

川东地区下志留统龙马溪组热演化

曹环宇^{1,2}, 朱传庆¹, 邱楠生¹

(1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石化勘探分公司, 四川 成都 610041)

摘 要:泥页岩的热演化是其在不同地质时期的成熟度状态,对油气藏的勘探开发与油气资源评价都具有重要意义。泥页岩的热演化主要受时间与温度的控制,其中又以温度为主。利用等效镜质体反射率与磷灰石裂变径迹古温标数据重建川东地区热史,分析川东地区下志留统龙马溪组热演化史,讨论热演化与页岩气的关系。结果表明:川东地区晚元古代—晚古生代热状态稳定,热流较低($45\sim 50\text{ mW}\cdot\text{m}^{-2}$),于海西期开始热流逐渐升高,晚二叠世(250 Ma 左右)达到最高值($60\sim 80\text{ mW}\cdot\text{m}^{-2}$),随后热流持续降低直至今今($45\sim 65\text{ mW}\cdot\text{m}^{-2}$);龙马溪组成熟度演化与生烃过程呈阶段性,存在两次快速成熟,分别对应海西期东吴运动地壳拉张与晚三叠世以来的地层快速埋深;龙马溪组于晚白垩世(约 80 Ma)达到最高热演化程度,随后开始遭受抬升降温,生烃作用停止;泥页岩热演化与页岩气密切相关,龙马溪组页岩气成藏可划分为生物气阶段(250~430 Ma)、热解气阶段(80~250 Ma)与抬升改造阶段(0~80 Ma),经历快速成熟演化保证了充足的气量并促进了储集空间的形成,后期快速抬升降温改善了泥页岩储集性能,有利于页岩气的保存。

关键词:热演化;地温场;镜质体反射率;磷灰石裂变径迹;页岩气;下志留统;龙马溪组;四川盆地
中图分类号:P618.130.2 **文献标志码:**A

Thermal Evolution of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Eastern Sichuan Basin

CAO Huan-yu^{1,2}, ZHU Chuan-qing¹, QIU Nan-sheng¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Exploration Company of SINOPEC, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Thermal evolution of shale, which is the maturity stage in different geological times, has great importance in hydrocarbon exploration and development as well as hydrocarbon resource assessment. Thermal evolution of shale is mostly controlled by time and temperature, and especially by temperature. The thermal history in the eastern Sichuan Basin was reconstructed by geothermometer data of equivalent vitrinite reflectance and apatite fission track; the thermal evolution history of Lower Silurian Longmaxi Formation in the eastern Sichuan Basin was analyzed; the relationship between thermal evolution of shale and shale gas accumulation was discussed. The results show that the thermal state is stable from Late Proterozoic to Late Paleozoic in the eastern Sichuan Basin, and the heat flow is low ($45\sim 50\text{ mW}\cdot\text{m}^{-2}$); the heat flow begins to increase during Hercynian, and reaches the peak ($60\sim 80\text{ mW}\cdot\text{m}^{-2}$) in Late Permian

收稿日期:2015-02-04

基金项目:国家自然科学基金项目(41125010);国家重点基础研究发展计划(“九七三”计划)项目(2012CB214703);
中国石油科技创新基金项目(2013D-5006-0102)

作者简介:曹环宇(1991-),男,湖南沅江人,中国石油大学(北京)工学硕士研究生,E-mail:caohuanyu722@126.com。

通讯作者:邱楠生(1968-),男,福建连城人,教授,博士研究生导师,理学博士,E-mail:qiunsh@cup.edu.cn。

(about 250 Ma), and then persistently decreases to the present value ($45\text{--}65\text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$); the maturity evolution and hydrocarbon generation process of Longmaxi Formation have two rapid maturation stages, including the crust extension of Dongwu movement in Hercynian and rapid bury of stratum since Late Triassic; the thermal evolution of Longmaxi Formation reaches the peak in Late Cretaceous (about 80 Ma), and the following intensive uplift and cooling lead to the termination of hydrocarbon generation; the thermal evolution has close relationship with shale gas accumulation, which can be divided into biogenic gas stage (250–430 Ma), pyrolysis gas stage (80–250 Ma) and uplifting and reforming stage (0–80 Ma) in Longmaxi Formation; rapid maturation and hydrocarbon generation provide the abundance of gas, and accelerate the formation of reservoir space, and the following rapid uplift and cooling improve the reservoir property of shale, and are advantageous for the preservation of shale gas.

Key words: thermal evolution; geothermal field; vitrinite reflectance; apatite fission track; shale gas; Lower Silurian; Longmaxi Formation; Sichuan Basin

0 引言

泥页岩的热演化是其在不同地质时期的成熟度状态。泥页岩的热演化研究是动态研究油气生、排、运、聚等成藏过程的基础,对油气藏勘探开发与油气资源评价等都具有重要的指导意义。泥页岩的热演化过程与演化程度直接控制生成的油气量与油气性质;对于直接储存于泥页岩中的页岩气,热演化对其由生至储全过程都具有不可忽视的影响。

下志留统龙马溪组黑色、暗色泥页岩有机质丰度高且厚度大,是四川盆地重要的烃源岩,具有良好的生烃潜力^[1]。四川盆地龙马溪组既是石炭系气藏的主要气源岩^[2],也是重要的古生界页岩气储层^[3]。川东地区是四川盆地油气勘探的重要区块,不仅发现了普光超大型气田^[4],也成功在焦石坝龙马溪组中获得工业性气流^[5–7],为中国尚在起步阶段的页岩气开发提供了宝贵经验。

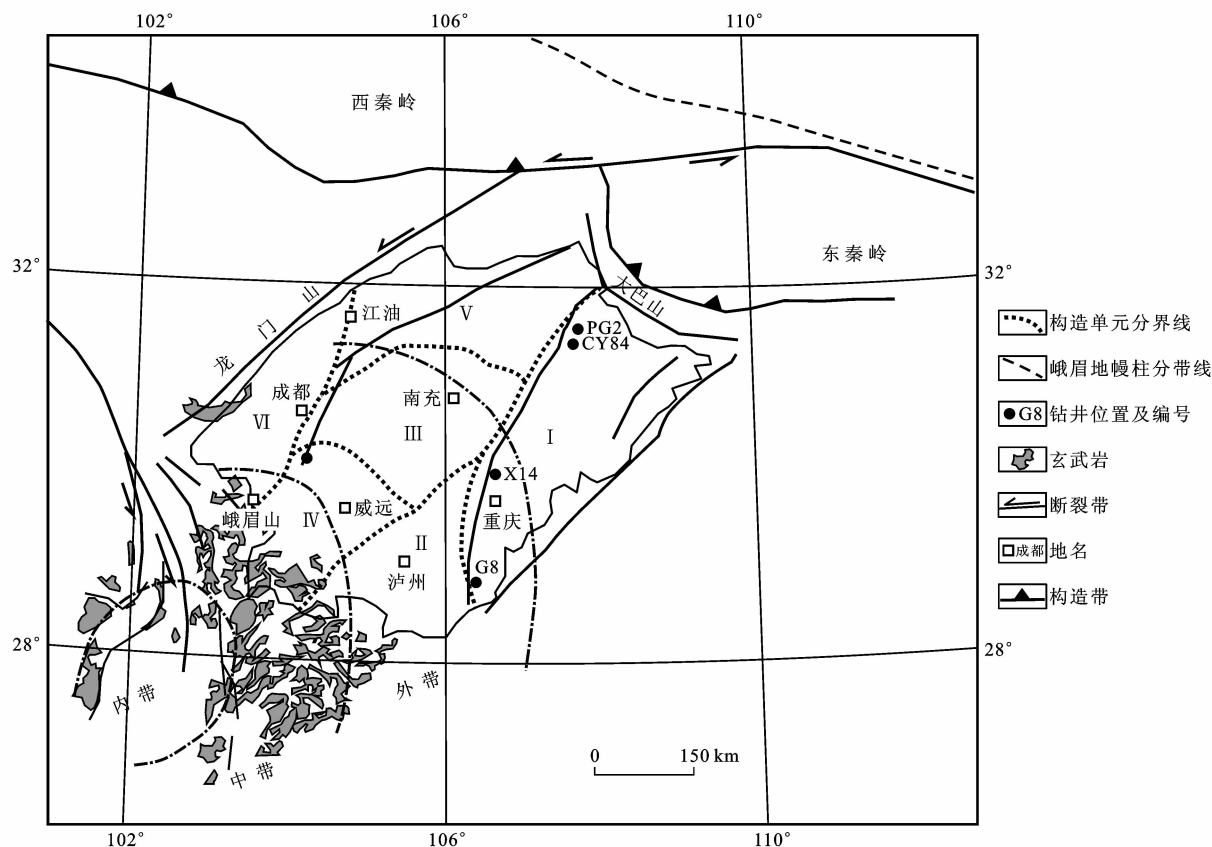
近年来,随着古生界海相地层在油气勘探中受重视程度的提升,针对四川盆地龙马溪组的研究逐渐增多,包括沉积相、储集层、有机地球化学参数、页岩气富集条件等方面^[3,8–12]。谢晓黎等对四川盆地地温场已经进行了长期的研究,对现今地温场特征与古地温场演化等取得了重要认识,同时也积累了大量的古温标数据与岩石热物理参数^[13–20],为进一步研究打下了坚实的基础。但前人对四川盆地志留统龙马溪组泥页岩热演化史的研究比较匮乏。笔者通过对等效镜质体反射率、磷灰石裂变径迹古温标等多种参数的综合分析,恢复川东地区热史,在此基础上对下志留统龙马溪组热演化史进行研究,并讨论了泥页岩热演化与页岩气成烃成藏的关系。

1 地质背景与现今地温场

1.1 地质背景

四川盆地是位于扬子克拉通的大型海相-陆相叠合盆地,其形成与演化经历了中一晚元古代扬子地台基底形成阶段、震旦纪—中三叠世被动大陆边缘阶段、晚三叠世盆山转换与前陆盆地形成演化阶段、侏罗纪—第四纪前陆盆地沉积构造演化阶段^[21],可分为川东高陡褶皱带、川南低陡褶皱带、川中平缓褶皱带、川西南低陡褶皱带、川北低平褶皱带、川西低隆褶皱带等次一级构造单元^[22]。本文所指的川东地区即为川东高陡褶皱带,位于华蓥山、石龙峡以东,齐岳山以西,北至大巴山逆冲推覆构造带,南至綦江一带(图1)。四川盆地发育自震旦系至第四系逾10 000 m地层,其中震旦系到中三叠统海相地层厚4 100~7 000 m,上三叠统到第三系陆相地层厚3 500~6 000 m^[21]。四川盆地经受多次抬升剥蚀,地层之间存在多个不整合,主要包括中—新生界之间的不整合、侏罗系与三叠系之间的不整合、上二叠统与下二叠统之间的不整合以及早古生界顶部不整合^[23]。四川盆地西南部发育峨眉山玄武岩,其形成于二叠纪晚期的地幔柱活动^[24],何斌等依据沉积特征将其分为内带、中带与外带^[25],川东地区仅有少部分位于外带范围之内。

四川盆地志留统龙马溪组沉积于局限的深水陆棚环境,主要分布在川东和川南地区,川西地区乐山—龙女寺隆起被剥蚀殆尽^[8,26]。该盆地具有两个沉积中心,分别位于万县—石柱地区和泸州—自贡—宜宾地区,最大沉积厚度为700 m^[27]。龙马溪组有机碳丰度表现出下部较高、上部较低的特征,下



I 为川东高陡褶皱带; II 为川南低陡褶皱带; III 为川中平缓褶皱带; IV 为川西南低陡褶皱带; V 为川北低平褶皱带; VI 为川西低隆褶皱带;

图件引自文献[25], 有所修改

图 1 四川盆地及邻区构造单元分布

Fig. 1 Distribution of Structural Units in Sichuan Basin and Its Adjacent Region

段黑色页岩有机碳丰度一般大于 2.0%, 上段粉砂岩、灰色薄层钙质岩有机碳丰度一般小于 1.0%, 有机质类型以 I 型为主^[11]。热演化程度总体偏高, 镜质体反射率(R_o)主要分布于 2.0%~3.6% 之间, 最高可达 4.0%, 处于高成熟—过成熟状态^[27]。

1.2 现今地温场

四川盆地现今地温场是地温演化的最后一幕, 是进行古地温恢复的基础和前提。四川盆地是典型的“冷盆”, 大部分地区地温梯度介于 20~25 $^{\circ}\text{C} \cdot \text{km}^{-1}$ 之间, 呈西南高东北低、中部高周缘低的分布特征; 韩永辉等研究得到四川盆地平均热流介于 47.0~53.2 $\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}$ 之间, 与地温梯度分布特征一致, 同样表现出川中地区较高(约 70 $\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}$)且向四周降低(最低仅 40 $\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}$)的特点, 两者之间存在的细微差异主要是由于不同地区地层的热导率存在差异^[14-15, 19-20], 现今局部地温梯度较高地段可能与基底中局部富含放射性元素有关^[11]。四川盆地地壳热流较地幔热流高, 属于“热壳冷幔”型盆地, 但二者数值均较低, 为构造相对稳定区^[28-29]。川东地区

为四川盆地中较“冷”的区域, 地温梯度主要介于 16~23 $^{\circ}\text{C} \cdot \text{km}^{-1}$ 之间, 大地热流主要介于 45~65 $\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}$ 之间, 由 NE 朝 SW 向呈增大的趋势。

2 热史恢复

2.1 热史恢复方法

盆地热史与古温度的研究方法包括古温标法和热动力学模型法两大类^[30-31]。前者主要从盆地尺度进行研究, 后者则从岩石圈尺度来考察。本文主要采用古温标法, 包括等效镜质体反射率与磷灰石裂变径迹。

镜质体反射率作为最可靠的有机质成熟度指标, 在沉积盆地热史研究中得到了广泛应用。用镜质体反射率恢复盆地热史的基础是地层温度史主要受地层埋藏与盆地热流的控制, 地层镜质体反射率记录了地层的埋藏史与盆地的热流史。将钻井剖面按实际地层和不整合分为若干构造层, 每一个构造层内至多有剥蚀厚度与剥蚀开始时的热流两个未知量, 采用平行化学反应模型^[32]从最上一个构造层开

始自上而下反演,当构造层内实测镜质体反射率与相应的模拟值达到最佳拟合时,则两个变量同时确定。利用磷灰石裂变径迹反演热史时,主要根据实测长度分布与径迹年龄等参数推测热历史,用物源参数与现今地温参数确定模拟的起点、终点参数,应用随机逼近法类比热史,并在诸多“正确”热史路径中根据实际地质资料选择合适的路径作为模拟结果^[33]。

2.2 晚古生代以来的热史恢复

根据上述热史恢复方法,结合模拟钻井分层数据(表 1)与古温标数据(图 2、3),对川东地区 16 口钻井的热史进行模拟,据此重建川东地区晚古生代以来的热史。模拟中采用的中—新生界剥蚀量利用古温标法从地热学角度恢复;古生界的几期剥蚀量难以通过古温标法恢复且对古地温研究影响较小,因此,其主要参考卢庆治等的研究成果^[15,23-24,34]。川东地区于晚二叠世(约 250 Ma)出现热流高峰,随后热流持续降低直至现今。

表 1 模拟钻井分层数据
Tab. 1 Stratigraphy Data of Simulated Wells

界	系	统	组	地层代号	厚度/m
中生界	白垩系	上统	剑门关组	K_1j	680~1 100
			蓬莱镇组	J_3p	600~1 000
			遂宁组	J_3s	310~420
	侏罗系	中统	上沙溪庙组	J_2s	13.5~2 273.0
			下沙溪庙组	J_2x	327.5~530.0
		下统	千佛崖组	J_2q	274~504
			自流井组	J_1z	253~464
	三叠系	上统	须家河组	T_3x	468~1 000
		中统	雷口坡组	T_2l	100~1 166
		下统	嘉陵江组	T_1j	550~1 469
			飞仙关组	T_1f	425~714
上古生界	二叠系	上统	长兴组	P_2ch	92~240
			龙潭组	P_2l	91~210
		下统	茅口组	P_1m	181~270
			栖霞组	P_1q	100~130
			梁山组	P_1l	5.5~7.5
	石炭系	中统	黄龙组	C_2h	5~70
下古生界	志留系	中统	韩家店组	S_2h	600~900
		下统	小河坝组	S_1x	240~500
			龙马溪组	S_1l	60~250
	奥陶系				200~650
	寒武系				1 000~1 300
元古界	震旦系				400~600

以川东地区几口典型钻井为例,PG2 井磷灰石裂变径迹反演结果显示 80~90 Ma 时其达到最高

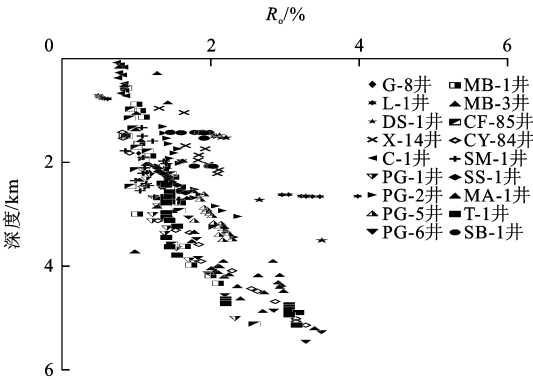


图 2 镜质体反射率古温标数据

Fig. 2 Data of Geothermometer of Vitrinite Reflectance

古温度,随后温度持续降低,经受 2 500~3 000 m 厚度的剥蚀(图 4)。镜质体反射率模拟结果表明:PG2 井晚二叠世(约 250 Ma)热流为 62 mW · m⁻²,晚白垩世(约 80 Ma)为 48 mW · m⁻²,现今为 42 mW · m⁻²(图 5、6);CY84 井晚二叠世(约 250 Ma)热流为 70 mW · m⁻²,晚白垩世(约 80 Ma)为 52 mW · m⁻²,现今为 50 mW · m⁻²;X14 井晚二叠世(约 250 Ma)热流为 73 mW · m⁻²,晚白垩世(约 80 Ma)为 62 mW · m⁻²,现今为 60 mW · m⁻²;G8 井晚二叠世(约 250 Ma)热流为 77 mW · m⁻²,晚白垩世(约 80 Ma)为 60 mW · m⁻²,现今为 51 mW · m⁻²。虽然这几口钻井现今热流差异较大,但晚二叠世时的热流峰值呈现由北向南升高的趋势。

对于四川盆地晚二叠世热流高峰的形成机制,目前有两种观点:①受二叠纪峨眉山地幔柱及玄武岩热效应的影响;②受地壳拉张减薄基底热流上升的影响^[18,35-36]。Zhu 等在位于川东地区的 MA1 与 T1 两口钻井中发现镜质体反射率剖面存在错断现象,并认为这是二叠纪岩浆活动造成的^[37],但位于川东地区的其他钻井却并不能观察到这种现象,且岩浆侵入的热效应在时间与空间上的影响范围都很小^[38-39]。因此,推测川东地区晚二叠世存在岩浆活动,但影响范围与影响程度有限。此外,何丽娟等用构造模拟的方法证明地幔柱对其外带及以外地区影响很小^[35]。综上所述,川东地区二叠纪热流高峰的出现主要受地壳拉张的控制,向南靠近峨眉山地幔柱和玄武岩而受其影响增加,导致热流高峰呈升高趋势。

2.3 晚古生代之前的热史讨论

由于古温标法本身的局限性,四川盆地晚古生代之前的早期热史难以通过古温标法恢复,而热动力学模型法主要从岩石圈尺度进行研究,其恢复热史的精度难以达到用于沉积盆地研究的要求。笔者

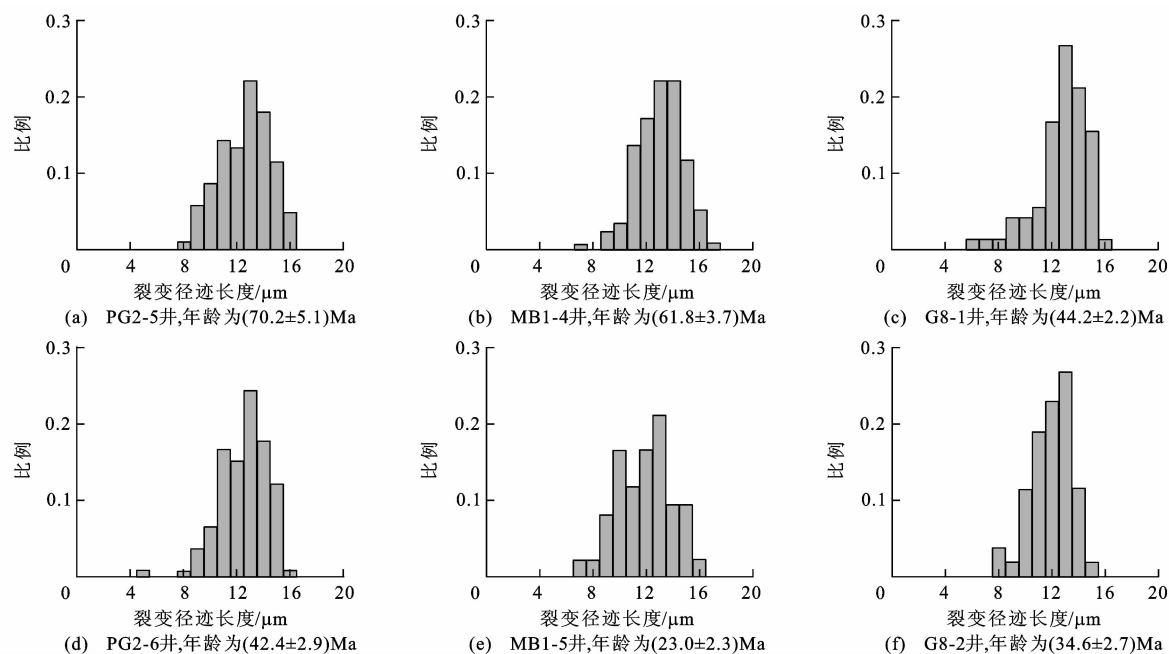


图3 磷灰石裂变径迹长度分布

Fig. 3 Distributions of Apatite Fission Track Length

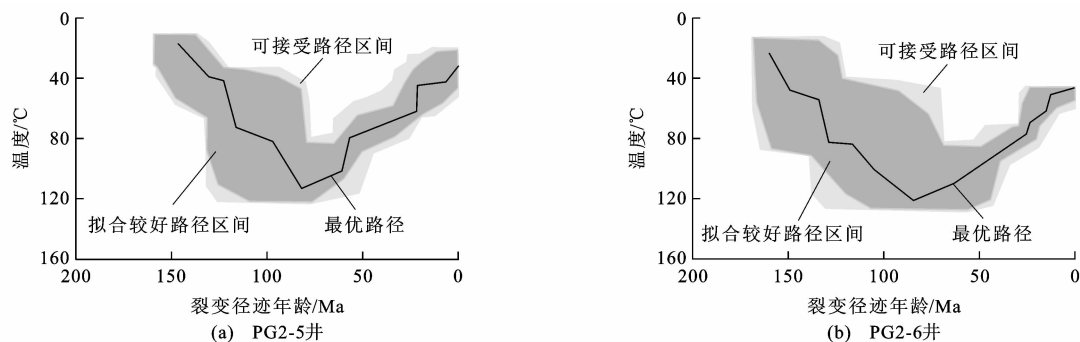


图4 磷灰石裂变径迹反演结果

Fig. 4 Inversion Results of Apatite Fission Track

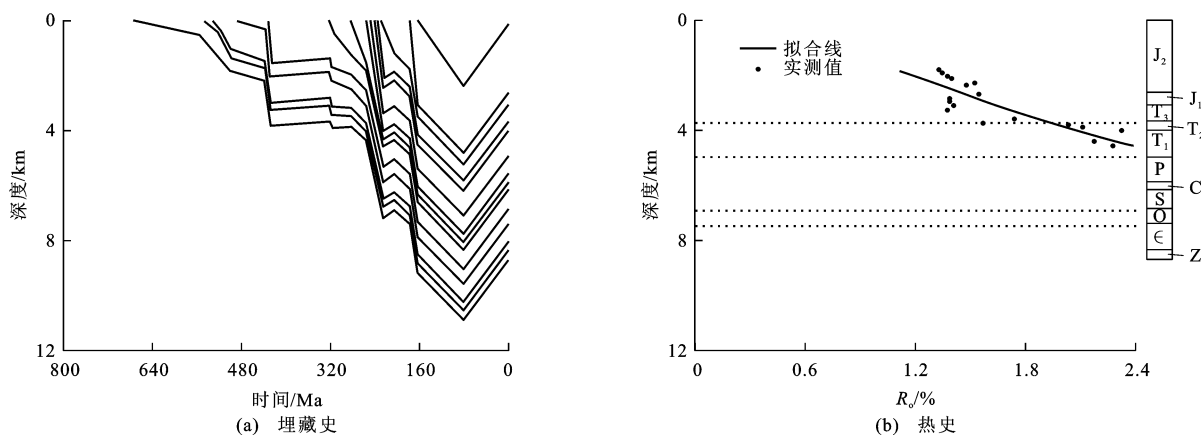


图5 埋藏史与热史模拟结果

Fig. 5 Simulated Results of Burial History and Thermal History

从早古生代四川盆地的构造性质入手, 对其热史演化进行讨论。四川盆地晚元古代—古生代为弱造山与稳定的克拉通盆地^[22], 构造作用微弱, 地层以持

续埋藏为主, 可认为其深部热源恒定。在晚元古代地温场的基础上, 保持底部热源恒定, 新沉积地层生热致使盆地热流发生变化。利用地层沉积速度、沉

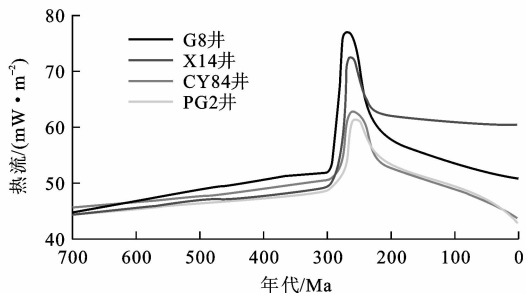


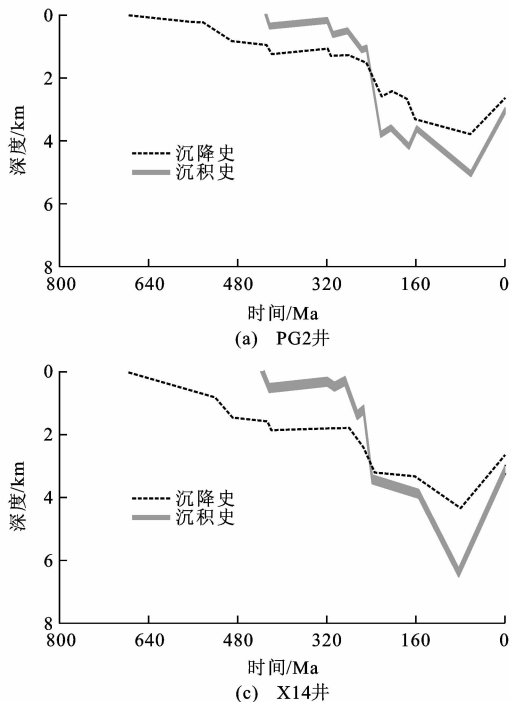
图6 典型钻井热流史

Fig. 6 Heat Flow History of Typical Wells

积地层的岩石热物理参数等可计算川东地区晚古生代以前的热流史。焦亚先统计全球典型克拉通盆地现今热状况,发现它们的大地热流多集中于 $40 \sim 50 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$ [40]。因此,本文计算中将川东地区晚元古代热流定为 $45 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$,岩石热物理参数采用文献[20]、[41]的研究成果,地层分层数据采用钻井与地震数据。结果表明,川东地区晚古生代以前的热流变化不明显,始终处于较低水平(低于 $50 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$)。

2.4 小结

川东地区古生代以来整体热史表现为:晚元古代—晚古生代热状态稳定,热流较低($45 \sim 50 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$),于海西期热流开始逐渐上升,于晚二叠世(250 Ma左右)达到最高值($60 \sim 80 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$),随后热流持续降低直至今今($45 \sim 65 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$)(图6)。



3 下志留统龙马溪组热演化史

有机质的成熟演化主要受时间与温度的控制,其中又以温度为主。对于一套特定的烃源岩,其经历的地质时间是确定的,而影响地层温度史的关键因素是大地热流史与地层埋藏史。由热史恢复过程中得到的单井地层埋藏史可知:川东地区龙马溪组开始沉积的早志留世至中三叠世为海相地层沉积阶段,沉积缓慢,存在几期规模较小的抬升(小于500 m),在此期间龙马溪组始终处于较浅埋深状态;晚三叠世以后,随着四川盆地进入陆相地层沉积阶段,沉积速率陡然增大,龙马溪组迅速埋深;晚白垩世开始,四川盆地经受大规模抬升剥蚀,抬升量巨大(大于2000 m);现今龙马溪组埋深在川东北地区较大(5000~6000 m),在川东南地区较小(3000~4000 m)(图7)。

川东地区下志留统龙马溪组热演化过程呈明显的阶段性。从开始沉积至晚二叠世,由于埋藏深度浅(小于2000 m)且盆地热流低(小于 $50 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$),地层温度较低,一直处于未成熟状态;晚二叠世受热流高峰影响,龙马溪组经历第一次快速演化,成熟度迅速升高,该组进入成熟阶段开始生油;随后由于大地热流降低,龙马溪组演化速度变缓;晚三叠世开始,受地层快速埋深的影响,于中侏罗世经历第二次快速演化,短时间内进入热裂解生干气阶段;晚白垩世,

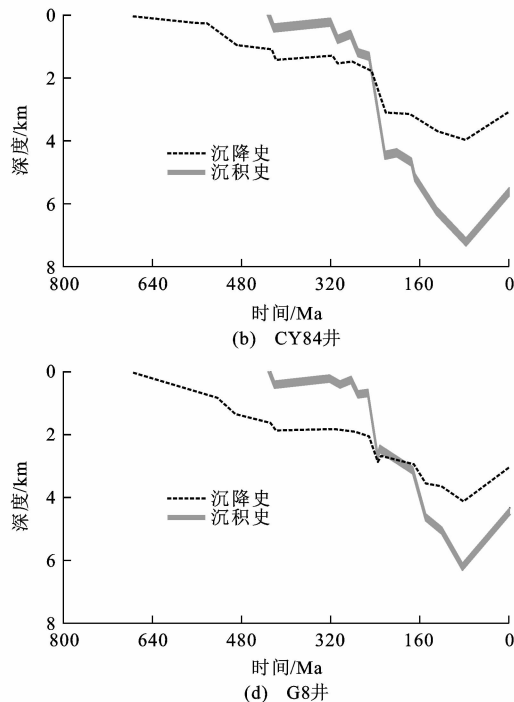


图7 典型钻井龙马溪组沉降史与埋藏史

Fig. 7 Subside History and Burial History of Longmaxi Formation of Typical Wells

地层达到最大埋深,地层温度为 $160\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 250\text{ }^{\circ}\text{C}$;此后经受大规模抬升,地层温度降低,成熟演化停止,成熟度不再增高,现今龙马溪组处于过成熟状态(图 8)。从平面上看,早三叠世时,虽然研究区南部大地热流较高,但地层埋深较北部浅,龙马溪组成熟度呈北高南低、东高西低展布特征;中侏罗世时,地层快速埋藏,沉积中心发生迁移,龙马溪组成熟度平面展布特征发生变化,呈中间高、东西低的特征;晚二叠世时,龙马溪组成熟度仍然呈中间高、东西低的特征,成熟度达到最高(图 9)。

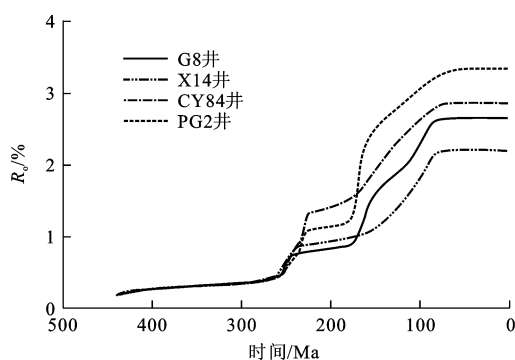


图 8 典型钻井龙马溪组成熟度演化

Fig. 8 Maturation Evolution of Longmaxi Formation of Typical Wells

本文用相对产烃率与累计烃转换率表征龙马溪组生烃史(图 10);与成熟演化特征对应,龙马溪组生烃过程同样具有阶段性,存在 3 期生烃高峰,分别为埋藏早期的生物化学生烃、晚二叠世热降解生烃与中侏罗世热裂解生烃。

4 热演化与页岩气的关系

页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩

中,以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集^[42],其中吸附气体积分数一般介于 $20\%\sim 85\%$ 之间^[43]。泥页岩的热演化过程对页岩气的成烃、保存及改造全过程都具有重要的影响。

热演化对页岩气生成的影响体现在页岩气类型、气量与性质等方面。页岩气按成因类型可划分为生物气、热成因气及二者混合气。在全球著名的富含页岩气盆地中,热成因气占主要地位;有机质热演化程度很高的川东地区龙马溪组页岩气类型同样为热成因气。随着泥页岩热演化程度的升高,有机质的生烃潜力逐渐被释放,由热降解作用与热裂解作用生成的气量增多。此外,有机质类型主要为 I 型的龙马溪组在生烃高峰期以生油为主,天然气主要由原油裂解形成,且干燥系数较高。

热演化对页岩气保存与改造的影响体现在页岩气储集空间与储集性能等方面。泥页岩的有机质孔隙是重要的吸附气储集空间,其形成与热演化密切相关。随着泥页岩的成熟演化,大量有机质孔隙得以形成,甚至超过基质孔隙成为泥页岩的主要孔隙类型^[44-45]。随着泥页岩热演化过程中温度的升高,其吸附性能也受到显著影响,泥页岩的吸附能力随温度的升高而下降,且最终趋近于一常量^[46-47]。在泥页岩的热演化过程中,埋深增大是最重要的增温方式,而随着埋深的增大,地层压力也相应增大。在温度与压力的共同作用下,深部的泥页岩吸附性能低于浅部^[48-49],对于游离气而言,深部压缩程度高于浅部。

综上所述,可将龙马溪组页岩气成烃与成藏史划分为 3 个阶段:①生物气阶段,早志留世—晚二叠世($250\sim 430\text{ Ma}$)龙马溪组处于未成熟阶段,主要

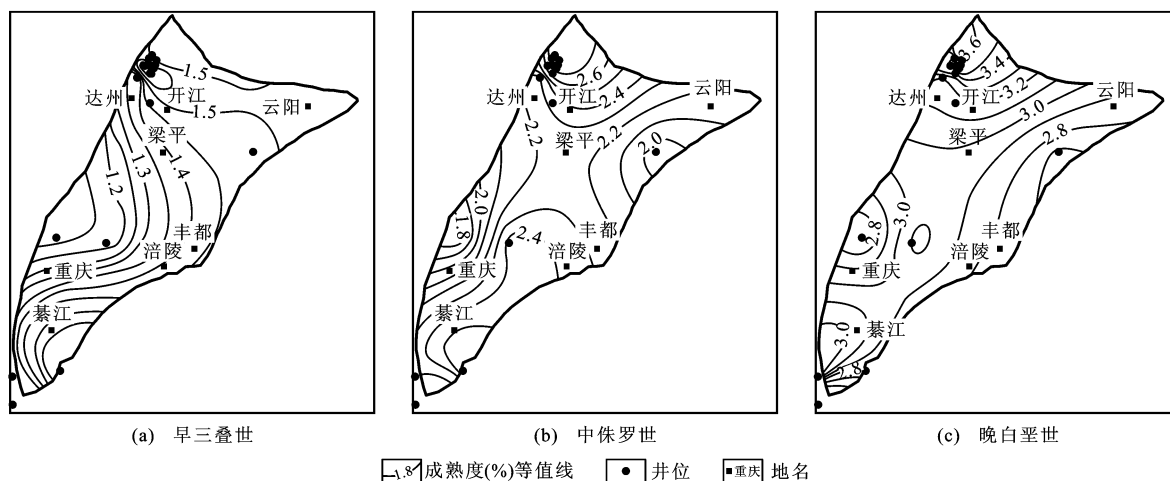


图 9 不同时代龙马溪组成熟度演化等值线

Fig. 9 Contour Maps of Maturation Evolution of Longmaxi Formation in Different Times

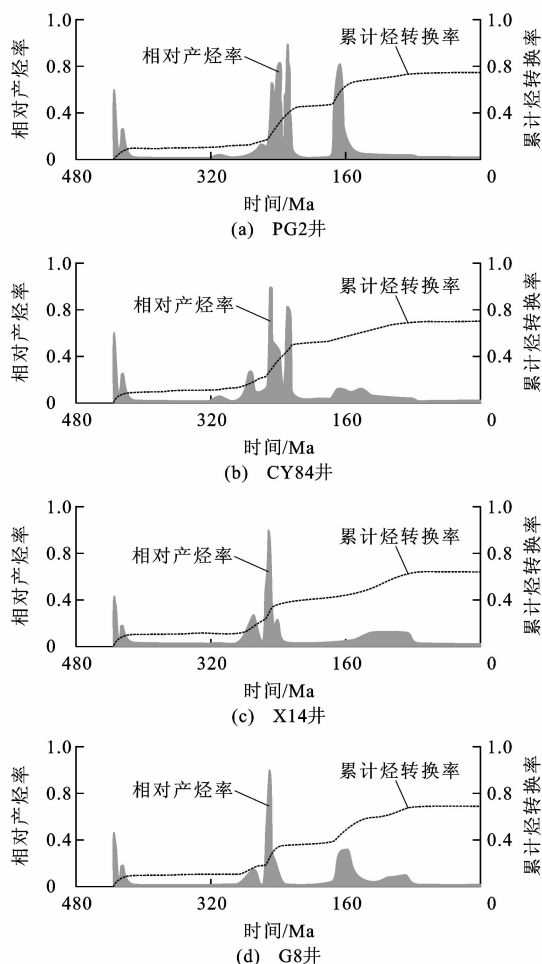


图10 典型钻井龙马溪组生烃史

Fig. 10 Hydrocarbon Generation History of Longmaxi Formation of Typical Wells

由生物化学作用生成少量天然气;②热解气阶段,晚二叠世—晚白垩世(80~250 Ma)龙马溪组受热流高峰与地层埋深迅速增大的影响,有机质快速成熟进入热解气阶段,并形成大量有机质孔隙;③抬升改造阶段,晚白垩世以来(0~80 Ma),地层大规模抬升,泥页岩生烃停止,页岩气进入纯散失状态。随着温度与压力的降低,游离气体体积膨胀,泥页岩吸附性能得到改善,游离气转变为更稳定的吸附气。其抬升时间近、抬升量大的特点对页岩气保存较有利。

5 结 语

(1)川东地区晚元古代—古生代为稳定的克拉通盆地,热状态稳定,热流较低($45 \sim 50 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$);热流于海西期开始逐渐上升,晚二叠世(约250 Ma)达到最高值($60 \sim 80 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$),热流高峰的出现受峨眉山幔柱与地壳拉张减薄共同控制,其中地壳减薄导致基底热流上升占主要地位,随后热流持续

降低直至今今($45 \sim 65 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$)。

(2)川东地区下志留统龙马溪组成熟演化与生烃过程呈阶梯状特征,存在两次快速成熟,分别对应海西期东吴运动地壳拉张与晚三叠世以来的地层快速埋深。晚白垩世以来,川东地区遭受抬升降温,生烃作用停止,现今处于过成熟状态。

(3)泥页岩热演化与页岩气密切相关,川东地区龙马溪组页岩气成藏过程可分为3个阶段:生物气阶段(250~430 Ma)、热解气阶段(80~250 Ma)与抬升改造阶段(0~80 Ma)。龙马溪组经历快速成熟演化保证了早期丰富的生气量与大量有机质孔隙的形成,后期快速抬升降温改善了泥页岩储集性能,有利于页岩气的保存。

参考文献:

References:

- [1] 苏文博,李志明,ETTENSohn F R,等. 华南五峰组—龙马溪组黑色岩系时空展布的主控因素及其启示[J]. 地球科学,2007,32(6):819-827.
SU Wen-bo, LI Zhi-ming, ETTENSohn F R, et al. Distribution of Black Shale in the Wufeng-Longmaxi Formations (Ordovician-Silurian), South China: Major Controlling Factors and Implications[J]. Earth Science, 2007, 32(6): 819-827.
- [2] 朱光有,张水昌,梁英波,等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘,2006,13(2):234-248.
ZHU Guang-you, ZHANG Shui-chang, LIANG Ying-bo, et al. The Characteristics of Natural Gas in Sichuan Basin and Its Sources[J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13(2): 234-248.
- [3] 刘树根,马文辛, LUBA J,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.
LIU Shu-gen, MA Wen-xin, LUBA J, et al. Characteristics of the Shale Gas Reservoir Rocks in the Lower Silurian Longmaxi Formation, East Sichuan Basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(8): 2239-2252.
- [4] 马永生,蔡勋育,李国雄. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律[J]. 地质学报,2005,79(6):858-865.
MA Yong-sheng, CAI Xun-yu, LI Guo-xiong. Basic Characteristics and Concentration of the Puguang Gas Field in the Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2005, 79(6): 858-865.
- [5] 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,2014,41(1):28-36.

- GUO Tong-lou, ZHANG Han-rong. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [6] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 9-16.
- GUO Xu-sheng, LI Yu-ping, LIU Ruo-bing, et al. Characteristics and Controlling Factors of Micro-pore Structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [7] 严伟, 王建波, 刘帅, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组泥页岩储层测井识别[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 30-36.
- YAN Wei, WANG Jian-bo, LIU Shuai, et al. Logging Identification for the Longmaxi Mud Shale Reservoir in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 30-36.
- [8] 郭英海, 李壮福, 李大华, 等. 四川地区早志留世岩相古地理[J]. 古地理学报, 2004, 6(1): 20-29.
- GUO Ying-hai, LI Zhuang-fu, LI Da-hua, et al. Lithofacies Palaeogeography of the Early Silurian in Sichuan Area[J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(1): 20-29.
- [9] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南海相生烃成藏研究的若干新进展(一): 南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2): 1-16.
- LIANG Di-gang, GUO Tong-lou, CHEN Jian-ping, et al. Some Progresses on Studies of Hydrocarbon Generation and Accumulation in Marine Sedimentary Regions, Southern China (Part 1): Distribution of Four Suits of Regional Marine Source Rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1-16.
- [10] 蒲伯伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地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, 31(2): 225-230.
- PU Bo-ling, JIANG You-lu, WANG Yi, et al. Reservoir-forming Conditions and Favorable Exploration Zones of Shale Gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230.
- [11] 刘树根, 王世玉, 孙玮, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组黑色页岩特征[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2013, 40(6): 621-639.
- LIU Shu-gen, WANG Shi-yu, SUN Wei, et al. Characteristics of Black Shale in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin and Its Peripheral Areas[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science and Technology Edition, 2013, 40(6): 621-639.
- [12] 陈尚斌, 夏筱红, 秦勇, 等. 川南富集区龙马溪组页岩气储层孔隙结构分类[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 760-765.
- CHEN Shang-bin, XIA Xiao-hong, QIN Yong, et al. Classification of Pore Structure in Shale Gas Reservoir at the Longmaxi Formation in the South of Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 760-765.
- [13] 谢晓黎, 于汇津. 四川盆地地温场的特征[J]. 成都地质学院学报, 1988, 15(4): 107-114.
- XIE Xiao-li, YU Hui-jin. The Characteristics of the Regional Geothermal Field in Sichuan Basin[J]. Journal of Chengdu College of Geology, 1988, 15(4): 107-114.
- [14] 韩永辉, 吴春生. 四川盆地地温梯度及几个深井的热流值[J]. 石油与天然气地质, 1993, 14(1): 80-84.
- HAN Yong-hui, WU Chun-sheng. Geothermal Gradient and Heat Flow Values of Some Deep Wells in Sichuan Basin[J]. Oil and Gas Geology, 1993, 14(1): 80-84.
- [15] 卢庆治, 胡圣标, 郭彤楼, 等. 川东北地区异常高压形成的地温场背景[J]. 地球物理学报, 2005, 48(5): 1110-1116.
- LU Qing-zhi, HU Sheng-biao, GUO Tong-lou, et al. The Background of the Geothermal Field for Formation of Abnormal High Pressure in the Northeastern Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2005, 48(5): 1110-1116.
- [16] 袁玉松, 马永生, 胡圣标, 等. 中国南方现今地热特征[J]. 地球物理学报, 2006, 49(4): 1118-1126.
- YUAN Yu-song, MA Yong-sheng, HU Sheng-biao, et al. Present-day Geothermal Characteristics in South China[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2006, 49(4): 1118-1126.
- [17] 邱楠生, 秦建中, MCINNES B A, 等. 川东北地区构造-热演化探讨: 来自(U-Th)/He 年龄和 Ro 的约束[J]. 高校地质学报, 2008, 14(2): 223-230.
- QIU Nan-sheng, QIN Jian-zhong, MCINNES B A, et al. Tectonothermal Evolution of the Northeastern Sichuan Basin: Constraints from Apatite and Zircon (U-Th)/He Ages and Vitrinite Reflectance Data[J]. Geological Journal of China Universities, 2008, 14(2): 223-230.
- [18] 朱传庆, 徐明, 袁玉松, 等. 峨眉山玄武岩喷发在四川盆地的地热学响应[J]. 科学通报, 2010, 55(6): 474-482.
- ZHU Chuan-qing, XU Ming, YUAN Yu-song, et al. Palaeo-geothermal Response and Record of the Effu-

- sing of Emeishan Basalts in Sichuan Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2010, 55(6): 474-482.
- [19] 王 玮,周祖翼,郭彤楼,等. 四川盆地古地温梯度和中—新生代构造热历史[J]. 同济大学学报:自然科学版, 2011, 39(4): 606-613.
WANG Wei, ZHOU Zu-yi, GUO Tong-lou, et al. Early Cretaceous-Paleocene Geothermal Gradients and Cenozoic Tectono-thermal History of Sichuan Basin[J]. Journal of Tongji University: Natural Science, 2011, 39(4): 606-613.
- [20] 徐 明,朱传庆,田云涛,等. 四川盆地钻孔温度测量及现今地热特征[J]. 地球物理学报, 2011, 54(4): 1052-1060.
XU Ming, ZHU Chuan-qing, TIAN Yun-tao, et al. Borehole Temperature Logging and Characteristics of Subsurface Temperature in the Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2011, 54(4): 1052-1060.
- [21] 毛 琼,邹光富,张洪茂,等. 四川盆地动力学演化与油气前景探讨[J]. 天然气工业, 2006, 26(11): 7-10.
MAO Qiong, ZOU Guang-fu, ZHANG Hong-mao, et al. Discussion on Geodynamic Evolution and Oil/Gas Prospect of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(11): 7-10.
- [22] 翟光明,张继铭,唐泽尧,等. 中国石油地质志:卷十[M]. 北京:石油工业出版社,1989.
ZHAI Guang-ming, ZHANG Ji-ming, TANG Ze-yao, et al. Petroleum Geology of China: Vol 10[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [23] 朱传庆,徐 明,单竞男,等. 利用古温标恢复四川盆地主要构造运动时期的剥蚀量[J]. 中国地质, 2009, 36(6): 1268-1277.
ZHU Chuan-qing, XU Ming, SHAN Jing-nan, et al. Quantifying the Denudations of Major Tectonic Events in Sichuan Basin: Constrained by the Paleothermal Records[J]. Geology in China, 2009, 36(6): 1268-1277.
- [24] 徐义刚,钟孙霖. 峨眉山大火成岩省:地幔柱活动的证据及其熔融条件[J]. 地球化学, 2001, 30(1): 1-9.
XU Yi-gang, ZHONG Sun-lin. The Emeishan Large Igneous Province: Evidence for Mantle Activity and Melting Conditions[J]. Geochimica, 2001, 30(1): 1-9.
- [25] 何 斌,徐义刚,肖 龙,等. 峨眉山大火成岩省的形成机制及空间展布:来自沉积地层学的新证据[J]. 地质学报, 2003, 77(2): 194-202.
HE Bin, XU Yi-gang, XIAO Long, et al. Generation and Spatial Distribution of the Emeishan Large Igneous Province: New Evidence from Stratigraphic Records[J]. Acta Geologica Sinica, 2003, 77(2): 194-202.
- [26] 张静平,唐书恒,郭东鑫. 四川盆地地下古生界筇竹寺组与龙马溪组页岩气勘探优选区预测[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 357-363.
ZHANG Jing-ping, TANG Shu-heng, GUO Dong-xin. Shale Gas Favorable Area Prediction of the Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation of Lower Palaeozoic in Sichuan Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 357-363.
- [27] 徐胜林,陈洪德,陈安清,等. 四川盆地海相地层烃源岩特征[J]. 吉林大学学报:地球科学版, 2011, 41(2): 343-350.
XU Sheng-lin, CHEN Hong-de, CHEN An-qing, et al. Source Rock Characteristics of Marine Strata, Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2011, 41(2): 343-350.
- [28] 郭正吾,邓康龄,韩永辉,等. 四川盆地形成与演化[M]. 北京:地质出版社,1996.
GUO Zheng-wu, DENG Kang-ling, HAN Yong-hui, et al. The Formation and Evolution of Sichuan Basin[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996.
- [29] 徐 明,朱传庆,饶 松,等. 阿坝—简阳地学剖面深部温度及热结构[J]. 地质科学, 2011, 46(1): 203-212.
XU Ming, ZHU Chuan-qing, RAO Song, et al. Difference of Thermal Structure Between Eastern Edge of Tibet Plateau and Western Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2011, 46(1): 203-212.
- [30] 胡圣标,汪集旻. 沉积盆地热体制研究的基本原理和进展[J]. 地学前缘, 1995, 2(3/4): 171-180.
HU Sheng-biao, WANG Ji-yang. Principles and Progresses on Thermal Regime of Sedimentary Basins: An Overview[J]. Earth Science Frontiers, 1995, 2(3/4): 171-180.
- [31] 任战利,田 涛,李进步,等. 沉积盆地热演化史研究方法 with 叠合盆地热演化史恢复研究进展[J]. 地球科学与环境学报, 2014, 36(3): 1-20.
REN Zhan-li, TIAN Tao, LI Jin-bu, et al. Review on Methods of Thermal Evolution History in Sedimentary Basins and Thermal Evolution History Reconstruction of Superimposed Basins[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2014, 36(3): 1-20.
- [32] SWEENEY J J, BURNHAM A K. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1559-1570.
- [33] 邱楠生,胡圣标,何丽娟. 沉积盆地热体制研究的理论与应用[M]. 北京:石油工业出版社,2004.
QIU Nan-sheng, HU Sheng-biao, HE Li-juan. The Theory and Application of Thermal Regime Study of Sedi-

- mentary Basins [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [34] 曾道富. 关于恢复四川盆地各地质时期地层剥蚀量的初探[J]. 石油实验地质, 1988, 10(2): 134-141.
ZENG Dao-fu. A Preliminary Study on the Restoration for the Various Denuded Sequences of Sichuan Basin [J]. Experimental Petroleum Geology, 1988, 10(2): 134-141.
- [35] 何丽娟, 许鹤华, 汪集旸. 早二叠世—中三叠世四川盆地热演化及其动力学机制[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 41(12): 1884-1891.
HE Li-juan, XU He-hua, WANG Ji-yang. Thermal Evolution and Dynamic Mechanism of the Sichuan Basin During the Early Permian-Middle Triassic[J]. Science China: Earth Sciences, 2011, 41(12): 1884-1891.
- [36] 何丽娟, 黄方, 刘琼颖, 等. 四川盆地早古生代构造-热演化特征[J]. 地球科学与环境学报, 2014, 36(2): 10-17.
HE Li-juan, HUANG Fang, LIU Qiong-ying, et al. Tectono-thermal Evolution of Sichuan Basin in Early Paleozoic[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2014, 36(2): 10-17.
- [37] ZHU C Q, RAO S, HU S B. Paleo-heat Flow Anomaly at the End of Middle Permian in NE Sichuan Basin, SW China: Did an Ocean Trough Exist? [J]. Advanced Materials Research, 2013, 734/735: 139-146.
- [38] 张健, 石耀霖. 沉积盆地岩浆侵入的热模拟[J]. 地球物理学进展, 1997, 12(3): 55-64.
ZHANG Jian, SHI Yao-lin. The Thermal Modeling of Magma Intrusion in Sedimentary Basins[J]. Progress in Geophysics, 1997, 12(3): 55-64.
- [39] 王民, 卢双舫, 刘大为, 等. 岩浆侵入体热传导模型优选及应用[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2011, 41(1): 71-78.
WANG Min, LU Shuang-fang, LIU Da-wei, et al. Optimal Selection of the Thermal Conduction Model for Magmatic Intrusion and Its Application[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2011, 41(1): 71-78.
- [40] 焦亚先. 华北克拉通西段中—新生代构造热演化研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2013.
JIAO Ya-xian. The Meso-Cenozoic Evolution of Tectono-thermal History in the Western North China Craton [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2013.
- [41] 卢庆治, 马永生, 郭彤楼, 等. 鄂西—渝东地区热史恢复及烃源岩成烃史[J]. 地质科学, 2007, 42(1): 189-198.
LU Qing-zhi, MA Yong-sheng, GUO Tong-lou, et al. Thermal History and Hydrocarbon Generation History in Western Hubei-Eastern Chongqing Area[J]. Chinese Journal of Geology, 2007, 42(1): 189-198.
- [42] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
ZHANG Jin-chuan, JIN Zhi-jun, YUAN Ming-sheng. Reservoiring Mechanism of Shale Gas and Its Distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- [43] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
LI Xin-jing, HU Su-yun, CHENG Ke-ming. Suggestions from the Development of Fractured Shale Gas in North America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400.
- [44] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional Shale-gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-central Texas as One Model for Thermogenic Shale-gas Assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [45] CANDLER H. Sweet Spots in Shale Gas and Liquids Plays: Prediction of Fluid Composition and Reservoir Pressure[R]. Long Beach: AAPG, 2012.
- [46] 赵志根, 唐修义, 张光明. 较高温度下煤吸附甲烷实验及其意义[J]. 煤田地质与勘探, 2001, 29(4): 29-31.
ZHAO Zhi-gen, TANG Xiu-yi, ZHANG Guang-ming. Experiment and Significance of Isothermal Adsorption of Coal on Methane Under Higher Temperature[J]. Coal Geology and Exploration, 2001, 29(4): 29-31.
- [47] CHALMERS G R L, BUSTIN R M. Lower Cretaceous Gas Shales in Northeastern British Columbia, Part II: Evaluation of Regional Potential Gas Resources[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 22-61.
- [48] 薛海涛, 卢双舫, 付晓泰, 等. 烃源岩吸附甲烷实验研究[J]. 石油学报, 2003, 24(6): 45-50.
XUE Hai-tao, LU Shuang-fang, FU Xiao-tai, et al. Experimental Study on Absorbability of Methane in Source Rocks[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(6): 45-50.
- [49] 刘洪林, 王红岩. 中国南方海相页岩吸附特征及其影响因素[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 5-9.
LIU Hong-lin, WANG Hong-yan. Adsorptivity and Influential Factors of Marine Shales in South China [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 5-9.