起和断裂解释技术:古隆起和断裂是有机酸运移的指向区,主控埋藏溶蚀强度、有利发育区和埋

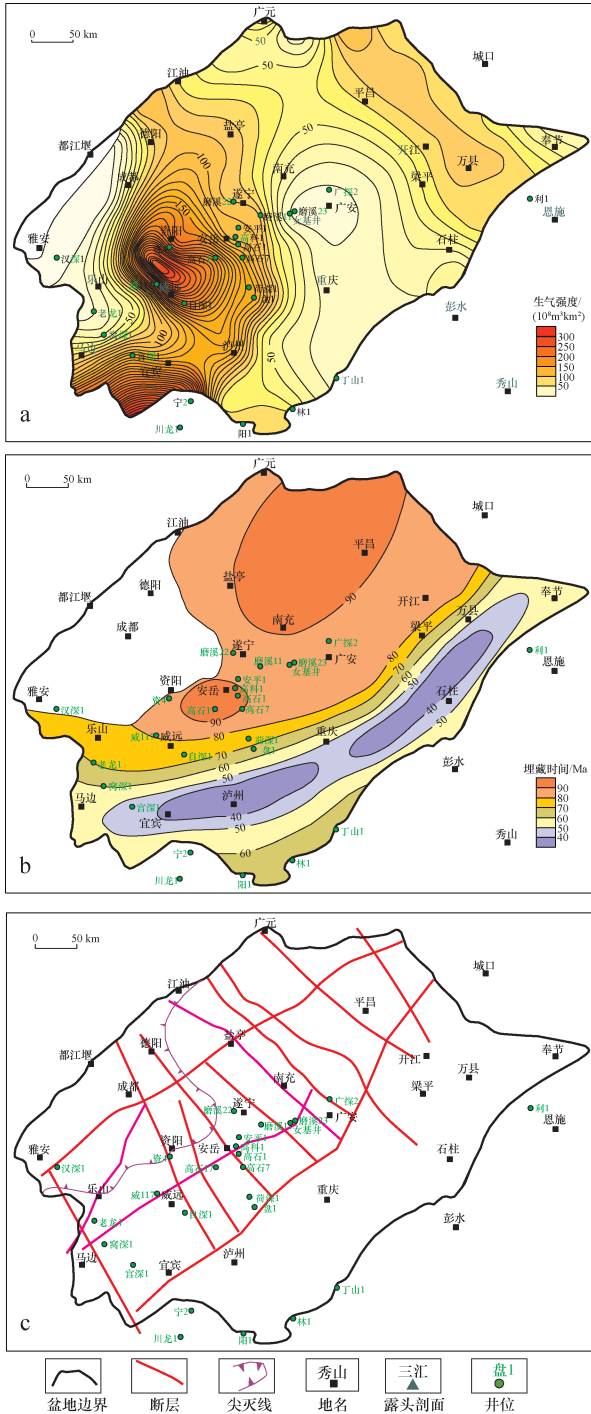


图4 四川盆地龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔洞预测与评价
Fig.4 Maps showing the prediction of factors controlling the burial dissolved vugs of dolomite reservoirs in the Longwangmiao Formation, Sichuan Basin

- a. 下寒武统筇竹寺组生烃与供酸强度等值线图;
- b. 龙王庙组经历70~100℃温度窗古隆起和断裂分布图;
- c. 龙王庙组经历70~100℃温度窗埋藏时间(Ma)等值线图

藏溶孔丰度,编制目的层经历70~100℃温度窗时古隆起和断裂分布图;

⑥ 构造-埋藏史恢复技术:恢复储层发育层段经

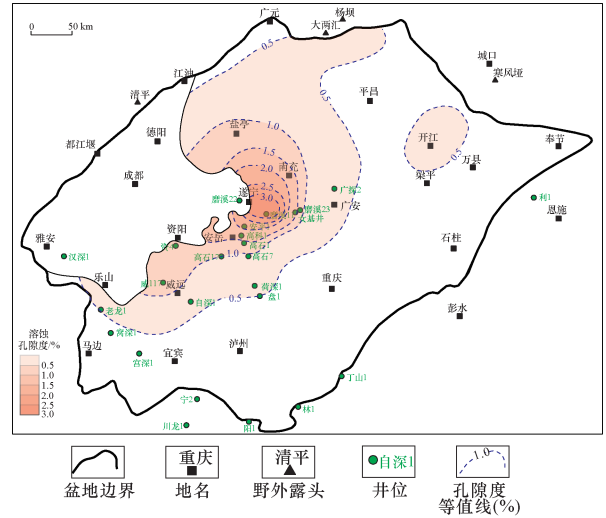


图5 四川盆地龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔隙度分布
Fig.5 Map showing the dissolution porosity of dolomite reservoirs in the Longwangmiao Formation, Sichuan Basin

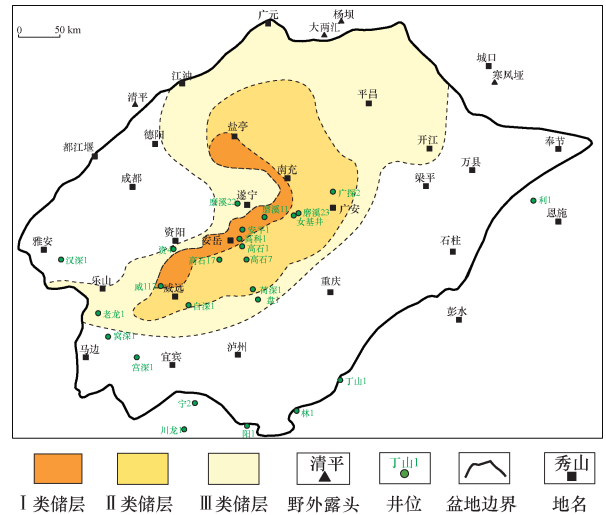


图6 四川盆地龙王庙组白云岩储层分布与评价
Fig.6 Map showing the distribution and evaluation of dolomite reservoirs in the Longwangmiao Formation, Sichuan Basin

历埋藏溶蚀成孔高峰温度段的时长,经历时间越长,溶蚀强度越大,溶蚀孔洞丰度越大;编制目的层经历70~100℃温度窗时埋藏时间(Ma)等值线图;

⑦ 烃源岩生烃和生酸强度恢复技术:生酸强度越大,有机酸浓度和溶蚀强度就越大,溶蚀孔洞丰度也就越大,编制烃源岩经历70~100℃温度窗生烃和生酸强度图;

⑧ 编制埋藏溶蚀孔洞分布与评价图和储层分布与评价图。

该流程适用于所有碳酸盐岩储层的埋藏溶蚀孔洞预测,因为同种成因机制的深部埋藏溶蚀孔洞的分布

规律是相似的,无非是针对不同的研究对象和地质要素编制相应的图表。

4 结论与存在问题

通过逼近真实地层环境条件下的碳酸盐岩溶蚀模拟实验,认识埋藏溶蚀孔洞形成机制和发育控制因素,进而通过一系列单因素图件的编制,预测了四川盆地龙王庙组白云岩储层埋藏溶蚀孔隙度分布,构建了碳酸盐岩溶蚀孔洞预测技术流程。

1) 溶蚀模拟实验揭示高渗透层和流体通道、酸性流体浓度、温度主控埋藏溶蚀孔洞的发育,指出层序界面、断裂和高孔渗层主控埋藏溶蚀孔洞的平面分布,垂向上埋藏溶孔的生成呈事件式发生,存在一个“成孔高峰期”,在特定深度段的温度(70~100℃)和高浓度酸性流体的匹配下可以形成大量的溶蚀孔洞。

2) 基于埋藏溶蚀孔洞发育主控因素和分布规律认识,通过四川盆地筇竹寺组烃源岩在70~100℃温度窗生烃和生酸强度图、龙王庙组经历70~100℃温度窗时古隆起和断裂分布图、龙王庙组经历70~100℃温度窗时埋藏时间(Ma)等值线图的编制,定量预测了龙王庙组埋藏溶蚀孔洞的分布。

3) 通过整合龙王庙组白云岩溶蚀孔洞预测涉及的溶蚀模拟实验及相关图件的编制,构建了碳酸盐岩溶蚀孔洞预测理论和技术流程,实现了碳酸盐岩埋藏溶蚀孔洞分布预测和定性-半定量评价。

需要指出的是,储层成因分析是决定该技术应用成效的关键,深部埋藏溶蚀孔洞发育的控制因素很多,不同的控制因素导致不同的埋藏溶蚀孔洞的分布规律。本文提出的“成孔高峰窗口”是基于与烃源岩生烃伴生的有机酸为主要酸性流体来源的埋藏溶蚀孔洞发育和分布模规律,其不一定适用于如热液等其他酸性流体,还需要开展以热液为主控因素的储层模拟实验,揭示埋藏溶蚀孔洞的分布规律。

参 考 文 献

[1] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 深层、超深层碳酸盐岩油气储层形成机理研究综述[J]. 地学前缘,2011,18(4):181-192.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. The research status and advances in porosity evolution and diagenesis of deep carbonate Reservoir [J]. Earth Science Frontiers, 2011, 18(4): 181-192.

[2] 吕修祥,陈佩佩,陈坤,等. 深层碳酸盐岩差异成岩作用对油气分层聚集的影响-以塔里木盆地塔中隆起北斜坡鹰山组为例[J]. 石油与天然气地质,2019,40(5):957-971.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. Effects of differential diagenesis of deep carbonate rocks on hydrocarbon zonation and accumu-

lation: A case study of Yingshan Formation on northern slope of Tazhong uplift, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(5): 957-971.

[3] 胡安平,沈安江,梁峰,等. 激光铀铅同位素定年技术在塔里木盆地肖尔布拉克组储层孔隙演化研究中的应用[J]. 石油与天然气地质,2020,41(1):37-49.
Hu Anping, Shen Anjiang, Liang Feng. Application of laser in-situ U-Pb dating to reconstruct the reservoir porosity evolution in the Cambrian Xiaerbulake Formation, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1): 37-49.

[4] Clydes H M. Carbonate diagenesis and porosity [M]. Amsterdam: Elsevier Science Publisher B. V., 2001: 1-16.

[5] 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.

[6] 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.

[7] 丁熊,谭秀成,李凌,等. 四川盆地雷口坡组三段颗粒滩储层特征及成因分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(4):30-37.
Ding Xiong, Tan Xiucheng, Li Ling, et al. Characteristics and genetic analysis of grain shoal reservoirs in Lei 3 member of Middle Triassic Leikoupo formation, Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(4): 30-37.

[8] Sanders D. Syndepositional dissolution of calcium carbonate in neritic carbonate environments: Geological recognition, processes, potential significance [J]. Journal of African Earth Science, 2003, 36: 99-134.

[9] Scholle P A, Ulmer-Scholle D S. A color guide to the petrography of carbonate rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis [J]. AAPG Memoir 77, 2003, 474.

[10] 张宝民,刘静江,边立曾,等. 礁滩体与建设性成岩作用[J]. 地学前缘,2009,16(1):270-289.
Zhang Baomin, Liu Jingjiang, Bian Lizeng, et al. Reef-banks and reservoir-constructive diagenesis [J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(1): 270-289.

[11] Bjørlykke K. Petroleum Geoscience: From sedimentary environment to rock physics [M]. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2010: 141-200.

[12] 谭秀成,肖笛,陈景山,等. 早成岩期喀斯特化研究新进展及意义[J]. 古地学报,2015,17(4):441-456.
Tan Xiucheng, Xiao Di, Chen Jingshan, et al. Reef-bank New advance and enlightenment of eogenetic karstification [J]. Journal of Palaeogeography, 2015, 17(4): 441-456.

[13] 蔡春芳,梅博文,马亭,等. 塔里木盆地有机酸来源、分布及对成岩作用的影响[J]. 沉积学报,1997,15(3):103-109.
Cai Chunfang, Mei Bowen, Ma Ting, et al. The source, distribution of organic acids in oilfield waters and their effects on mineral diagenesis in Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(3):

- 103–109.
- [14] Langhorne B, Smithe J, Graham R D. Structurally controlled hydrothermal alteration of carbonate reservoirs; Introduction [J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(11): 1635–1640.
- [15] Reik W, Jeffery J, Ihsan, 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.
- [16] 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): 223–234.
- 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): 223–234.
- [17] Beavington-Penney S J, Nadin P, Wright V P, et al. Reservoir quality variation in an Eocene carbonate ramp, El Garia Formation, offshore Tunisia; Structural control of burial corrosion and dolomitisation [J]. Sedimentary Geology, 2008, 209(1): 42–57.
- [18] 金振奎, 余宽宏. 白云岩储集层埋藏溶蚀作用特征及意义——以塔里木盆地东部下古生界为例 [J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 428–434.
- Jin Zhenkui, Yu Kuanhong. Characteristics and significance of the burial dissolution of dolomite reservoirs; taking the Lower Palaeozoic in eastern Tarim Basin as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 428–434.
- [19] 沈安江, 余敏, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩埋藏溶孔规模与分布规律初探 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1823–1830.
- Shen Anjiang, She Min, Hu Anping, et al. Scale and distribution of marine carbonate [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1823–1830.
- [20] 张景廉, 金之钧, 杨雷, 等. 塔里木盆地深部地质流体与油气藏的关系 [J]. 新疆石油地质, 2001, 22(5): 371–375.
- Zhang Jinglian, Jin Zhijun, Yang Lei, et al. A relation between the deep geofluids and reservoir in Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(5): 371–375.
- [21] 金之钧, 张刘平, 杨雷, 等. 沉积盆地深部流体的地球化学特征及油气成藏效应初探 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2002, 27(6): 659–665.
- Jin Zhijun, Zhang Liuping, Yang Lei, et al. Primary study of geochemical features of deep fluids and their effectiveness on oil/gas reservoir formation in sedimental basins [J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2002, 27(6): 659–665.
- [22] 陈景山, 李忠, 王振宇, 等. 塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩古岩溶作用与储层分布 [J]. 沉积学报, 2007, 25(6): 858–868.
- Chen Jingshan, Li Zhong, Wang Zhenyu, et al. Paleokarstification and reservoir distribution of Ordovician carbonates in Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(6): 858–868.
- [23] Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94: 1093–1132.
- [24] 李忠, 黄思静, 刘嘉庆, 等. 塔里木盆地塔河奥陶系碳酸盐岩储层埋藏成岩和构造—热流体作用及其有效性 [J]. 沉积学报, 2010, 28(5): 969–979.
- Li Zhong, Huang Sijing, Liu Jiaqing, et al. Buried diagenesis, structurally controlled thermal-fluid process and their effect on Ordovician carbonate reservoirs in Taha, Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(5): 969–979.
- [25] Ehrenberg S N, Walderhaug O, Bjørlykke K. Carbonate porosity creation by mesogenetic dissolution: Reality or illusion? [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(2): 217–233.
- [26] Hao F, Zhang X F, Wang C W, et al. The fate of CO₂ 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.
- [27] 余敏, 蒋义敏, 胡安平, 等. 碳酸盐岩溶蚀模拟实验技术进展及应用 [J]. 海相油气地质, 2020, 25(1): 12–21.
- She Min, Jiang Yimin, Hu Anping, et al. The progress and application of dissolution simulation of carbonate rock [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2020, 25(1): 12–21.
- [28] 范维, 罗开平, 范明, 等. 优质白云岩储层形成的重要机制——差异溶蚀作用 [J]. 科学技术与工程, 2017, 17(1): 15–20.
- Fan Wei, Luo Kaiping, Fan Ming, et al. Most important mechanism of carbonate reservoir; different corrosion [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(1): 15–20.
- [29] 远光辉, 操应长, 杨田, 等. 论碎屑岩储层成岩过程中有机酸的溶蚀增孔能力 [J]. 地学前缘, 2013, 20(5): 207–219.
- Yuan Guanghui, Cao Yingchang, Yang Tian, et al. Porosity enhancement potential through mineral dissolution by organic acids in the diagenetic process of clastic reservoir [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(5): 207–219.
- [30] Meshri I D. On the reactivity of carbonic and organic acids and generation of secondary porosity [M]. SEPM Special Publication, 1986, 38: 123–128.
- [31] 强子同. 碳酸盐岩储层地质学 [M]. 北京, 中国石油大学出版社, 2007.
- Qiang Zitong. Carbonate reservoir geology [M]. Beijing, China University of Petroleum Press, 2007.
- [32] 蔡春芳, 梅博文, 李伟. 塔中古生界油田水化学与流体运移和演化 [J]. 石油勘探与开发, 1997, (1): 18–21+92.
- Cai Chunfang, Mei Bowen, Li Wei. Fluid migration and alteration: constraints from chemistry of Palaeozoic oil field waters in central Tarim [J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, (1): 18–21+92.
- [33] 刘文汇, 张殿伟, 王晓峰. 加氢和 TSR 反应对天然气同位素组成的影响 [J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2237–2242.
- Liu Wenhui, Zhang Dianwei, Wang Xiaofeng. Influence of hydrogenation and TSR (thermochemical sulfate reduction) to natural gas isotopic composition [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2237–2242.
- [34] 肖礼军, 汪益宁, 滕蔓. 川东 H₂S 气体分布特征及对储集层的后期改造作用 [J]. 科学技术与工程, 2011, 11(32): 7892–7894+7898.
- Xiao Lijun, Wang Yining, Teng Man. H₂S Gas Distribution in Eastern Sichuan and the transformation of the role the latter part of the reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(32): 7892–7894+7898.
- [35] 范明, 胡凯, 蒋小琼, 等. 酸性流体对碳酸盐岩储层的改造作用 [J]. 地球化学, 2009, 38(1): 20–26.
- Fan Ming, Hu Kai, Jiang Xiaoqiong, et al. Effect of acid fluid on carbonate reservoirs reconstruction [J]. Geochimica, 2009, 38(1): 20–

- 26.
- [36] 黄思静, 黄培培, 黄可可, 等. 碳酸盐倒溶解模式的化学热力学基础—与 H_2S 有关的溶解介质及其与 CO_2 的对比[J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 1–9.
- Huang Sijing, Huang Peipei, Huang Keke, et al. Chemical thermodynamics foundation of retrograde solubility for carbonate; solution media related to H_2S and Comparing to CO_2 [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1): 1–9.
- [37] 肖林萍. 埋藏条件下碳酸盐岩实验室溶蚀作用模拟的热力学模型与地质勘探方向——以陕甘宁盆地奥陶统马家沟组第五段为例[J]. 岩相古地理, 1997, 17(4): 59–72.
- Xiao Linping. Thermodynamic model for experimental simulation of dissolution of the carbonate rocks in the burial environments; an example from the fifth member of the lower Devonian Majiagou formation in the Shanxi-Gansu-Ningxia basin [J]. Sedimentary Facies and Palaeogeography, 1997, 17(4): 59–72.
- [38] 汪泽成, 王铜山, 文龙, 等. 四川盆地安岳特大型气田基本地质特征与形成条件[J]. 中国海上油气, 2016, 28(2): 45–52.
- Wang Zecheng, Wang Tongshan, Wen Long, et al. Basic geological characteristics and accumulation conditions of Anyue giant gas field, Sichuan basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(2): 45–52.
- [39] 张建勇, 罗文军, 周进高, 等. 四川盆地安岳特大型气田下寒武统龙王庙组优质储层形成的主控因素[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(11): 2063–2074.
- Zhang Jianyong, Luo wenjun, Zhou Jingao, et al. Main origins of high quality reservoir of Lower Cambrian Longwangmiao Formation in the giant Anyuan Gasfield, Sichuan Basin, SW China [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(11): 2063–2074.
- [40] 赵文智, 沈安江, 潘文庆, 等. 碳酸盐岩岩溶储层类型研究及对勘探的指导意义——以塔里木盆地岩溶储层为例[J]. 岩石学报, 2013, 29(9): 3213–3222.
- Zhao Wenzhi, Shen Anjiang, Pan Wenqing, et al. A research on carbonate karst reservoirs classification and its implication on hydrocarbon exploration; cases studies from Tarim Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(9): 3213–3222.
- [41] 汪泽成. 四川盆地川中古隆起构造演化及对大气区形成的控制作用研究[M]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2013.
- Wang Zecheng. The tectonic evolution of paleo-uplift in Central Sichuan and its control on the formation of the giant gas accumulation area in Sichuan Basin [M]. Beijing: Petrochina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2013.
- [42] 杨雨, 等. 川中古隆起震旦系—下古生界区带评价、目标优选与勘探部署[M]. 西南油气田分公司, 2013.
- Yang Yu, et al. The play evaluation, target optimization and exploration deployment on the Sinian – Lower Palaeozoic in Central Sichuan Paleoo-uplift [M]. Petrochina Southwest Oil and Gas Field Company, 2013.
- [43] 沈安江, 陈娅娜, 潘立银, 等. 四川盆地寒武系龙王庙组沉积相与储层分布预测研究[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(8): 1176–1190.
- Shen Anjiang, Chen Yana, Pan Liyin, et al. The facies and porosity origin of reservoirs; case studies from Longwangmiao Formation of Cambrian, Sichuan Basin, and their implications to reservoir prediction [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(8): 1176–1190.
- [44] Shen Anjiang, Hu Anping, Pan Liyin, et al. Origin and distribution of Grain-dolostone reservoirs in the Cambrian Longwangmiao Formation, Sichuan Basin, China [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2017, 91(1): 204–218.
- [45] 沈安江, 王招明, 郑兴平, 等. 塔里木盆地牙哈—英买力地区寒武系—奥陶系碳酸盐岩储层成因类型、特征及油气勘探潜力[J]. 海相油气地质, 2007, 12(2): 23–32.
- Shen Anjiang, Wang Zhaoming, Zheng Xingping, et al. Genesis classification of Cambrian-Ordovician carbonate reservoirs and petroleum exploration potential in Yaka-Yengimahalla Area, Tarim Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007, 12(2): 23–32.
- [46] 沈安江, 周进高, 辛勇光, 等. 四川盆地雷口坡组白云岩储层类型及成因[J]. 海相油气地质, 2008, 13(4): 19–28.
- Shen Anjiang, Zhou Jingao, Xin Yongguang, et al. Origin of Triassic Leikoupo dolostone reservoirs in Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(4): 19–28.
- [47] 张水昌, 朱光有, 何坤. 硫酸盐热化学还原作用对原油裂解成气和碳酸盐岩储层改造的影响及作用机制[J]. 岩石学报, 2011, 27(3): 809–826.
- Zhang Shuicang, Zhu Guangyou, He Kong. The effects of thermochemical sulfate reduction on occurrence of oil-cracking gas and reformation of deep carbonate reservoir and the interaction mechanisms [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(3): 809–826.
- [48] 魏国齐, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系大型气藏特征与聚集模式[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 1–12.
- Wei Guoqi, Du Jinhu, Xu Chunchun, et al. Characteristics and accumulation modes of large gas reservoirs in Sinian-Cambrian of Gao shi-ti-Moxi region, Sichuan Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2015, 36(1): 1–12.
- [49] 汪泽成, 姜华, 王铜山, 等. 四川盆地桐湾期古地貌特征及成藏意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 305–312.
- Wang Zecheng, Jiang Hua, Wang Tongshan, et al. Paleo-geomorphology formed during Tongwan tectonization in Sichuan Basin and its significance for hydrocarbon accumulation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 305–312.
- [50] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 2015. 四川盆地震旦纪—早寒武世克拉通内裂陷地质特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 24–35.
- Wei Guoqi, Du Wei, Du Jinhu, et al. Geological characteristics of the Sinian-Rarly Cambrian intracratonic rift, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industrial, 2015, 35(1): 24–35.
- [51] 杜金虎, 汪泽成, 邹才能, 等. 上扬子克拉通内裂陷的发现及对安岳特大型气田形成的控制作用[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 1–16.
- Du Jinhu, Wang Zecheng, Zou Caineng, et al. Discovery of intra-cratonic rift in the Upper Yangtze and its control effect on the formation of Anyue giant gas field [J]. Acta Petrologica Sinica, 2016, 37(1): 1–16.
- [52] 魏国齐, 王志宏, 李剑, 等. 四川盆地震旦系、寒武系烃源岩特征、资源潜力与勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 1–13.
- Wei Guoqi, Wang Zhihong, Li Jian, et al. Characteristics of source rocks, resource potential and exploration direction of Sinian and Cambrian in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1): 1–13.
- [53] 杨程宇, 文龙, 王铁冠, 等. 川中隆起安岳气田古油藏成藏时间厘

- 定[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 492–502.
- Yang Chengyu, Wen Long, Wang Tieguan, et al. Timing of hydrocarbon accumulation for paleo-oil reservoirs in Anyue gas field in Chuanzhong Uplift[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 492–502.
- [54] 王瀚, 李智武, 刘树根, 等. 川北地区下寒武统龙王庙组混积特征及其对储层的影响[J]. 石油实验地质, 2019, 41(5): 663–673.
- Wang Han, Li Zhiwu, Liu Shugen, et al. Characteristics of mixed sediments and influence on reservoir of Lower Cambrian Longwangmiao Formation, northern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 663–673.
- [55] 朱联强, 袁海峰, 林雪梅, 等. 四川盆地安岳构造寒武系龙王庙组成岩矿物充填期次及油气成藏[J]. 石油实验地质, 2019, 41(6): 812–820.
- Zhu Lianqiang, Yuan Haifeng, Lin Xuemei, et al. Diagenesis and hydrocarbon accumulation of the Cambrian Longwangmiao Formation in Anyue, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(6): 812–820.
- [56] 袁春晖, 万玉金, 刘晓华, 等. 龙王庙组气藏 X 井区储层非均质性精细描述[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 121–126.
- Yuan Chunhui, Wan Yujin, Liu Xiaohua, et al. Fine characterization of reservoir heterogeneity in the wellblock X of Longwangmiao formation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 121–126.
- [57] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 川东北地区胡家坝震旦系灯影组古油藏特征及其油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 673–683.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Huang Renchun, et al. Feature of paleo-oil pools in the Sinian Dengying Formation, northeastern Sichuan Basin, and its significance to exploration[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 673–683.
- [58] 赵建华, 金之钧, 林畅松, 等. 上扬子地区下寒武统筇竹寺组页岩沉积环境[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4): 701–715.
- Zhao Jianhua, Jin Zhijun, Lin Changsong, et al. Sedimentary environment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in the Upper Yangtze region[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 701–715.
- [59] 潘磊, 徐祖新, 李让彬, 等. 川东南涪陵地区基底断裂特征与油气成藏[J]. 特种油气藏, 2020, 27(4): 19–25.
- Pan Lei, Xu Zuxin, Li Rangbin, et al. Basement fault characterization and hydrocarbon accumulation in Fuling of southeastern Sichuan[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(4): 19–25.
- (编辑 张玉银)
-
- (上接第 638 页)
- [31] 金民东, 曾伟, 谭秀成, 等. 四川磨溪—高石梯地区龙王庙组滩控岩溶型储集层特征及控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 650–660.
- Jin Mindong, Zeng Wei, Tan Xiucheng, et al. Characteristics and controlling factors of beach-controlled karst reservoirs in Longwangmiao Formation, Moxi-Gaoshiti area, Sichuan Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 650–660.
- [32] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 四川盆地高石梯—磨溪古隆起构造特征及对特大型气田形成的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 257–266.
- Wei Guoqi, Yang Wei, Du Jinhua, et al. Tectonic features of Gaoshiti-Moxi paleo-uplift and its controls on the formation of a giant gas field, SW Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 257–266.
- [33] 袁春晖, 万玉金, 刘晓华, 等. 龙王庙组气藏 X 井区储层非均质性精细描述[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 121–126.
- Yuan Chunhui, Wan Yujin, Liu Xiaohua, et al. Fine characterization of reservoir heterogeneity in the wellblock X of Longwangmiao formation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 121–126.
- [34] 董才源, 刘满仓, 李德江, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区下二叠统气源示踪[J]. 断块油气田, 2020, 27(3): 273–277.
- Dong Caiyuan, Liu Mancang, Li Dejiang, et al. Gas source tracing of Lower Permian in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(3): 273–277.
- [35] 张文济, 叶朝阳, 李世临, 等. 川东地区五探 1 井寒武系龙王庙组流体包裹体特征及成藏期次[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(4): 19–23.
- Zhang Wenji, Ye Zhaoyang, Li Shilin, et al. Fluid inclusion characteristics and reservoir forming stages of Cambrian Longwangmiao formation of Wutang-1 well in eastern Sichuan region[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(4): 19–23.
- [36] 沈安江, 陈娅娜, 张建勇, 等. 中国古老小克拉通台内裂陷特征及石油地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(1): 15–25.
- Shen Anjiang, Chen Yana, Zhang Jianyong, et al. Characteristics of intra-platform rift in ancient small-scale cratonic platform of China and its implications for hydrocarbon exploration[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1): 15–25.
- [37] 黎荣, 胡明毅, 杨威, 等. 四川盆地中二叠统沉积相模式及有利储集体分布[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 369–379.
- Li Rong, Hu Mingyi, Yang Wei, et al. Sedimentary facies model and favorable reservoir distribution of the Middle Permian in Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 369–379.
- [38] 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.
- Ma Yongsheng, Li Maowen, Cai Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: Advances, technological bottlenecks and basic scientific problems[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655–672.
- (编辑 张玉银)