

doi: 10.13745/j.esf.2016.01.002

四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用

刘树根¹, 邓 宾¹, 钟 勇², 冉 波¹, 雍自权¹, 孙 玮¹, 杨 迪¹,
姜 磊¹, 叶玥豪¹

1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610059

2. 中国石油川庆钻探工程有限公司 地球物理勘探公司, 成都 610213

LIU Shugen¹, DENG Bin¹, ZHONG Yong², RAN Bo¹, YONG Ziquan¹, SUN Wei¹,
YANG Di¹, JIANG Lei¹, YE Yuehao¹

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

2. Sichuan Geophysical Company of CNPC Chuankong Drilling Engineering Company Limited, Chengdu 610213, China

LIU Shugen, DENG Bin, ZHONG Yong, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 011-028

Abstract: The Sichuan Basin locates at the transition zone between Paleo-Pacific Tectonic Domain and Tethys-Himalayan Tectonic Domain, of which the marine and marine-to-terrestrial black shale has experienced substantial burial (high thermal maturation), significant uplift and erosion, and strong deformation from Mesozoic to Cenozoic. Apatite fission-track data, geophysics, sedimentary thickness and vitrinite reflectance etc., are used to decipher the geologic features of the burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its peripheries in this paper, which highlights the characteristic difference to the shale (gas) in the U. S. A. It indicates about 1000 – 4000 m surface denudation across the Sichuan Basin since Late Cretaceous, based on about 100 modeled thermal histories from apatite fission track data. Different surface denudation and thickness of the terrestrial deposits played a first-order influence on the Paleozoic depth. The bases of the Lower Silurian Longmaxi Formation and Lower Cambrian Niutitang Formation have depth more than 6500 m and 9000 m, respectively, of which the contour lines are characterized by NE-SW strike, and the depth decreases from NE to SW across the Sichuan Basin. The minimum paleo-depth of the base of the Longmaxi Formation is ~6000 m in the Suijiang area, southern Sichuan Basin, and the maximum is ~9000 m in the northern Sichuan Basin. Furthermore, there are two areas, i. e. Suijiang-Yibin-Luzhou area, and Dazhou-Bazhong area, with NE-SW strike and smaller paleo-depth of the base of the Longmaxi Formation, where the paleo-depth increases southeastward and northward, respectively. The maximum paleo-depth of the base of the Niutitang Formation is more than ~11000 m, in the western and northern Sichuan Basin, and the minimum paleo-depth is less than ~8000 m, locating in the Yibin – Zigong – Suining area in the central and southern Sichuan Basin. The thermal maturation of the Longmanxi and Niutitang Formations are more than 2.4% and 2.8%, respectively, and it decreases from northeast to southwest across the Sichuan Basin and its peripheries. It indicates a close relationship between the thermal maturation of the Lower Paleozoic black shale and their paleo-depth. Furthermore, the significant uplift, erosion, and strong deformation resulted in a dynamic stress-strain state, changing temperature and pressure etc., and thus a dynamic reservation condition

收稿日期: 2015-09-11; 修回日期: 2015-11-20

基金项目: 国家自然科学基金项目(41230313, 41402119, 2014JQ0057, 41472107); 四川省科学技术厅项目“强改造作用下川南地区下古生界页岩气保存条件研究”

作者简介: 刘树根(1964—), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事油气地质、构造地质研究。E-mail: lsg@cdut.edu.cn

of the Lower Paleozoic shale-gas. It should be noted that there was a correlation between the in-situ success and setback of exploration in the Lower Paleozoic shale-gas and their differential burial, uplift and denudation, and deformation across the Sichuan Basin and its peripheries, indicating a very important geologic feature of the burial and superimposition to the distribution of the Lower Paleozoic shale-gas. Thus, not only should we pay more attention to what controls the high-quality reservoir of shale-gas, but also to what controls the high-productivity reservoir of shale-gas under such a unique geologic feature in the South China.

Key words: substantial burial; significant uplift; strong deformation; Lower Paleozoic shale-gas; Sichuan Basin

摘 要:四川盆地位于特提斯-喜马拉雅构造域和滨太平洋构造域的交接转换部位,盆地及其周缘海相、海陆过渡相富含有机质页岩经历了多旋回构造体系下的深埋藏(高演化)、强隆升、强剥蚀和强变形,强改造作用过程。这是我国南方中上扬子地区页岩与北美页岩气产层在地质特征和演化上的最大不同。晚白垩世以来四川盆地多阶段性隆升过程致使地表普遍具有1 000~4 000 m剥蚀厚度。地表差异性剥蚀幅度与陆相地层沉积厚度共同控制着其下伏地层的古埋深。四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组底界和下寒武统牛蹄塘组底界古埋深分别大于6 500 m和9 000 m,等深线总体呈NE-SW展布,且二者底界埋深均具有由北东向南西逐渐减小的趋势。龙马溪组底界古埋深最浅处位于盆地南缘宜宾南溪江地区(约6 000 m),最大埋深处为川北地区(约9 000 m),古埋深分别向盆地东南缘和北缘明显加深,且盆地中央具有明显的NE-SW向展布低值或浅埋深带,即绥江—宜宾—泸州地区和达州—巴中地区。牛蹄塘组底界古埋深特征与现今埋深特征总体相似,最大埋深处位于川西-川北前陆盆地(古埋深大于11 000 m);最小古埋深处位于川中—川西南宜宾—自贡—遂宁一带(古埋深小于8 000 m)。四川盆地及其周缘下古生界页岩深埋藏与其高演化具有密切相关性。下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组黑色页岩热成熟度 R_o 值普遍大于2.4%和2.8%,与其古埋深相似均具有由盆地北东向南西逐渐减小的趋势。强隆升、强剥蚀和强变形作用致使下古生界页岩经历强改造作用,具有动态的应力-应变、温度和压力变化特征,及其保存条件有效性的动态调整。四川盆地及其周缘现今钻探成果揭示差异性埋藏-隆升剥蚀-构造变形作用对下古生界页岩气富集与分布具有较大的控制作用。因此,我国南方中上扬子地区下古生界页岩气地质研究,不仅与北美一样,研究常规油气的优质烃源岩如何转化为非常规页岩气的优质储层,而且还须探讨在强改造作用下页岩气优质储层如何才能成为具商业价值的页岩气产层。

关键词:深埋藏;强隆升;强变形;下古生界;页岩气;四川盆地

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1005-2321(2016)01-0011-18

据美国天然气技术委员会公布的资料^[1],仅Michigan、Appalachian、Illinois、Fort Worth 和 San Juan 五大盆地中页岩气资源量即为 $(12.85\sim25.14)\times10^{12}\text{ m}^3$ 。2013年美国页岩气产量达 $3\,100\times10^8\text{ m}^3$,占天然气总产量的32%,致使美国的能源消费结构和能源政策发生重大变化,被喻为石油工业的一场革命。基于北美的地质特征,北美页岩气的地质研究主要集中在研究常规油气的(TOC含量大于2%)优质烃源岩如何能成为非常规页岩气的优质储层^[2]。

我国海相页岩分布面积广、厚度大,页岩气勘探开发空间广阔,且普遍具(曾)埋深大、有机质成熟度高、生烃能力强、油气显示活跃等特征^[3-4],初步评价表明页岩气总资源量约为 $(23\sim100)\times10^{12}\text{ m}^3$ ^[5]。特别是以四川盆地为核心的中国南方中上扬子地区广泛分布着富含有机质的下寒武统牛蹄塘组(水井沱组、九老洞组、筇竹寺组)、上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组等^[3-4,6-7],已成为我国当前页岩气勘探

开发示范区。2010年,中国石油西南油气田公司在四川盆地威远地区开钻中国第一口页岩气评价井——威201井(图1),在该井下寒武统九老洞组喜获日产 $1.08\times10^4\text{ m}^3$ 工业气流^[4];2012年,中国石化在涪陵焦石坝区块完钻的第一口页岩气探井——焦页1HF井,测试日产 $20.3\times10^4\text{ m}^3$ 天然气;2014年中石化涪陵焦石坝页岩气田探明地质储量 $1\,067.5\times10^8\text{ m}^3$,截至9月10日累计产气 $8.335\times10^8\text{ m}^3$,标志着中国页岩气勘探开发进入商业化阶段^[8]。焦石坝页岩气田地处四川盆地东南缘与湘鄂渝高陡褶皱带过渡区,具复杂多期构造和页岩层系高演化地质背景下“阶梯运移、背斜汇聚、断-滑控缝、箱状成藏”高产富集模式^[9-11],其勘探成功揭示出有利构造变形和保存条件是形成页岩气田的重要控制因素。目前,我国南方在长宁—威远、涪陵等地区日产大于 $1\times10^4\text{ m}^3$ 页岩气井超过27口,日产超过 $10\times10^4\text{ m}^3$ 页岩气井8口,已建立2个稳产页岩气田^[10,12],

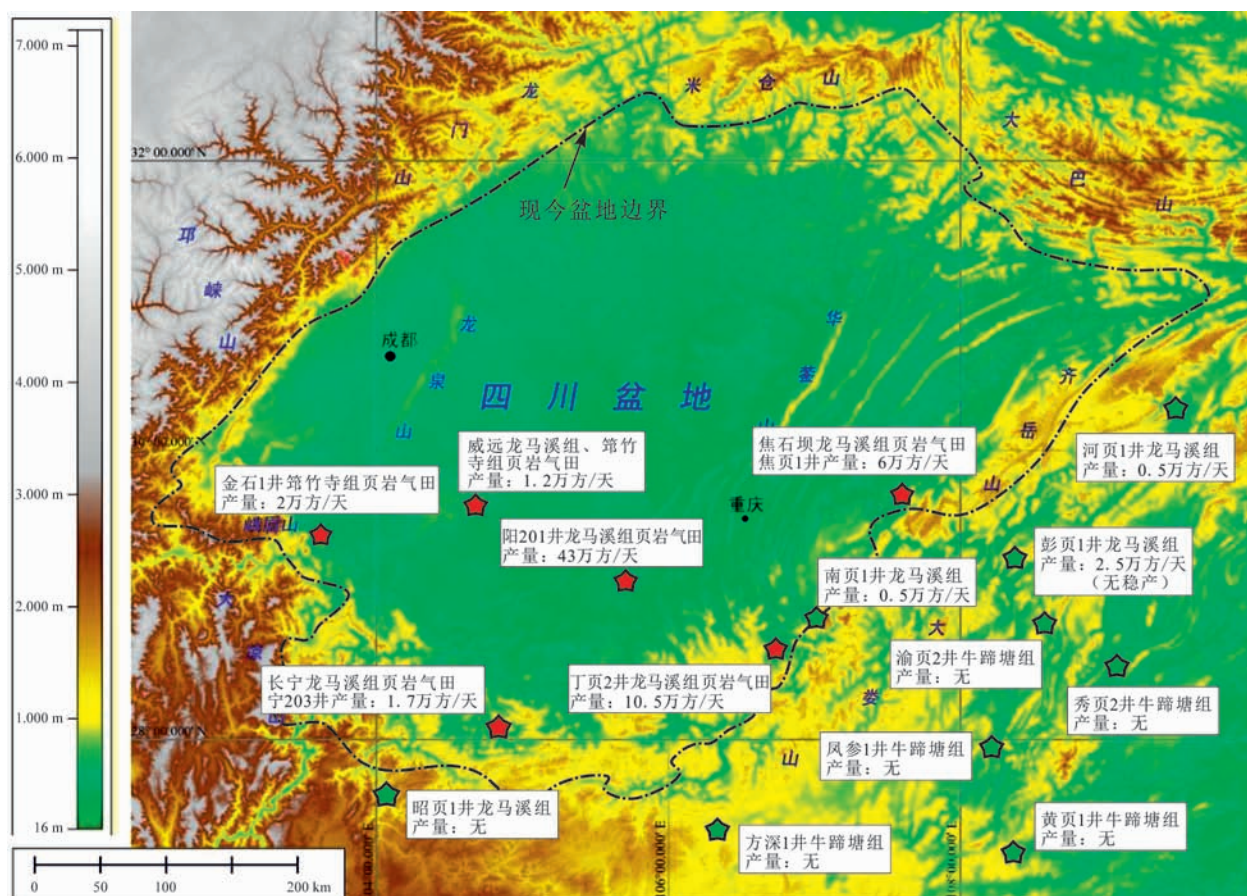


图1 四川盆地及其周缘地貌与已发现页岩气井(田)分布特征图
Fig. 1 Shale-gas wells (fields) in the Sichuan Basin and its periphery

展现出四川盆地及其周缘下古生界页岩气良好的勘探开发前景。

近年来,针对我国南方下古生界页岩层系沉积相、储集层和页岩气富集因素等方面开展了大量研究^[4,6-7,13-15],尤其强调南方下古生界页岩层系与北美主要页岩气产层基础地质条件相似性和特殊性对比,却忽略了其本身独特地质作用及其对我国南方页岩气勘探开发的重要性。这集中表现在地质研究方面,主要遵循北美经验重点研究了常规油气(TOC含量大于2%)优质烃源岩如何能成为非常规页岩气优质储层问题,而忽视了我国南方下古生界页岩气开发最重要问题——在强改造作用下优质页岩储层如何才能成为具商业价值页岩气产层的探讨。以四川盆地为代表的中上扬子地区经历多旋回演化和多期构造的叠加与改造(图2)^[16-17],致使其海相、海陆过渡相富有机质页岩均经历了早期深埋藏(高演化)、后期强隆升、强剥蚀和强变形作用,即深埋藏-强改造作用过程。这是我国南方富有机质

页岩与北美页岩气产层在地质特征和演化上的最大不同,也是中国南方页岩气资源潜力能否正确评价和高效勘探开发的最大挑战。因此,本文基于磷灰石裂变径迹热史、镜质体反射率和地球物理资料等,揭示四川盆地及其周缘深埋藏-强改造地质作用过程,为南方页岩气研究提供进一步基本证据。

1 四川盆地下古生界页岩深埋藏、强隆升、强剥蚀、强变形特征

1.1 四川盆地晚中—新生代强隆升剥蚀作用特征

基于低温热年代学等研究揭示晚白垩世以来四川盆地整体上进入隆升改造阶段,尤其是喜马拉雅期盆地及周缘地区普遍发生强烈隆升运动^[18-19]。总体上,晚白垩世以来隆升剥蚀可分为3个阶段^[20-21]。第一阶段:晚白垩世—古近纪,差异隆升阶段,大部分地区处于隆升状态,但隆升的速率有差异;第二阶段:整体隆升阶段,隆升幅度大,速率一般大于

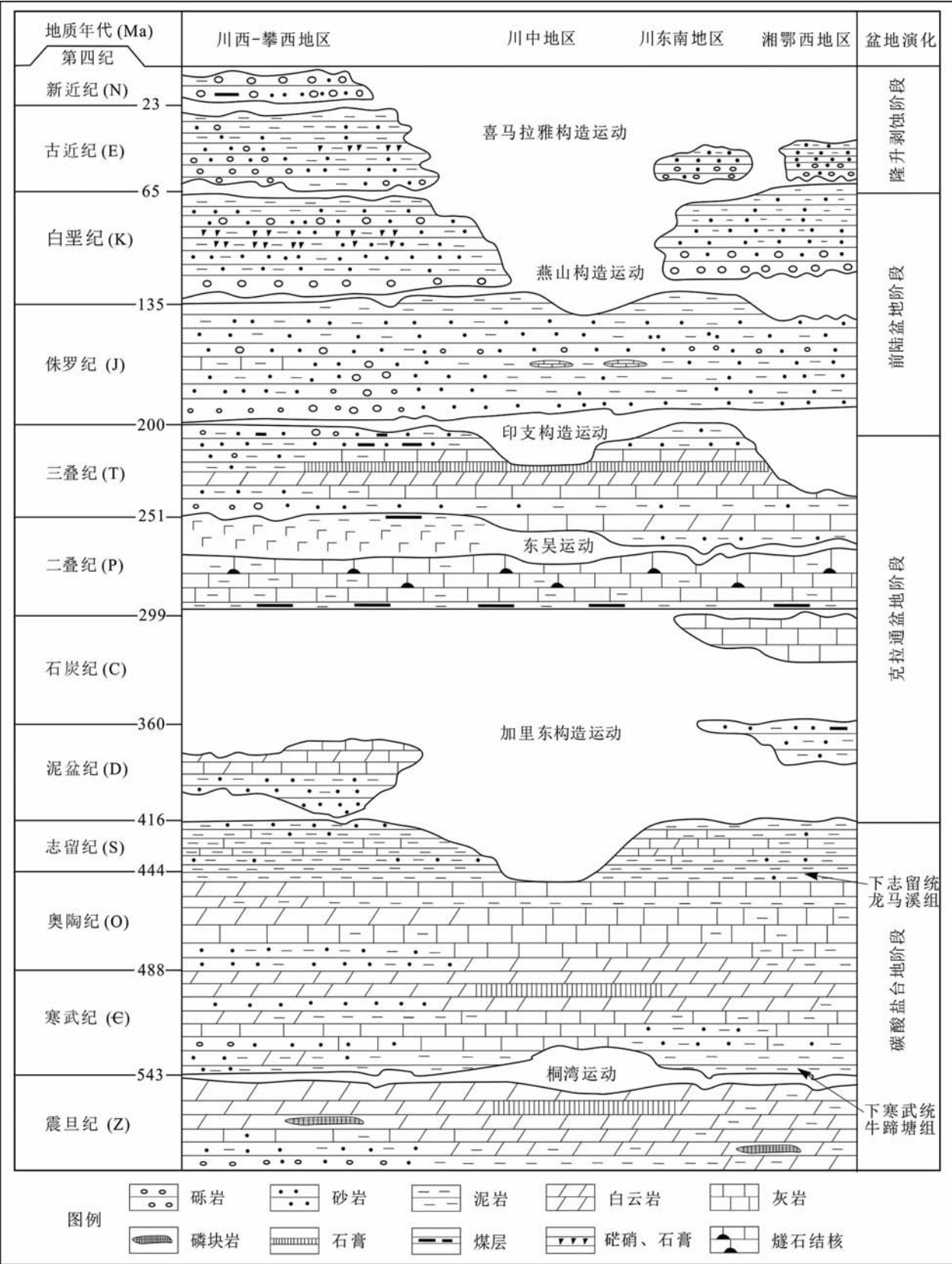


图 2 四川盆地及其周缘沉积地层演化简图

Fig. 2 Stratigraphy and tectonic evolution of the Sichuan Basin and its periphery

40 m/Ma, 隆升幅度超过 1 000 m; 第三阶段: 快速隆升阶段, 全盆地的隆升速率除川西坳陷外均大于 100 m/Ma, 隆升幅度超过 1 500 m。基于四川盆地地表近 100 余件磷灰石裂变径迹、镜质体反射率热史模拟和平面插值, 我们恢复出新生代四川盆地地表剥

蚀量平面图, 它揭示出四川盆地新生代多阶段性隆升过程普遍具有 1 000~4 000 m 地表剥蚀厚度(图 3a), 盆内空间上新世代加速隆升剥露过程具有不同步性, 如: 开始于约 40 Ma^[22], 30~20 Ma 或约 10 Ma^[18], 盆地空间上地表剥蚀厚度与快速抬升事件具有明显的

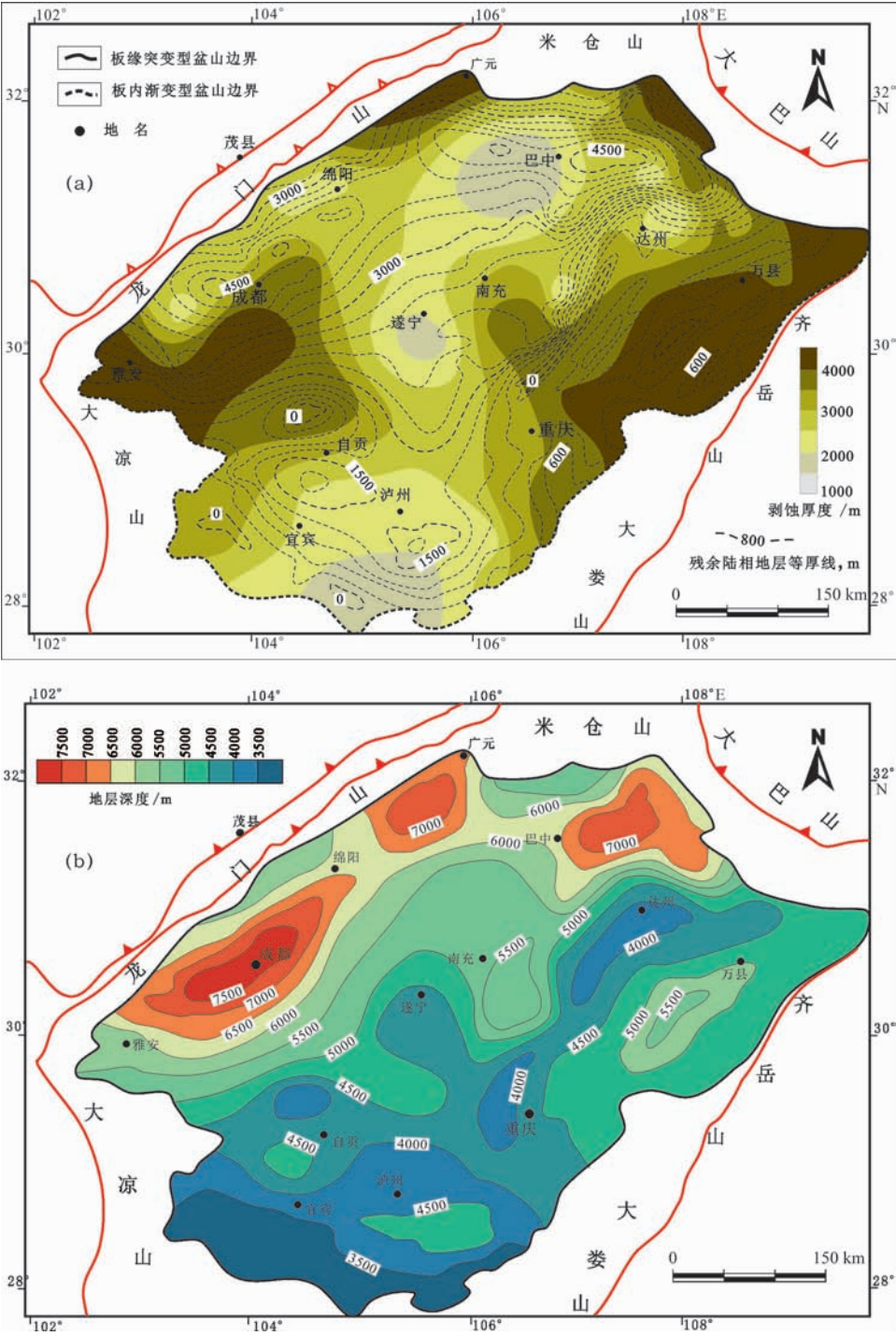


图 3 四川盆地晚中—新生代地表剥蚀-残留陆相地层厚度(a)及其恢复(古)陆相地层厚度图(b)
Fig. 3 The denudation in the surface and the residual thickness (a) of the terrestrial strata and the restored original thickness (b) of the terrestrial strata across the Sichuan Basin

空间差异性。四川盆地西缘及东北缘龙门山—米仓山—大巴山盆山结构带前缘晚白垩世以来地表隆升剥蚀量普遍较小, 普遍小于 3 000 m, 向盆地边缘剥蚀量逐渐增大(图 3a)。盆地东南缘齐岳山盆山结构带和西南缘大凉山盆山结构带晚白垩世以来地表剥蚀幅度明显较大, 其剥蚀量普遍大于 3 500 m^[23-24]。川南地区盆地边缘部分地区, 如: 泸州—绥江地区晚白垩世以来地表剥蚀厚度较小(1 000~2 500 m), 与盆内出露大量上白垩统一古近系特征一致。

基于 200 余口钻井分层数据和地表剖面数据等, 通过平面插值恢复出四川盆地地下古生界页岩层系上覆巨厚的(剥蚀残存的)陆相地层厚度等值线。晚三叠世以来(残存)陆相碎屑岩总厚度极不均匀, 局部可以厚达 4 500 m 以上, 其最厚沉积地区(大于 3 000 m)主要集中于大邑—成都—绵阳—巴中—通江—达县一带, 在盆地南部具有零星沉积充填厚度中心^[17]。陆相地层展布厚度总体向盆地南部、西南部逐渐减薄, 尤其是向西南缘减薄速度加剧, 至宜宾西南一带陆相地层剥蚀殆尽(图 3a)。因此, 结合盆地现今残存陆相地层厚度和地表剥蚀厚度(即: 陆相地层古厚度=残存陆相地层厚度+地表剥蚀厚度), 通过插值计算恢复四川盆地陆相地层古厚度(图 3b)。

四川盆地陆相地层厚度主要受盆山结构控制, 总体上(恢复)古厚度等值线具 NE-SW 向展布特征, 具由北向南或由北东向南西逐渐减薄趋势, 其最大沉积厚度中心位于川西—川北前陆盆地, 厚度普遍大于 6 000 m, 川西成都拗陷陆相地层古厚度大于 7 500 m, 大巴山前缘拗陷地区最大陆相地层厚度大于 7 000 m, 川南和川东北地区具有部分沉积厚度中心, 陆相地层厚度大于 4 500 m, 如: 泸州南—习水地区、万县东—垫江地区等。它们揭示出四川盆地古生代地层(或晚三叠世前沉积地层)普遍埋深超过 4 000 m, 尤其是川西—川北前陆盆地地区古埋深普遍超过 7 000 m(图 3)。

1.2 四川盆地及其周缘下古生界页岩的深埋藏作用特征

基于横跨四川盆地石油地震测网资料和钻井资料, 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组底界面现今等深线呈 NE-SW 展布, 埋深普遍小于 4 000 m, 其厚度尖灭线与加里东古隆起带重合(图 4a)。盆地东南部具有明显的 NE-SW 的龙马溪组底界面隆起地区, 位于达州—重庆—泸州一线地区, 其现今埋深约为 4 000~4 500 m; 其向西逐渐变浅, 最终被加

里东古隆起交切; 向南西埋深逐渐减小, 至盆地西南缘最小达到 3 000 m。盆内龙马溪组底面最大埋深处位于川北前陆盆地巴中—广元地区, 埋深大于 5 500 m; 川南具有零星埋深中心, 如: 宜宾西、盆地南缘习水地区, 埋深大于 5 000 m, 龙马溪组底面埋深分别向盆地北缘和盆地南东边缘逐渐减小(至盆地北缘米仓山、西南缘大凉山和南东缘齐岳山—大娄山普遍出露地表)。

结合四川盆地地表剥蚀量与下志留统龙马溪组现今底面埋深图(即: 古埋深底面=现今底面埋深+地表剥蚀厚度), 插值恢复四川盆地龙马溪组底面古埋深特征(图 4b)。四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组底界面古埋深普遍大于 6 500 m, 盆地中心具有明显的 NE-SW 向展布低值或浅埋深带, 在加里东古隆起带剥蚀尖灭, 盆内龙马溪组底面埋深具有由北东向南西逐渐减小的趋势。龙马溪组底面古埋深最浅位于盆地南缘绥江地区, 约 6 000 m, 向盆地中心埋深大致相似, 形成绥江—宜宾—泸州一带的 NE-SW 向至 NNE-SSW 向展布低值区。同时, 盆地北部—北东部地区达州—巴中地区也存在一埋深低值地区、埋深约 7 500 m。龙马溪组底面古埋深向盆地东南缘和北缘明显加深, 其最大埋深处分别位于米仓山与龙门山和大巴山造山带交汇地区前缘, 约 9 000 m。川东南地区龙马溪组底面古埋深普遍大于 8 000 m, 由于高陡褶皱带地区地层褶皱变形和剥蚀量明显较高, 其埋深应相对较浅; 川东南地区也具有零星埋深中心, 位于重庆南部(埋深大于 8 000 m)。

四川盆地及其周缘下寒武统牛蹄塘组底界面现今等深线总体呈 NE-SW 展布, 具由盆地 SW 向 NE 逐渐增大趋势, 现今最浅区位于盆地西南缘威远背斜地带(图 5a)。牛蹄塘组底界面埋深较浅区为乐山—遂宁地区, 其埋深小于 5 000 m, 总体与加里东古隆起带重叠, 向南西地区埋深逐渐变浅, 至盆地西南大凉山地区完全出露地表。四川盆地其余地区牛蹄塘组底界面埋深普遍大于 6 500 m, 牛蹄塘组底界面较深埋深区位于川西—川北—川东北前陆盆地地区与上述陆相地层沉积厚度较厚地区具有明显的一致性。最大埋深地区位于川西成都拗陷带, 其现今埋深达 10 000 m; 此外, 盆地北部和南部地区具有零星的埋深中心, 如: 广元南、巴中地区和万县—巴东地区(埋深约 9 500 m)。牛蹄塘组底界面埋深具有向北和向南东逐渐减小趋势, 至北缘米仓山和

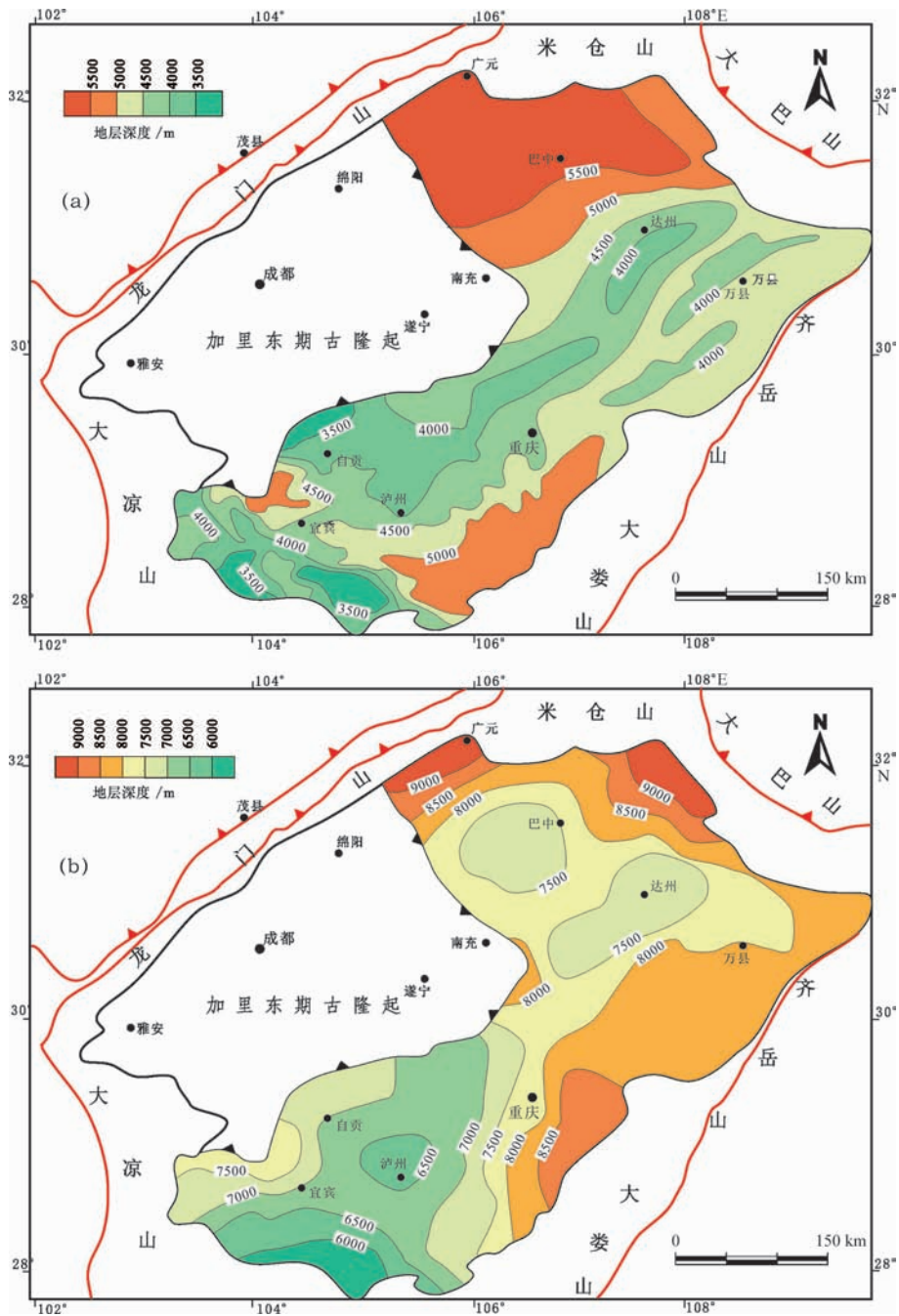


图 4 四川盆地下志留统龙马溪组底面现今埋深图(a)及其恢复(古)埋深图(b)
Fig. 4 The *in-situ* bottom depth (a) and restored bottom paleo-depth (b) of the Lower Silurian Longmaxi Formation across the Sichuan Basin

南东缘大娄山—齐岳山地区出露地表;同时,向西北缘与北东缘有逐渐增加区域,分别被龙门山褶皱冲断带和大巴山褶皱冲断带掩盖^[25]。

四川盆地牛蹄塘组底面古埋深等值线图揭示出盆地及其周缘牛蹄塘组底面古埋深特征与现今埋深特征总体相似(图 5b),除川中—川西南加里东古隆起带之外,其古埋深普遍大于 9 000 m,古埋深等值

线主要呈 NE-SW 向展布,盆内牛蹄塘组底面埋深也具有由北东向南西逐渐减小的趋势;最大埋深处位于川西—川北前陆盆地,古埋深大于 11 000 m;川东北具有零星古埋深中心,如:万县一带,其古埋深大于 10 000 m,最浅古埋深处位于川中—川西南宜宾—自贡—遂宁一带(与加里东古隆起带大致重合),其古埋深小于 8 000 m。

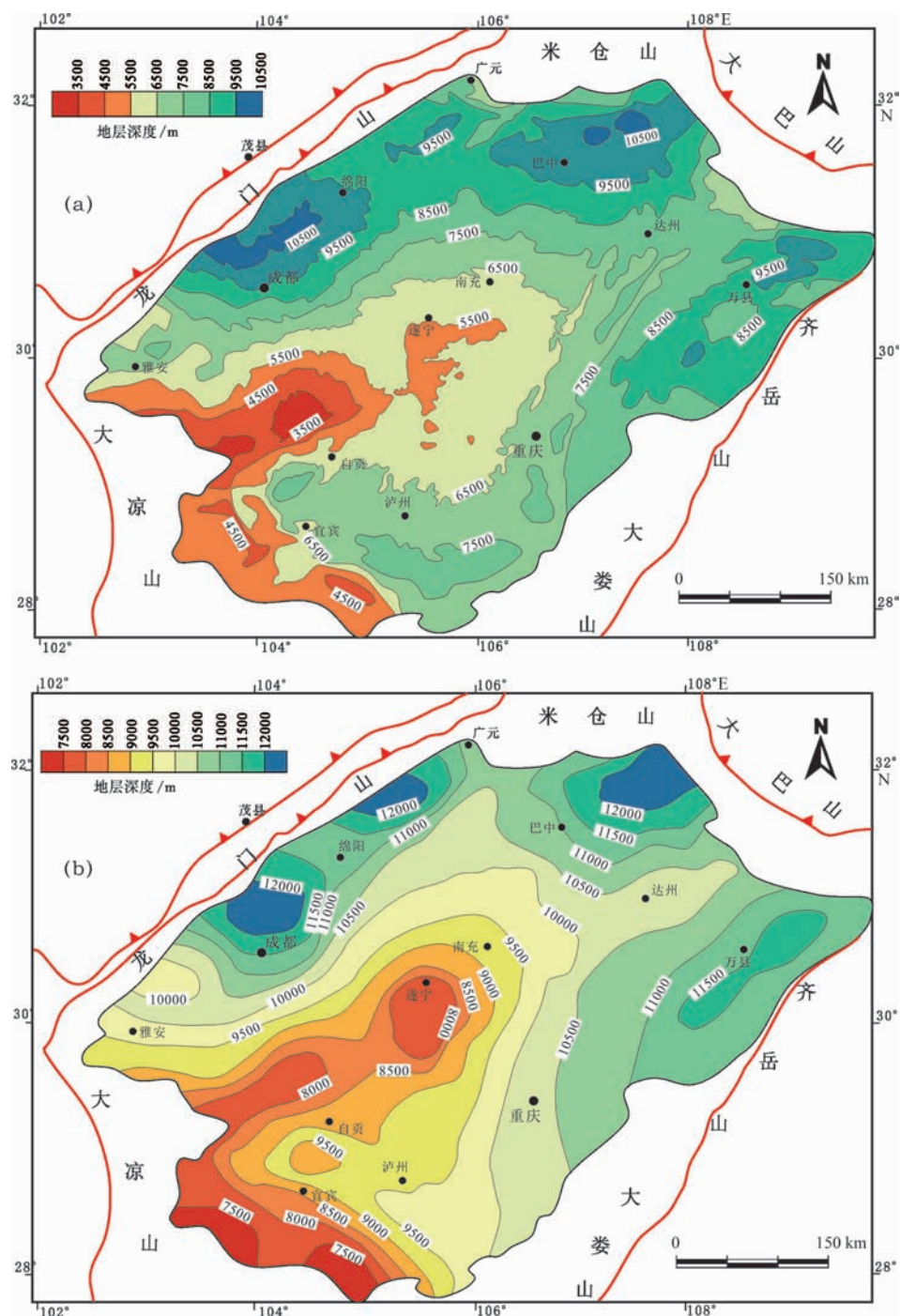


图 5 四川盆地地下寒武统牛蹄塘组底面现今埋深图(a)及其恢复(古)埋深图(b)
Fig. 5 The *in-situ* bottom depth (a) and restored bottom paleo-depth (b) of the Lower Cambrian Niutitang Formation across the Sichuan Basin

1.3 四川盆地及其周缘的强变形作用

四川盆地地处青藏高原东侧,位于特提斯-喜马拉雅构造域和滨太平洋构造域的交接转换部位;盆地及其周缘龙门山、米仓山—大巴山、齐岳山和大娄山及大凉山形成一个有机联系的复合盆山体系,具有多期多样的构造转换过程和复合联合作

用^[17,26],体现出中—新生代多期构造变形特征。总体上,盆地内部相对于盆地周缘地区构造变形、抬升剥蚀等作用较小,形成具微弱—中等构造变形特征的宽缓—中等构造或川东高陡褶皱,盆内中生代陆相地层普遍出露(图 1、图 6)。盆地西缘、北缘和东北缘发育典型的褶皱冲断带和前陆盆地二元结构,

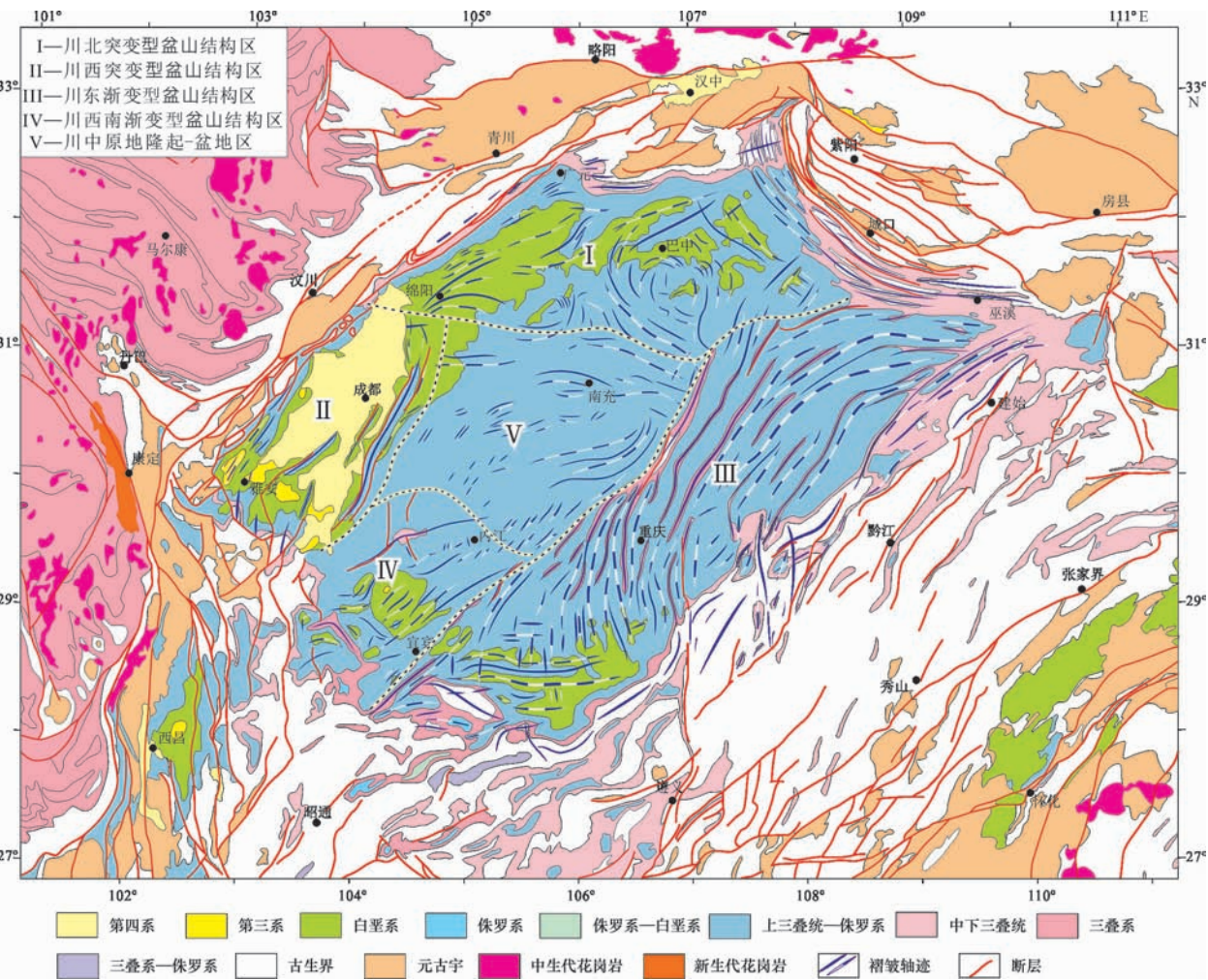


图 6 四川盆地及周缘地表构造形迹和盆山结构分区图

Fig. 6 Surface structural features and divisions of the basin-orogenic systems in the Sichuan Basin and its periphery

构建扬子板块西缘典型的突变型盆山结构带。受控于盆缘冲断扩展变形作用,盆地川中地区和川北地区形成多向挤压成因机制的典型弱变形特征的旋转构造和雁列构造等(图 6),如:绵阳、巴中等弧形旋转构造。同时,由于晚中、新生代强隆升剥蚀作用,导致盆地中北部形成典型的平原-丘陵地貌。盆地东南缘受控于雪峰造山带北西向陆内扩展变形过程和多层次滑脱变形作用^[27-29],形成盆地东南地区典型的川东高陡褶皱带,背斜高陡紧闭、向斜宽缓,滑脱变形特征明显。晚中、新生代强隆升剥蚀作用使其形成典型的深切峡谷地貌。由盆地边缘向南东方向其构造变形作用逐渐增强,形成鄂渝黔隔槽式构造变形带,背斜宽缓、向斜紧闭,晚中、新生代抬升剥蚀作用逐渐增强,导致晚中、新生代地层完全剥蚀与盆地东南部晚中、新生代地层出露形成显著的区别。

2 四川盆地及其周缘下古生界页岩深埋藏和强改造作用的过程效应

2.1 下古生界页岩深埋藏与高演化作用

四川盆地为代表的中上扬子地区经历早期深埋藏作用过程,致使其海相、海陆过渡相富有机质(页岩)均经历高演化作用。下寒武统牛蹄塘组页岩古埋深中上扬子地区总体大于 9 000 m,在四川盆地川北地区古埋深最深(超过 11 000 m),威远地区古埋深最浅(埋深 8 000 m)。四川盆地外围东部地区现今埋深较浅,受隆升剥蚀影响部分地区出露地表,总体埋深在 1 000~3 000 m,但三叠系覆盖地区埋深较大,可达 3 000~4 500 m;结合晚中、新生代抬升剥蚀量,其古埋深也普遍大于 9 000 m。上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组的古埋深与下寒武统

筇竹寺组古埋深总体特征相似,在乐山—龙女寺古隆起和黔中古隆起大面积缺失。埋深最深为四川盆地川北地区(超过 7 000 m),川南古埋深较浅(约为 6 500 m)。四川盆地外缘,受剥蚀隆升作用影响,五峰—龙马溪组埋深较浅,总体埋深约 1 000~2 000 m,结合晚中、新生代抬升剥蚀量,其古埋深也普遍大于 6 000 m。

结合四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组黑色页岩 70 余件镜质体反射率数据,插值恢复黑色页岩热成熟度 R_o 值等值线图(图 7)。总体上,下志留统龙马溪组黑色页岩 R_o 值普遍高于 2.4%,与龙马溪组古埋深特征相似都具有由盆地北东向南西逐渐减

小的趋势。最高热成熟度演化地区位于川东北前陆盆地达州—利川地区,其 R_o 值大于 3.6%,向南西和南东地区逐渐减小到约 2.4%~2.0%,盆地南缘至加里东期贵阳古隆起北部地区具有局部热演化高值区,即赤水—遵义地区,其 R_o 值约 3.4%。川中—川西南地区由于加里东构造变形导致下志留统龙马溪组完全剥蚀,其热演化程度具有较大不确定性。结合四川盆地及其周缘下寒武统牛蹄塘组黑色页岩 60 余件镜质体反射率数据,插值恢复其黑色页岩热成熟度 R_o 值等值线图(图 8)。下寒武统牛蹄塘组黑色页岩热成熟度 R_o 值普遍大于 2.8%,总体上也具有由盆地北东向南西逐渐减小的趋势。最高热成

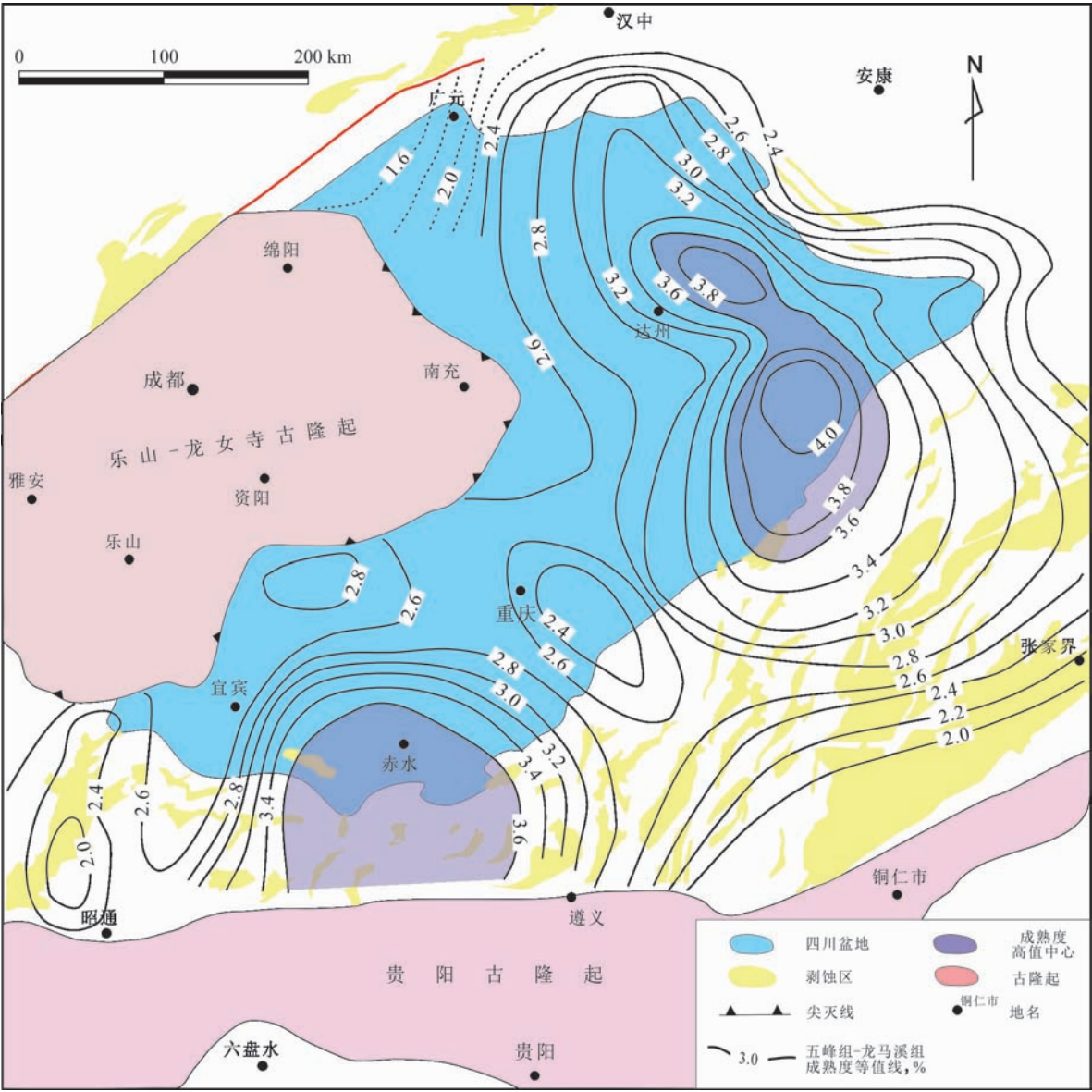


图 7 四川盆地及周缘下志留统龙马溪组黑色页岩热成熟度(R_o)特征图

Fig. 7 The R_o isoline of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery

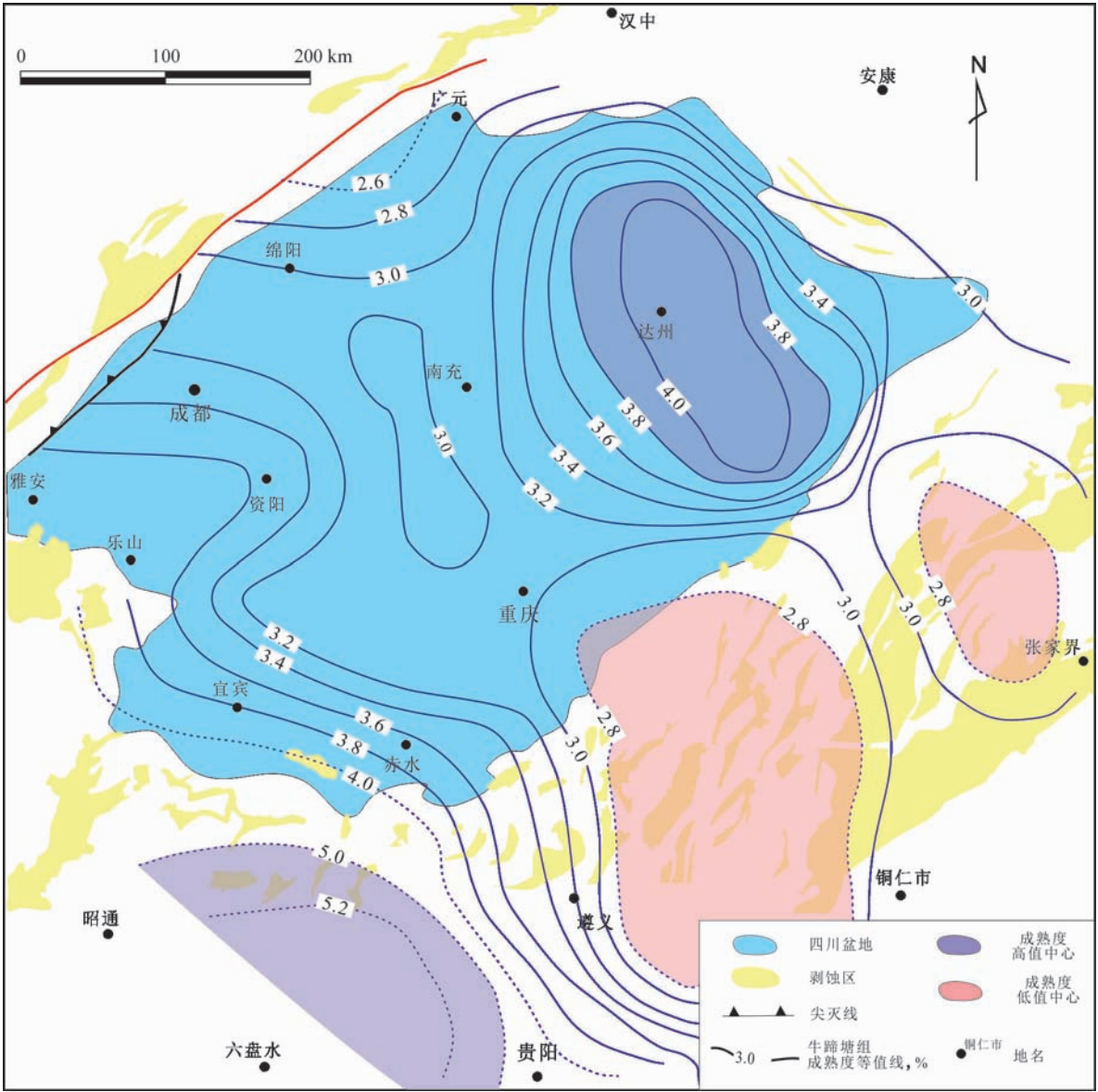


图 8 四川盆地及周缘下寒武统牛蹄塘组黑色页岩热成熟度(R_o)特征图
Fig. 8 The R_o isoline of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Sichuan Basin and its periphery

熟度演化地区位于川东北前陆盆地达州地区,其 R_o 值大于 3.8%,向盆地南西逐渐减小,至川中地区牛蹄塘组黑色页岩热成熟度 R_o 约 3.0%;同时成熟度由四川盆地向盆地南东缘具明显减小趋势,到贵州铜仁市西和湖南张家界地区普遍 R_o 值小于 3.0%,形成上扬子地区典型的热演化程度低值地区(图 8)。四川盆地由川中低值地区向盆地南西牛蹄塘组黑色页岩热成熟度逐渐增高,至贵州六盘水北部地区具热演化高值中心区,其 R_o 值普遍大于 4.0%。

四川盆地西部和北部发育晚三叠世川西前陆盆地和中一晚侏罗世川北—川东北前陆盆地,前陆地

区陆相地层恢复古厚度最大达 6 000 m 以上,与现今下古生界页岩总体最大埋深区域具有明显的叠置性,巨厚前陆沉积导致下古生界页岩埋深明显大于中上扬子其余地区,相应热演化程度明显较高^[30-31]。古生代隆起—拗陷和拉张槽格局控制和影响着下古生界页岩分布空间及其厚度^[32-34];同时由于张性构造普遍具有相对较高的热流效应从而影响页岩热演化程度,下古生界烃源岩热演化程度与其拉张槽普遍具较高热流活动和/或黑色页岩较厚间具有一定相关性。尤其是中生代前陆盆地建造过程导致下古生界页岩区域上差异埋深作用加剧,从而致使前陆

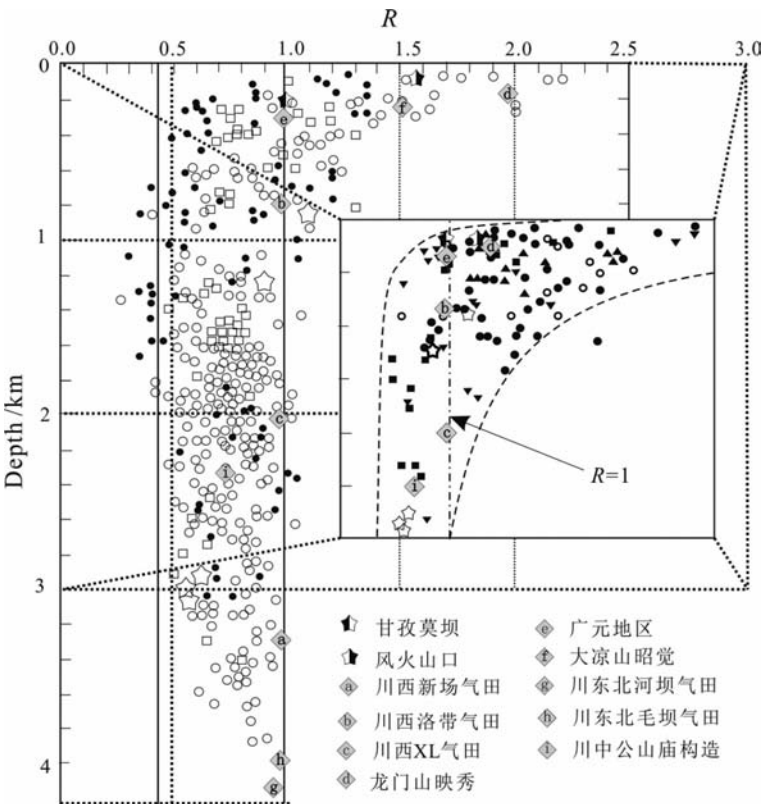
盆地地区具有相对较高的热演化程度。

2.2 强隆升、强剥蚀和强变形作用致使页岩(气)的强改造作用

强隆升剥蚀作用导致下古生界页岩应力-应变特征和温度-压力环境等变化, 从而影响页岩含气性及其保存条件。岩层抬升剥蚀过程普遍遵循线性应力-应变机制, 从而显著区别于沉降过程中岩层所遵循“pseudo-elastic”应力-应变机制^[35-36], 同时岩层弹性模量和泊松比等特征由于持续沉降埋深和抬升冷却的温差效应发生显著变化。稳定抬升剥蚀区域地表浅层普遍具有 Brown-Hoek 应力模式及其效应^[36-37], 即伴随深度(或埋深)变浅, 地层最小水平主应力与垂直主应力比值($R=S_{hmin}/S_v$)逐渐增大, 导致浅层最小(S_{hmin})与最大主应力(S_v)发生显著变化和调整(图 9)。当最大主应力、最小主应力和垂直主应力关系分别为 $S_H>S_h>S_v$, $S_H>S_v>S_h$ 和 $S_v>S_H>S_h$ 时(S_H 、 S_h 分别为水平最大和最小主应力, S_v 垂向主压力), 地层会发生不同的破裂变形, 导致页岩层系中页岩气赋存状态改变及其保存条件

变化。隆升剥蚀作用使页岩气层和盖层脆性破裂或已形成的断裂(含微缝)变成开启状态, 降低泥页岩自身封堵性能和盖层的封闭能力。

四川盆地及其周缘应力特征符合 Brown-Hoek 应力模式(图 9)。因此, 伴随抬升剥露过程, 下古生界(和其上覆地层)垂向深度(或埋深)动态变化必将导致其应力环境变化, 从而页岩层系中页岩气活动性和保存条件发生与岩石不同破裂行为相关的变化。岩层动态抬升过程中深部地层抬升至地表浅部其应力场发生变化, 易于形成不同于早期深埋状态(或就位于深部)的裂缝、节理或断层等非连续面结构。受后期地表浅部岩层破裂变形叠加改造作用影响, 地层更加有利于形成非连续性结构的空间连通系统^[38-39], 从而增强页岩层系中页岩气的活动性。同时, 伴随抬升剥蚀过程下古生界温度和压力动态变化, 导致页岩地层中页岩气吸附和游离气动态平衡由于温压条件变化而发生动态调整, 进一步影响页岩中页岩气的活动特性及其含气量。Zhou 等^[40] 基于威远地区 PVT 模型模拟揭示下寒武统筇竹寺



不同岩性符号:砂岩—未充填圆圈;页岩—充填圆圈;碳酸盐岩—正正方形。右方插入小图为 Brown-Hoek^[35]各岩性(结晶岩、沉积岩)BHSP 图。数据采集地:斯堪的纳维亚—未充填圆圈;澳大利亚—充填圆圈;加拿大一正三角形;美国—倒三角形;南非—正正方形;德国深部钻井—充填星形。

图 9 隆升剥蚀区域浅表地层 Brown-Hoek (BHSP)应力模式
(据文献^[36]修改。四川盆地新场、洛带气田及盆地周缘等地区主应力值分别据文献^[42-46]修改)

Fig. 9 Brown-Hoek stress profile in uplifted sedimentary basins

组和上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组伴随抬升作用其游离气分别散失 19.4% 和 34.5%, 反映盆地南部强隆升作用对页岩层系中页岩气赋存状态(吸附、游离等)和含气量产生重要影响。

除此之外, 伴随不同程度的抬升, 浅部地层系统也将会发生差异性剥蚀过程, 使不同时代的地层出露。王国芝和刘树根^[47] 基于流体同位素化学揭示出四川盆地及其周缘地区流体活动虽然具有跨层活动特性, 但其难以有效跨越中下三叠统膏岩层系发生大规模运移。因而, 中下三叠统膏岩层系被视为四川盆地的区域盖层, 对常规油气和非常规气的保存都具有重要意义^[8, 33, 48]。但是, 中上扬子地区差异性抬升剥蚀作用导致明显不同的隆升剥蚀幅度和地层出露, 尤其是不同构造变形样式及其变形强度对浅部地层系统裂缝或断裂系统发育过程的控制和影响, 导致区域上页岩层系具有明显的不同保存条件和页岩气富集特征。

页岩是典型的低孔与低渗介质, 页岩气在低孔渗页岩介质中渗流运移等主要受裂缝特征控制^[8, 49-50], 同时由于页岩气是页岩层系中游离气、吸附气等动态平衡集合体, 裂缝系统的发育与改造也决定着页岩层系产能和品质。强隆升、强剥蚀和强变形作用导致下古生界页岩应力-应变特征、储集物性特征等多变, 从而影响页岩气赋存状态、含气性及其保存条件等。四川盆地南缘现今页岩气勘探实例也揭示出强构造变形和抬升剥蚀作用下, 构造与保存条件是页岩气有效富集的首要条件^[9, 11]。如: 涪陵焦石坝页岩气产层超压, 地层压力系数为 1.55, 不同断裂体系与龙马溪组底部滑脱层的共同作用控制产层网状裂缝系统形成和超压的保持, 是页岩气富集高产的关键^[10]。

3 讨论

3.1 四川盆地及其周缘差异性埋深-隆升剥蚀-变形作用与页岩气富集特征

四川盆地及其周缘的中上扬子地区现今钻探成果和失利的下古生界页岩气井特征与差异性埋藏-隆升剥蚀-构造变形作用特征具有一定的相关性(表 1), 揭示出下古生界页岩气早期深埋藏-晚期强改造的独特地质作用对于页岩气分布与富集的控制影响作用。四川盆地内虽然经历多期构造变形过程, 但其构造变形和抬升剥蚀作用相对盆地周缘和

中上扬子其余地区明显较弱。位于盆内现今下古生界埋深最浅地区(即威远背斜地区)的威 201 井, 主体构造样式以弱构造变形作用形成开阔等轴背斜为主, 晚中、新生代地表剥蚀量较大(约 4 000 m), 其页岩气产层为下寒武统牛蹄塘组和下志留统龙马溪组, 产量为 1.2 万 m³/d, 全井所有层段压力系数都较低(0.92~1.1), 是目前四川盆地内具最低压力系数的数口页岩气井之一, 寒武系底部桐弯期不整合面具较好侧向连通性并通过威远背斜顶部与地表有某种程度的沟通是导致其页岩层系压力系数和页岩气产能降低的重要原因^[51]。与之相似具弱变形特征的川南地区阳 101 井, 龙马溪组页岩气产层埋深较大、剥蚀量较低, 具较高压力系数(2.25), 其页岩气产量明显较高, 为 5.8×10⁴ m³/d。盆地边缘下古生界页岩气产层埋深可能与盆内大致相当, 但其变形和地表剥蚀量普遍较盆内增加, 不同地区可能具有复杂的保存条件, 从而影响页岩气的分布与富集。盆地边缘页岩气钻井宁 203 井和焦页 1 井产层龙马溪组埋深为 2 300~3 000 m, 抬升剥蚀量较高(约 4 000 m), 都具中等构造变形强度, 但普遍具有较高压力系数, 其压力系数分别为 2.0 和 1.6, 具有较好保存条件, 因此页岩气产量分别为 1.7×10⁴ m³/d 和 6.0×10⁴ m³/d^[10, 12, 52]。相反, 地处高陡褶皱断裂带附近的南页 1 井具有明显的强构造变形作用, 下志留统龙马溪组埋深较大、抬升剥蚀量较高, 其压力系数为 1.2, 页岩气产量试井显示为 0.5×10⁴ m³/d。四川盆地及周缘下古生界页岩气钻井揭示, 高产井的页岩气层均存在异常高压, 低产井和微含气井页岩气层一般都为常压或异常低压, 页岩气产量与压力系数呈正相关性^[8]。而页岩气层异常压力(系数)的保持又受后期强改造作用控制。

中上扬子四川盆地外围地区, 受控于青藏高原东向扩展变形和扬子陆内构造变形系统的影响, 下古生界页岩虽然早期深埋藏作用与四川盆地差别不明显, 但晚中、新生代构造变形与地表隆升剥蚀作用等却具显著差别, 导致盆地外部形成不同类型和时期的造山带和晚中、新生代地层完全剥蚀, 因此现今下古生界一般相对于四川盆地埋深较浅(普遍小于 1 000~3 000 m)、隆升剥蚀作用较强(普遍大于 4 000~6 000 m)(表 2), 其现今压力系数常常为弱低压、保存条件相对较差, 可能受地表大气淡水下渗作用严重影响, 下古生界页岩层系 CH₄ 含气率低、常富含 N₂。鄂渝黔隔槽式构造带中的河页 1 井、黄页

表 1 四川盆地及其周缘差异性埋深-隆升剥蚀-变形作用与页岩气特征对比表

Table 1 The relationships between the shale-gas characteristics and the differential burial, uplift and deformation across the Sichuan Basin and its periphery

| 区带 | 典型钻井 | 页岩气产层 | 压力系数 | 产量 /(10 ⁴ m ³ /d) | 现今深度/m | 地表剥蚀量/m | 构造变形强度 |
|----|---------|-----------------------------------|------|--|--------|---------|--------|
| 盆内 | 威 201 井 | S ₁ l—C ₁ n | 0.92 | 1.2 | 2 000 | 4 000 | 弱变形 |
| | 阳 101 井 | S ₁ l | 2.25 | 5.8 | 3 500 | 2 000 | 弱变形 |
| 盆缘 | 宁 203 井 | S ₁ l | 2.0 | 1.7 | 3 000 | 4 000 | 中等变形 |
| | 焦页 1 井 | S ₁ l | 1.55 | 6.0 | 2 300 | 4 000 | 中等变形 |
| | 南页 1 井 | S ₁ l | 1.2 | 0.5 | 4 500 | >4 500 | 强变形 |
| | 彭页 1 井 | S ₁ l | 0.9 | 2.5(无稳产) | 3 400 | >4 500 | 强变形 |
| | 河页 1 井 | S ₁ l | — | 0.2 | 2 500 | >4 500 | 强变形 |
| 盆外 | 湘页 1 井 | P ₂ d | — | 0.2 | 1 000 | >4 500 | 强变形 |
| | 黄页 1 井 | C ₁ n | — | 0.2 | 1 000 | >6 000 | 强变形 |
| | 昭页 1 井 | S ₁ l | 0.8 | — | 2 000 | >6 000 | 强变形 |

注:表中相关数据据文献[9,20-21,23,52,54-57]。

表 2 四川盆地及周缘页岩气保存条件相关参数间相关性分析表

Table 2 The relationships between basic features and the preservation conditions of the shale-gas in the Sichuan Basin and its periphery

| 要素 | 含气性 | 深埋藏 | 强隆升剥蚀 | 高应力强变形 | 压力系数 | 含水饱和度 | R _o | TOC 含量 | 矿物成分 | 孔渗性 |
|----------------|-----|-----|-------|--------|------|-------|----------------|--------|------|-----|
| 含气性 | | | | | | | | | | |
| 深埋藏 | — | | | | | | | | | |
| 强隆升剥蚀 | O | NO | | | | | | | | |
| 高应力强变形 | O | — | O | | | | | | | |
| 压力系数 | O | O | O | O | | | | | | |
| 含水饱和度 | O | O | O | O | O | | | | | |
| R _o | O | O | — | NO | NO | NO | | | | |
| TOC 含量 | O | NO | — | NO | NO | NO | NO | | | |
| 矿物成分 | O | NO | — | NO | — | NO | — | O | | |
| 孔渗性 | O | O | O | O | O | — | — | O | O | |
| 岩石力学特性 | — | O | O | O | — | — | — | O | O | — |

注:“O”代表典型相关性,“NO”代表不具明显相关性,“—”代表相关性不确定。

1 井等,其页岩气产层现今埋深约 1 000~2 500 m,但地表抬升剥蚀量普遍大于 4 500 m,保存条件较差,页岩气试井产量为 0.2×10⁴ m³/d^[12]。彭页 1 井下志留统龙马溪组埋深约 3 500 m,井位地区主体构造具强变形和强隆升剥蚀作用,其现今压力系数仅为 0.9,虽然试井产量为 2.5×10⁴ m³/d,但却无稳产^[11,52]。至今中上扬子四川盆地外围地区下古生界页岩气勘探未获得商业性成功,其强隆升剥蚀作用和强变形作用致使保存条件差可能是主要原因。然而,不能据此否定四川盆地以外广大中国南方下古生界页岩气勘探开发前景。页岩气是自生自储自盖(封闭)的连续性油气聚集,没有圈闭和藏的概

念^[13,53],自生保存条件的破坏是渐变的,对页岩气富集的影响也是渐变的,而不是灾难性。四川盆地外围地区钻井在下古生界富有机质页岩多多少少均有气存在的事实充分揭示页岩气连续性聚集和自生保存条件非灾难性破坏的特征。

3.2 页岩气保存条件研究思考

常规油气藏保存条件是其成藏要素中研究最薄弱且最难研究的要素。页岩气不同于常规气藏,页岩本身既是烃源岩又是储集层和盖层。伴随页岩气勘探开发在我国如火如荼地开展,从烃源岩和有效储层等角度对中上扬子下古生界黑色富有机质页岩层系进行了广泛深入地研究^[6,11,13-15]。页岩层系本

身静态条件与其沉积建造过程密切相关, 有机碳含量、储层厚度、矿物组成及孔渗性等静态页岩层系参数特征是页岩气形成与分布的基础条件。这些基础条件也是页岩(气)重要的评价参数(表 2), 在页岩气选区中具有重要意义。页岩层系静态条件研究揭示出我国南方下古生界页岩层系与北美主要页岩气产层具有一定的相似性和特殊性, 如: 相似的埋藏-抬升过程但具深埋藏-强隆升、高有机质成熟度等。同时也指出, 南方深水陆棚相黑色富有机质优质泥页岩是页岩能否成为高效产层与规模气田的必要条件^[6, 11, 14-15], 但不是充分条件。我国南方近年的页岩气勘探开发实践也揭示, 页岩层系静态条件研究难以揭示页岩气分布与富集规律, 其动态保存条件对于页岩气高效产层与规模气田的形成与分布具有关键控制意义^[9, 11, 52, 58]。

页岩层系动态条件与其强隆升-强剥蚀-高应力强变形作用, 即强改造(构造演化)作用过程密切相关, 其相关的隆升剥蚀幅度与出露(或剥蚀残存)地层、埋藏深度、应力-应变强度与变形样式等常常表征为页岩层系的流体压力系数。静态要素有机质成分、矿物成分和孔渗性等之间具有一定相关性, 中上扬子地区下寒武统牛蹄塘组石英含量、黏土含量与有机质富集和页岩岩石力学特性等呈负相关性, 而有机质富集程度、热成熟度 R_o 与页岩中有机质孔隙具有明显相关性; 含气性中吸附量与 TOC 含量、纳米孔特征和石英含量具一定正相关性^[15, 59]等。动态条件中强隆升剥蚀、高应力强变形常常具有正相关性, 从而导致裂缝系统发育与保存条件破坏和大气淡水下渗等作用密切相关, 与地层压力系数和含气性等常具负相关性(表 2)。

页岩层系隆升剥蚀作用-页岩矿物成分-岩石力学特性-应力与应变-孔渗性-压力系数-含水饱和度等静态条件和动态条件之间具有明显的相关性(表 1), 从而决定着页岩层系的动态保存条件。一般而言, 较高脆性矿物含量有利于地层抬升剥蚀过程中应力和应变作用, 导致较高裂缝发育程度和下渗大气淡水作用, 从而不利于地层压力和页岩气的保存。但一定含量的脆性矿物又有利于页岩气压裂开发等。值得指出的是, 页岩层系有效的动态保存条件不仅在于黑色富有机质优质泥页岩本身, 同时其上覆地层和下伏层系的有利保存条件对于形成高效产层与规模气田也至关重要, 如: 威 201 井多层段具页岩气产量揭示上覆地层具较佳保存条件, 但下

伏震旦系顶界桐弯期不整合界面侧向贯通性导致下寒武统牛蹄塘组低压低产量^[11, 51]。因此, 当下古生界黑色页岩层系同时具有利静态(原生建造条件)和动态条件(构造演化与改造条件)时, 才能够形成有利的高效产层与规模气田。一般而言, 四川盆地及其周缘下古生界黑色富有机质优质泥页岩具良好保存条件、适中的古埋深与抬升剥蚀幅度、弱-中等构造变形强度与宽缓构造变形样式、远离大-中型多期活动性断裂系统与强流体活动带等, 具有较佳的保存条件, 从而有利于形成中上扬子地区下古生界页岩气高效产层与规模气田。

页岩气是自生自储自盖(封闭)的连续性油气聚集, 没有圈闭和藏的概念^[13, 53], 自生保存条件的破坏是渐变的, 对页岩气富集的影响也是渐变的, 而不是灾难性的。理论上讲, 页岩气保存条件的好坏最重要的内因是自身的封闭性, 建议更多学者关注页岩自封闭性机理和控制因素的研究。对页岩气保存条件的研究, 可从以下正反两方面页岩自身特性着手进行探讨。(1)页岩气形成后是否经历过水, 尤其是大气淡水的改造以及改造程度, 改造强度越大, 页岩的自封闭性越差。水, 尤其是地表大气淡水对页岩自身特性和页岩气赋存状态均有较大的影响。页岩中黏土矿物属层状硅酸盐, 具不同结构方式与数量的硅-氧四面体和铝氧或镁氧八面体晶体二维排列导致各类黏土矿物具不同水敏性。近地表大气淡水淋滤作用下, 长石及铝硅酸盐矿物蚀变形成高岭石, 尤其是开放或半开放成岩体系中, 同时形成一定量次生孔隙, 可能有利于页岩气吸附作用; 但过强的淡水淋滤作用通常导致保存条件的完全散失。此外, 富钠蒙皂石遇水膨胀体积增大 6~10 倍, 从而减小孔隙体积, 导致渗透率及吸附气含量显著减少; 尤其是膨胀后, 易从骨架颗粒上脱落下来, 在流体作用下分散、移动, 堵塞储集层孔隙喉道, 大大降低渗透率, 从而影响页岩等层系中页岩气渗透性和含气性^[60-62], 如: 含蒙皂石 5% 和石英 95% 的岩心与浅表淡水接触后, 其渗透率降低 1/69。我们初步认为, 外因(盖层、顶底板、剥蚀作用、变形作用等)是通过(地表)水的作用而影响页岩的自封闭性。(2)页岩流体压力系数是页岩自封闭性好坏的综合性判别指标, 高压、超高压意味着良好的保存条件。干酪根在向液态和气态转换, 尤其是液态石油裂解形成天然气时, 均有体积的膨胀, 若页岩具自封闭性, 势必引起异常高压^[63]。然而, 须进一步研究是否常压页岩

就一定没有封闭性。北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩气, 有机质丰度大于 3.0%, 以热成因气为主, 吸附气普遍达 40%~60%, 具低压-常压特征、其压力系数为 0.8~1.1, 但单井平均日产量也达 $(1.5 \sim 11) \times 10^4 \text{ m}^3$ [64]。它揭示出常压-低压页岩也具有较好的封闭性, 能够形成较佳的优质页岩储层和高效产层。

4 结论

晚白垩世以来四川盆地多阶段性隆升过程普遍具有 1 000~4 000 m 地表剥蚀厚度, 地表差异性剥蚀幅度与陆相地层沉积厚度共同控制着四川盆地前中生代地层埋深盆地空间上的显著差异性。四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组底面和下寒武统牛蹄塘组底面古埋深普遍大于 6 500 m 和 9 000 m, 等深线总体呈 NE-SW 展布, 且二者底面埋深具有由北东向南西逐渐减小的趋势。龙马溪组底面古埋深最浅位于盆地南缘宜宾以南地区、古埋深约 6 000 m, 最大埋深处为川北地区、古埋深约 9 000 m。牛蹄塘组底面古埋深最大埋深处位于川西—川北前陆盆地、古埋深大于 11 000 m; 最小古埋深处位于宜宾—自贡—遂宁一带、古埋深小于 8 000 m。

四川盆地地下古生界页岩深埋藏与其高热演化具有密切相关性。下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组黑色页岩热成熟度 R_o 值普遍大于 2.4% 和 2.8%, 都具有由盆地北东向南西逐渐减小的趋势。龙马溪组黑色页岩热成熟度 R_o 值最高地区位于川东北前陆地区, 其 R_o 值大于 3.6%, 向南西和南东地区逐渐减小到约 2.4%~2.0%。牛蹄塘组黑色页岩热成熟度最高区域 R_o 值大于 3.8%, 向南西和南东区域逐渐减小, 至川中地区热成熟度 R_o 约 3.0%, 到贵州和湖南地区普遍 R_o 值小于 3.0%。强隆升、强剥蚀和强变形致使下古生界页岩强改造作用, 具有动态的应力-应变、温度和压力变化特征, 及其保存条件的有效性改变。尤其是, 伴随抬升剥露过程与 Brown-Hoek 应力模式相关的下古生界垂向深度动态变化必将导致页岩层系中页岩气活动性和保存条件发生与岩石不同破裂行为相关的变化。四川盆地及其周缘现今钻探成功和失利的下古生界页岩气井特征与差异性埋藏-隆升剥蚀-构造变形作用的相关性揭示出下古生界页岩气深埋藏-强改造地质作用对于其分布与富集的控制作用。

参考文献

- [1] EIA. Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040 [M]. Washington: U. S. Energy Information Administration, 2013: 1-244.
- [2] Passey Q R, Bohacs K M, Klimentidis E R, et al. From Oil-prone Source Rock to Gas-producing Shale: Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs [M]. New York: SPE, 2010.
- [3] 王兰生, 邹春艳, 郑平, 等. 四川盆地地下古生界存在页岩气的地球化学依据 [J]. 天然气工业, 2009(5): 59-62.
- [4] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力 [J]. 石油勘探与开发, 2010(6): 641-653.
- [5] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件 [J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
- [6] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 3: 288-299, 308.
- [7] Liu S G, Ma W X, Jansa L, et al. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Lower Silurian Longmaxi Formation, East Sichuan Basin, China [J]. Energy Exploration & Exploitation, 31(2): 187-219.
- [8] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术 [M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- [9] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示: 以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例 [J]. 天然气地球科学, 2013(4): 643-651.
- [10] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式 [J]. 石油勘探与开发, 2014(1): 28-36.
- [11] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素 [J]. 天然气工业, 2014(6): 17-23.
- [12] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景 [J]. 天然气工业, 2014, 4(12): 1-15.
- [13] 刘树根, 曾祥亮, 黄文明, 等. 四川盆地页岩气藏和连续型-非连续型气藏基本特征 [J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2009, 36(6): 578-592.
- [14] 刘树根, 马文辛, Jansa L, 等. 四川盆地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征 [J]. 岩石学报, 2011, 27(8): 2239-2252.
- [15] 罗超, 刘树根, 孙玮, 等. 上扬子区下寒武统牛蹄塘组页岩气基本特征研究: 以贵州丹寨南皋剖面为例 [J]. 天然气地球科学, 2014, 25(3): 53-470.
- [16] 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉. 四川盆地形成与演化 [M]. 北京: 地质出版社, 1996: 1-200.
- [17] 刘树根, 邓宾, 李智武, 等. 盆地结构与油气分布: 以四川盆地为例 [J]. 岩石学报, 2011(3): 621-635.
- [18] Li Z W, Liu S G, Chen H D, et al. Spatial variation in Meso-

- Cenozoic exhumation history of the Longmen Shan thrust belt (eastern Tibetan Plateau) and the adjacent western Sichuan Basin: Constraints from fission track thermochronology[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2012, 47: 185-203.
- [19] Deng B, Liu S G, Li Z W, et al. Differential exhumation in the Sichuan Basin, eastern margin of Tibetan Plateau, from apatite fission-track thermochronology[J]. *Tectonophysics*, 2013, 591: 98-115.
- [20] 刘树根, 孙玮, 李智武, 等. 四川盆地晚白垩世以来的构造隆升作用与天然气成藏[J]. *天然气地球科学*, 2008(3): 293-300.
- [21] 邓宾, 刘树根, 刘顺, 等. 四川盆地地表剥蚀量恢复及其意义[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2009, 36(6): 675-687.
- [22] Richardson N J, Densmore A L, Seward D, et al. Extraordinary denudation in the Sichuan Basin: Insights from low-temperature thermochronology adjacent to the eastern margin of the Tibetan Plateau[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2008, 113. doi: 10. 1029/2006JB004739.
- [23] 邓宾, 刘树根, 王国芝, 等. 四川盆地南部地区新生代隆升剥露研究: 低温热年代学证据[J]. *地球物理学报*, 2013(6): 1958-1973.
- [24] Shen C B, Mei, L F, Xu, S H. Fission track dating of Mesozoic sandstone and its tectonic significance in the Eastern Sichuan basin, China[J]. *Radiation Measurements*, 2009, 44: 945-949.
- [25] 刘树根, 李智武, 刘顺, 等. 大巴山前陆盆地-冲断带的形成演化[M]. 北京: 地质出版社, 2006: 1-247.
- [26] 沈传波, 梅廉夫, 徐振平, 等. 四川盆地复合盆地体系的结构构造和演化[J]. *大地构造与成矿学*, 2007(3): 288-299.
- [27] Yan D P, Zhou M F, Song H L, et al. Origin and tectonic significance of a Mesozoic multi-layer over-thrust system within the Yangtze Block (South China)[J]. *Tectonophysics*, 2003, 36: 239-254.
- [28] 金宠, 李三忠, 王岳军, 等. 雪峰山陆内复合构造系统印支-燕山期构造穿时递进特征[J]. *石油与天然气地质*, 2009, 30(5): 598-608.
- [29] Li S Z, Santosh M, Zhao G C, et al. Intracontinental deformation in a frontier of super-convergence: A perspective on the tectonic milieu of the South China Block[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2012, 49: 313-329.
- [30] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. *石油学报*, 2010(2): 225-230.
- [31] 李延钧, 刘欢, 张烈辉, 等. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J]. *中国科学: 地球科学*, 2013(7): 1088-1095.
- [32] 王一刚, 文应初, 洪海涛, 等. 四川盆地及邻区上二叠统一下三叠统海槽的深水沉积特征[J]. *石油与天然气地质*, 2006(5): 702-714.
- [33] 刘树根, 孙玮, 罗志立, 等. 兴凯地裂运动与四川盆地下组合油气勘探[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2013, 40(5): 511-521.
- [34] 刘树根, 宋金民, 赵异华, 等. 四川盆地龙王庙组优质储层形成与分布的主控因素[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2014(6): 657-670.
- [35] Brown E T, Hoek E. Trends in relationships between measured in situ stress and depth[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts*, 1978, 15: 211-215.
- [36] Nadan B J, Engelder T. Microcracks in New England granitoids: A record of thermoelastic relaxation during exhumation of intracontinental crust[J]. *GSA Bulletin*, 2009, 121(1/2): 80-99.
- [37] Price N J, Cosgrove J W. Analysis of Geological Structures [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 1990: 209-238.
- [38] Gillespie P A, Johnston J D, Loriga M A, et al. Influence of layering on vein systematics in line sample[J]. *Geological Society Special Publications*, 1999, 155: 35-56.
- [39] Deng B, Liu S G, Suo Yang, et al. Fractal analysis of veins in Permian carbonate rocks in Lingtanchang anticline, southern Sichuan Basin, western China[J]. *Geofluids*, 2014, 14: 160-173.
- [40] Zhou Q, Xiao X M, Tian H, et al. Modeling free gas content of the Lower Paleozoic shales in the Weiyuan area of the Sichuan Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 57: 87-96.
- [41] 王学潮, 郭启良, 张辉, 等. 青藏高原东北缘水压致裂地应力测量[J]. *地质力学学报*, 2000(2): 64-70.
- [42] 吴满路, 张春山, 廖椿庭, 等. 青藏高原腹地现今地应力测量与应力状态研究[J]. *地球物理学报*, 2005(2): 327-332.
- [43] 余琪祥, 吴爱军, 李善良, 等. 地应力剖面在储层开发中的应用: 以川西 XL 气田沙溪庙组储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2001(1): 42-47.
- [44] 李毓, 王洪辉, 李楠, 等. 川西坳陷中部现今地应力纵向分布规律研究及应用[J]. *天然气工业*, 2005(11): 43-44, 149.
- [45] 李留伟, 吴建军, 龙学, 等. 川西新场构造地应力分布规律研究及其应用[J]. *天然气工业*, 2008(9): 80-82, 140-141.
- [46] 范翔宇, 康海涛, 龚明, 等. 川东北山前高陡构造地应力精细计算方法[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2012(3): 41-46.
- [47] 王国芝, 刘树根. 海相碳酸盐岩区油气保存条件的古流体地球化学评价: 以四川盆地中部下组合为例[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2009, 36(6): 631-644.
- [48] 金之钧, 周雁, 云金表, 等. 我国海相地层膏盐岩盖层分布与近期油气勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 715-714.

[49] 聂海宽, 边瑞康, 张培先, 等. 川东南地区下古生界页岩储层微观类型与特征及其对含气量的影响[J]. 地学前缘, 2014, 21(4): 331-343.

[50] 丁文龙, 李超, 李春燕, 等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 212-220.

[51] 刘树根, 孙玮, 赵异华, 等. 四川盆地震旦系灯影组天然气的差异聚集分布及其主控因素[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 10-23.

[52] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素: 以焦石坝地区五峰组-龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.

[53] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.

[54] 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等. 湘鄂西-川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J]. 中国科学: 地球科学, 2010(2): 161-174.

[55] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012(1): 69-75.

[56] 郑和荣, 高波, 彭勇民, 等. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J]. 古地学报, 2013(5): 645-656.

[57] 石红才, 施小斌. 中、上扬子白垩纪以来的剥蚀过程及构造意义: 低温年代学数据约束[J]. 地球物理学报, 2014(8): 2608-2619.

[58] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. 地学前缘, 2012, 19(3): 280-294.

[59] 蒲泊伶, 董大忠, 牛嘉玉, 等. 页岩气储层研究新进展[J]. 地质科技情报, 2014, 33(2): 98-104.

[60] Morad S, Ketzer J M, De Ros L F. Spatial and temporal distribution of diagenetic alterations in siliciclastic rocks: Implications for mass transfer in sedimentary basins[J]. Sedimentology, 2000, 47: 95-120.

[61] Wilkinson M, Haszeldine R S, Fallick A. Jurassic and Cretaceous clays of the northern and central North Sea hydrocarbon reservoirs reviewed[J]. Clay Minerals, 2006, 41(1): 151-186.

[62] 宋丽红, 朱如凯, 朱德升, 等. 黏土矿物对广安须家河组致密砂岩物性影响[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(2): 73-78.

[63] Barker C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74: 1254-1261.

[64] Montgomery S L, Jarvie M D, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.