

https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.286



深层—古老海相层系温压场与油气成藏

邱楠生^{1,2}, 刘雯^{1,2}, 徐秋晨^{1,2}, 刘一锋^{1,2}, 常健^{1,2}

1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
2. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249

摘要: 深层海相碳酸盐岩层系尚处于勘探初期, 对于海相盆地深层温压场的演化特征及主控因素认识还不够清晰. 本文总结了适用于深层海相层系的温压场研究方法, 并以川中古隆起震旦系气藏和塔中隆起奥陶系凝析气藏为例, 展示温压场恢复的结果. 川中古隆起震旦系灯影组的温度演化经历了升温—降温—快速升温—快速降温的过程, 主要受大地热流与沉积埋藏史的控制; 而塔中隆起奥陶系则经历了持续缓慢增温的过程, 现今为最高温度. 川中震旦系和塔中奥陶系现今地层压力都表现为常压, 但前者经历了常压—弱超压—强超压—卸压的演化过程, 而塔中隆起奥陶系在 3 次主要的油气成藏期没有明显的超压. 对温压场的系统研究, 有助于解释塔中隆起和川中古隆起现今油气相态的差异, 还可以为碳酸盐岩储层高温高压模拟实验提供参数, 为海相大气田进一步勘探提供理论指导.

关键词: 深层海相层系; 温压场; 川中古隆起; 塔中隆起; 油气成藏; 石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000—2383(2018)10—3511—15

收稿日期: 2018—06—02

Temperature-Pressure Field and Hydrocarbon Accumulation in Deep-Ancient Marine Strata

Qiu Nansheng^{1,2}, Liu Wen^{1,2}, Xu Qiuchen^{1,2}, Liu Yifeng^{1,2}, Chang Jian^{1,2}

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. College of Geoscience, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract: Deep marine carbonate strata are still in the early stage of exploration, and the evolution characteristics and main controlling factors of deep temperature and pressure field in marine basin are not clearly understood. In this paper, the evolution of temperature and pressure of the Sinian gas reservoir in the central paleo-uplift of Sichuan Basin and the Ordovician condensate gas reservoir in the central uplift of Tarim Basin are reconstructed, on the basis of our summaries of suitable methods for deep marine reservoirs, in combination with our research findings and relevant literatures, the present geothermal gradient and heat flow in both the Sichuan and Tarim basins are lower. The Sinian Dengying Formation experienced the changes of warming-cooling-fast warming-fast cooling, which were mainly controlled by the heat flow and burial history. But the Ordovician in the central Tarim Basin underwent a sustained and slow warming process, and the present temperature is the highest during the geological time. The present-day pressures in both two reservoirs are in normal state. The Dengying Formation experienced the normal pressure, weak-overpressure, strong overpressure and pressure relief; but there were no obvious overpressures during the three major hydrocarbon accumulation periods in the Ordovician. The systematic research on temperature and pressure is not only very favorable for gas phase interpretations in these two gas reservoirs, but also provide modeling parameters for high temperature-high pressure experiment of carbonate rocks, improve the accumulation theory of deep marine strata, and support the further hydrocarbon exploration in deep marine gas field.

基金项目: 国家自然科学基金项目 (No. 41690133); 国家油气重大专项 (No. 2016ZX05007-003); 北京市科技新星和领军人才培养计划 (No. Z171100001117163).

作者简介: 邱楠生 (1968—), 男, 教授, 博士, 主要从事沉积盆地温压场研究及相关教学工作. ORCID: 0000-0001-8092-0410. E-mail: qiunsh@cup.edu.cn

引用格式: 邱楠生, 刘雯, 徐秋晨, 等, 2018. 深层—古老海相层系温压场与油气成藏. 地球科学, 43(10): 3511—3525.

Key words: deep marine reservoir; temperature and pressure field; the central paleo-uplift of Sichuan Basin; the central uplift of Tarim Basin; hydrocarbon accumulation; petroleum geology.

随着全球油气工业的发展及老区勘探程度的增高,油气勘探逐渐由新层系向古老层系、由中浅层向深层—超深层、由碎屑岩向碳酸盐岩发展.近年来,在我国 3 大海相盆地塔里木盆地、四川盆地和鄂尔多斯盆地中深层—超深层油气勘探相继取得突破性进展,塔里木盆地每年 90% 以上的新增探明储量来自于深层—超深层(赵文智等, 2014; 何治亮等, 2016). 由于深层—超深层碳酸盐岩层系时代老、埋藏深,往往经历了高温高压的演化过程,加之碳酸盐岩本身成岩作用复杂、易被改造,深层碳酸盐岩储层的油气成藏机理非常复杂(Zhu *et al.*, 2018). 而解决成藏关键问题的基础条件之一是要厘清地层经历的温压背景,因为温度和压力是盆地中两个重要的能量场,二者在地质演化历史中相互作用、不断变化,控制着含油气盆地中烃类的生成、现今的油气相态、储层的成岩作用和孔隙度演化,对油气的运移、聚集和保存也有着至关重要的作用.

总的来说,深层海相碳酸盐岩层系尚处于勘探初期,对于海相盆地深层温压场的演化特征及主控因素认识还不够清晰.塔里木盆地和四川盆地的地温场研究都始于 20 世纪 80 年代,基于大量的测温数据和岩石热物理测试数据,对现今热状态有了基本的认识,两个盆地都表现为低地温、低大地热流的热状态(冯昌格等, 2009, 2010; 徐明等, 2011). 而盆地内地温分布特征受基底形态控制,塔中隆起和川中古隆起因基底埋深较浅都属于盆地内的高温区.不同学者将诸如镜质体反射率(R_o)、磷灰石裂变径迹、干酪根自由基浓度、磷灰石(U-Th)/He 年龄等多种古温标应用于塔里木和四川盆地的古地温恢复(邱楠生等, 2002; 李慧莉等, 2004; Li *et al.*, 2010; 朱传庆等, 2010; 何丽娟等, 2011; Qiu *et al.*, 2012). 塔里木盆地古地温在早古生代经历了较高的地温梯度,之后逐渐降低至现今热状态(Qiu *et al.*, 2012). 四川盆地在早古生代热状态较为稳定,盆地基底古热流值始终在 $52 \sim 59 \text{ mW/m}^2$ (何丽娟等, 2014),受区域岩石圈拉张和峨眉山玄武岩活动的影响,二叠纪时期盆地热流升高,三叠纪至今四川盆地热流维持平稳或略有降低(朱传庆等, 2010; 何丽娟等, 2011). 而由于古老碳酸盐岩地层无法获取常用的热史恢复古温标,且后期高温可能湮灭了早期记录的热历史,因此早古生代海相盆地的热史恢复还存在问题.受温度控制的下古生界烃源岩成熟度

演化以及温度演化对地层压力的控制也有待进一步深入研究.

与温度不同,塔里木盆地和四川盆地深层表现出压力的特征差别较大.四川盆地是个典型的超压发育盆地,在盆地不同构造单元的多套地层都发现了异常高压(郭迎春等, 2012; Liu *et al.*, 2016). 川中古隆起震旦系—下古生界在其西南部威远构造带为正常的静水压力,在磨溪—高石梯地区寒武系则发育异常高压(Liu *et al.*, 2008; Liu *et al.*, 2016). 对于四川盆地的超压成因机制主要有生烃增压、欠压实作用、盆地边缘的构造挤压作用(Hao *et al.*, 2008; Tian *et al.*, 2008; Liu *et al.*, 2018a, 2018b). 而塔中隆起深层现今超压不发育(万晷璐等, 2017),王红军和黄晓明(1999)根据实测数据或测井资料认为奥陶系—石炭系下部发育超压封存箱或石炭系—二叠系泥岩欠压实形成超压带.而关于塔中隆起深部地层压力演化的研究则更加匮乏,仅有少数学者提到在地质历史中可能发育过超压(张翔等, 2011; 刘可禹等, 2013; 鲁雪松等, 2016). 由于碳酸盐岩地层不具备碎屑岩地层的欠压实作用,且深层古老层系经历了复杂的构造—沉积演化,异常压力的成因复杂难以描述,限制了压力演化研究及成藏过程分析.而深层过成熟的气藏中往往难以找到油气包裹体,无法应用较成熟的包裹体热动力学模拟法准确地恢复成藏时期的地层压力,使得深层碳酸盐岩古压力的恢复缺乏有效手段.因此,本文结合前期研究成果综合探讨适用于深层海相层系温压场的研究方法,并以四川盆地震旦系和塔里木盆地奥陶系为例进行详细说明.对温压场的系统研究,不仅可以对油气成藏期次和时间提供直接依据,还有助于对塔中隆起和川中古隆起现今不同的油气相态做出解释,为完善深层海相地层超压成因理论、准确预测超压和保证钻井安全提供帮助,为深层海相大气田进一步勘探提供理论指导.

1 深层—古老海相层系温压场研究方法

1.1 海相盆地深层热史恢复方法

目前,关于盆地热历史恢复的方法总体上可以分为两类:一类是古温标方法,主要包括有机质成熟度指标、低温热年代学方法等;另一类是依据盆地构

造演化的热动力学模型恢复热历史。这两类方法中,古温标方法的热史恢复精度更高,也是目前沉积盆地热史恢复最为常用的方法。针对古老的海相碳酸盐岩地层,一些学者探索了多种适用于碳酸盐岩体系的古温标,但都在准确性和适用性上有一定局限,如岩石声发射只能恢复最高古地温,牙形石色变指数需要依据人眼对颜色的判断(武涛等,1999)以及自由基浓度在不同凹陷应用效果差异较大(李慧莉等,2004)等。为了准确地恢复海相盆地深层的热历史,获取记录着盆地早期热信息的古温标至关重要。考虑到不同古温标所适用的条件以及温度范围不同,通过多种古温标联合反演是目前在海相盆地中应用效果较好的方法,如应用镜质体反射率(或等效镜质体反射率)、磷灰石与锆石裂变径迹和(U-Th)/He 年龄等多种古温标相互验证、相互补充,从而精细反映叠合盆地的复杂热演化历史。

低温热年代学古温标可以有效记录沉积后的热事件,是近年来新兴的一种恢复沉积盆地热历史的手段(Reiners *et al.*, 2004; Yamada *et al.*, 2007)。常用的磷灰石裂变径迹和(U-Th)/He 定年技术可以精细研究低温状况下盆地的热历史,但是对于塔中隆起奥陶系和川中古隆起震旦系,地层经历过非常大的埋深,磷灰石裂变径迹和(U-Th)/He 年龄可能发生热信息的重置,使得早期的热信息被湮灭,因此还需要选用具有较高退火温度和封闭温度的锆石裂变径迹和锆石(U-Th)/He 联合进行热历史的恢复,以期揭示盆地早期的热信息。目前主要应用 HeFTy 软件对典型样品的热史进行模拟。该软件可以对同一样品的锆石裂变径迹年龄、(U-Th)/He 年龄、等效镜质体反射率等多种古温标同时进行模拟。模拟过程采用蒙特卡洛随机反演法对于每一个样品模拟 5 000~10 000 条温度—时间路径,当计算古温标值与实测古温标值拟合程度最好时,该温度—时间路径被认为是该样品的热历史。

镜质体反射率是用来恢复碎屑岩地区热流演化的最为常用的手段,但在古老海相地层中缺乏来自高等植物的镜质体,需要采用沥青反射率或晶状体反射率转化成等效镜质体反射率(Xiao *et al.*, 2000)。在低温热年代学典型样品模拟结果的基础上,以等效镜质体反射率古温标为主要约束条件,应用古热流法来恢复典型钻井的热流演化。应用 EASY%Ro 模型计算出地层中镜质体反射率的值,实测的等效镜质体反射率与拟合计算值进行对比,反复修改假设的热史并反复计算古温标值,当计算

值与实测值相吻合时,则认为此时得到的古地温模式、埋藏史和计算的热史可以正确描述盆地的构造—热演化过程(Sweeney and Burnham, 1990)。此外,由于受到盆地内部钻孔样品数量的限制,对于缺乏古温标样品的单井,可以应用盆地模拟软件 BasinMod 1D,在以上述方法恢复的盆地热历史的基础上,结合用回剥法重建的典型钻井埋藏史恢复深层的温度演化历史。

1.2 海相盆地深层古流体压力研究方法

沉积盆地古流体压力的恢复方法也有很多。一类是基于压标物质包裹体的恢复方法,包括传统的经验图版法和经验公式法等统计学方法(Roedder and Bodnar, 1980),目前研究较为成熟的热动力学模拟法(Aplin *et al.*, 2000; Thiéry *et al.*, 2002)以及处于探索阶段应用有限的原位光谱位移法等(Yang and Zheng, 2009)。另一类是基于数值模拟的恢复方法,如流体耦合盆地模拟法、生烃增压模拟法、挤压应变法、地震速度法和等效深度法等(Guo *et al.*, 2011, 2016)。对于构造简单的传统油藏,包裹体热动力学模拟法应用广泛。随着单一包裹体成分测定、包裹体定年等技术的兴起,包裹体热动力学模拟可以得到精度更高、地质意义更明确的压力值。而对于复杂构造区的油气藏,如前陆盆地、深层气藏、多期热液活动地区等,地层压力恢复的方法正在向多学科结合的多元化发展(Beaudoin *et al.*, 2014; Tripathy and Saha, 2015)。针对深层碳酸盐岩储层,由于成岩过程复杂、母岩易碎,既难以进行包裹体测温的实际操作及确定包裹体形成的时间,又缺乏成熟的古压力恢复模型进行盆地模拟;针对大规模气藏,由于缺乏液态烃包裹体,成熟的包裹体热动力学模拟法难以适用,需要用其他类型包裹体替代。因此,需要探索适用于研究区实际地层情况的新方法或改进原有方法来恢复研究区地层的古压力。深层碳酸盐岩储层演化复杂,影响古压力演化的因素复杂且多变,一定的因素在不同的地质条件下起到的作用在程度上和性质上都会发生改变。因此,需要在超压成因分析和热史恢复的基础上,以现今地层压力为约束,综合应用包裹体热动力学模拟法和盆地模拟法恢复四川深层海相气藏的压力演化。

包裹体热动力学模拟法的基本原理是采用烃类包裹体等容线与同期盐水包裹体等容线相交法求包裹体的捕获压力。油包裹体的组分分析是目前古压力恢复中最大的难题,PVTsim 软件中通常用现今油藏中的组分作为起始组分,然后用滴定组分进行

滴定直至模拟油包裹体组分的热力学参数(均一温度、冰点温度和气液比等)与测试数据一致。PVTsim 软件获取烃类包裹体的等容线,软件采用的是 Soave-Redlich-Kwong 状态方程,迭代计算使得设定的油气包裹体组成与室温下测定的气液比匹配。但对于含烃盐水包裹体,PVTsim 软件无法直接计算完成,分析认为,包裹体在饱和压力下达到气液均一,气体刚好完全溶解($V_{\text{vapor}}=0$),可以通过这一限制条件求得初始成分下的饱和压力,然后结合气液比、均一温度等参数迭代计算获得包裹体的最终成分和该成分对应的饱和压力。基于包裹体的古压力恢复方法,只能根据样品信息提供单点、单时的压力信息,想要获得某一套地层在埋藏阶段的压力演化过程,需要借助盆地模拟的方法。精确模拟的前提是恢复准确的埋藏史和选择合适的模型,但由于模型使用范围及应用误差的影响,应该增加约束点校正模拟路径。埋藏史的建立以剥蚀量的准确恢复以及 R_o 与热史的匹配为标准;压力恢复过程由现今地层压力以及包裹体恢复得到的均一温度时的地层压力作为约束条件,通过参数的调整模拟接近实际情况的压力演化。

2 典型研究区温压场演化特征

在海相盆地深层的油气勘探中,川中古隆起震旦系和塔中隆起奥陶系都显示出了巨大的潜力,但由于深层温压场的演化特征尚未厘清,使得对油气成藏时间、期限等成藏关键问题认识不清。

2.1 川中古隆起震旦系温压场演化特征

川中古隆起属于四川盆地中部乐山—龙女寺大型鼻状构造的一部分,位于龙泉山深大断裂以东、华蓥山深大断裂以西,为一个继承性发育的大型古隆起,现今表现为一个大型的穹隆构造,断裂不发育。受到构造运动的影响,西南部的威远地区抬升较高,向东北方向逐渐倾伏。在川中古隆起构造低部位高石梯—磨溪地区发现震旦系特大型气田,主力产层灯影组为孔洞型白云岩(Luo *et al.*, 2017)。震旦系灯影组三段暗色泥质白云岩和寒武系筇竹寺组页岩是主要烃源岩(魏国齐等, 2015)。灯影组气藏埋深大于 5 000 m,是受台缘控制的构造—地层复合型气藏,天然气类型主要为原油裂解气,现今气藏温度为 147.94~151.30 °C,压力系数为 1.12~1.13,属于高温常压气藏。

2.1.1 川中古隆起震旦纪以来的热历史 海相地

层热历史恢复的关键难题是古温标的获取。四川盆地上三叠统到始新统主要为陆相碎屑岩沉积,碎屑磷灰石与锆石比较容易获得,而震旦系至中三叠统主要为海相地层,获取磷灰石与锆石难度较大。幸运的是在川中古隆起的震旦系海相碎屑岩夹层中得到了合适的磷灰石与锆石颗粒,可以通过多种古温标联合模拟来恢复典型样品的温度路径。例如来自川中古隆起 3 个构造单元的震旦系灯影组样品 MX9-2、GS2 和 W117-3,模拟结果显示 3 个样品自沉积之后逐渐升温,在晚志留世到泥盆纪达到 60~90 °C;随后受到加里东运动的影响,温度开始下降,到早二叠世为 30~40 °C;随后温度开始迅速升高,在中晚二叠世出现了一次温度小高峰,这一时期温度上升的速率超过了正常埋藏升温,可能与中晚二叠世时期的热事件有关(图 1)。三叠纪以后地层持续埋深,地层温度持续上升,3 个样品在晚白垩世达到最高古温度,为 220~230 °C,随着最后一期高温结束,受到喜山运动的影响,新生代以来温度迅速下降,威远样品 W117-3 降温幅度最为明显,温度下降约为 95 °C,要高于磨溪—高石梯构造带的样品 MX9-2 和 GS2。整体上川中古隆起地区不同构造单元所经历的构造热演化过程相似,但是最后一期的降温幅度有所差异,磨溪—高石梯构造带的温度下降为 60~70 °C,而威远构造带温度下降约为 95 °C,这也从古地温的角度印证了两个地区最后一期剥蚀量的差异。

在典型样品模拟结果的基础上,以等效镜质体反射率古温标为主要约束条件,应用 Thermodel 软件对川中古隆起热流史进行了模拟。其中现今大地热流、岩石热导率选用徐明等(2011)的研究成果,岩性参数、分层数据、地层底界年龄等基础地质参数来自完井报告。模拟过程中假定从古至今地表温度不变,均设定为 20 °C。以 MX9 井为例,模拟结果显示,镜质体反射率的模拟值与实测值吻合,恢复的热史可信(图 2)。MX9 井震旦纪—早二叠世为稳定低热流阶段,热流值约为 55 mW/m²;在中晚二叠世出现短暂的热流高峰,热流峰值超过了 85 mW/m²;三叠纪以来,热流值逐渐降低,直到侏罗纪之后热流值较为稳定,保持至今热流值约为 64 mW/m²(朱传庆等, 2010;何丽娟等, 2011;Xu *et al.*, 2018)。

对于缺乏古温标样品的井,可以在典型井热历史恢复的基础上,结合沉积埋藏史,应用盆地模拟软件 BasinMod 1D,恢复灯影组的温度演化。典型井的模拟结果显示,大地热流与沉积埋藏是控制地层温

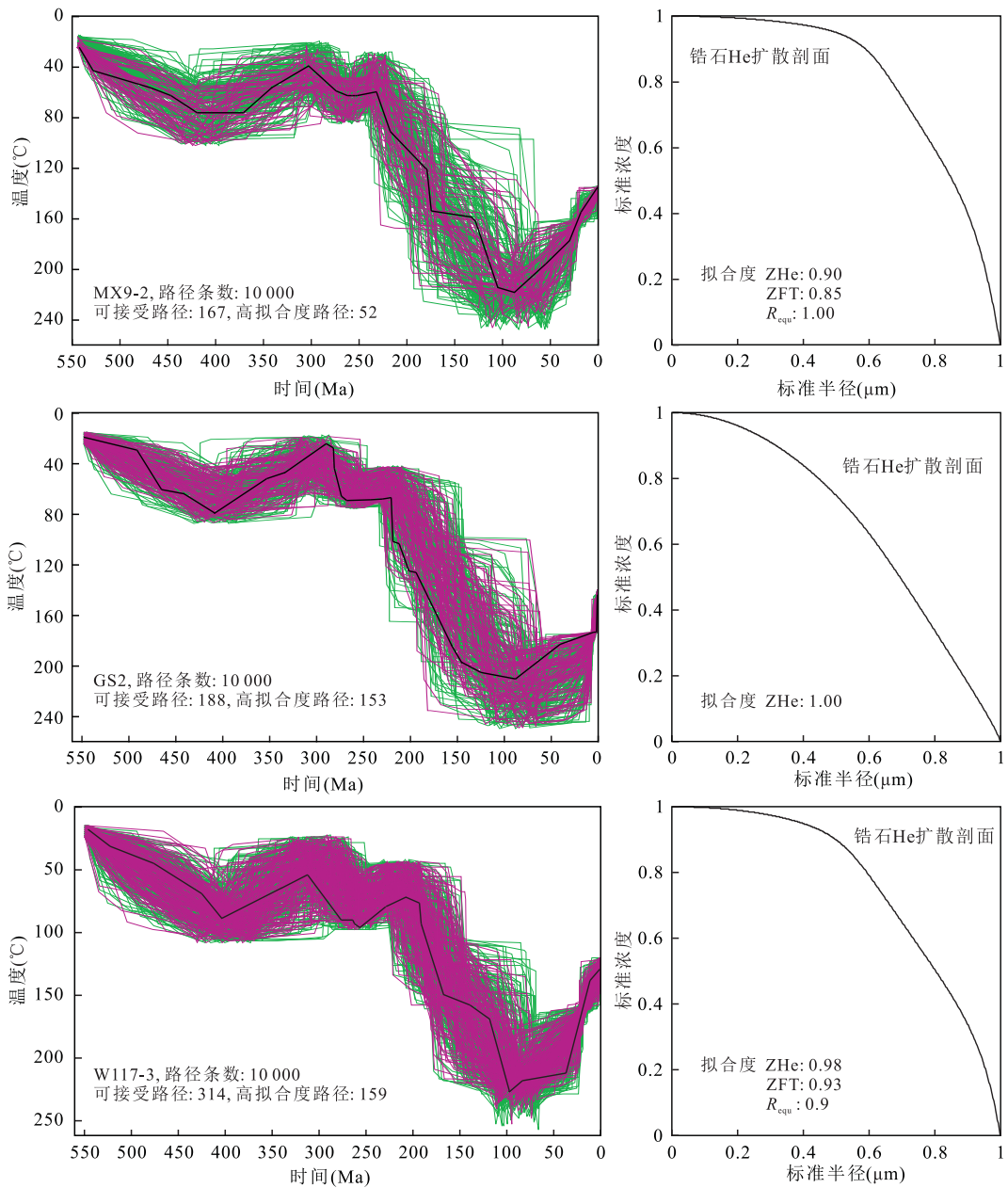


图 1 川中古隆起震旦系灯影组典型样品热历史反演结果

Fig.1 Thermal modeling results of Dengying Formation samples in the central paleo-uplift of Sichuan Basin

绿色线代表可接受热史路径;紫色线代表拟合较好热史路径;黑色线为拟合最好热史路径

度的两大主要因素,灯影组的地层温度演化可以分为 4 个阶段:早古生代—早泥盆世升温阶段、早泥盆世—早二叠世降温阶段、早二叠世—晚白垩世快速升温阶段、晚白垩世—现今快速降温阶段(图 3)。早古生代川中古隆起热流值较为稳定,地层温度主要受到沉积埋藏的影响,随着地层埋藏深度逐渐增加,地层温度随之升高。在早泥盆世,地层温度达到最高,其中灯影组最高温度范围可达 90~110 °C。受到加里东构造运动的影响,早泥盆世开始川中古隆起发生大规模的抬升,地层温度也随之降低。早二叠世

开始,古隆起再次接受持续沉降,地层温度快速增高,直到早白垩世晚期,震旦系灯影组地层温度达到最大值(约 220 °C)。其间在 260 Ma,灯影组地层温度有一次短暂的热异常,这次热异常是受到了古隆起中晚二叠世热流高峰的影响,大地热流的突然升高导致了地层温度的迅速增加,随着晚二叠世热流高峰的结束,地层温度也短暂降低。晚白垩世开始,整个四川盆地受到了喜山运动的影响,古隆起发生大规模构造抬升,地层温度快速降低,最大降温幅度超过 60 °C。

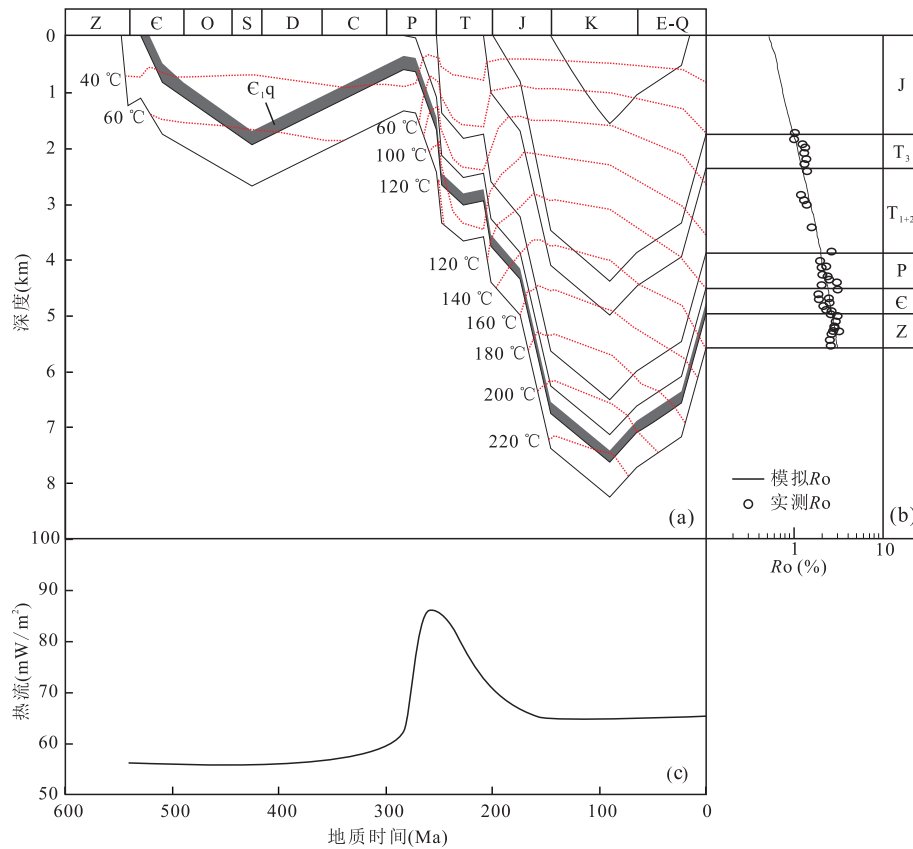


图 2 MX9 井热史模拟结果

Fig.2 Burial history and thermal evolution of Well MX9

a 为 MX9 井埋藏史及热史; b 为模拟 Ro 与实测 Ro 深度剖面; c 为热流演化

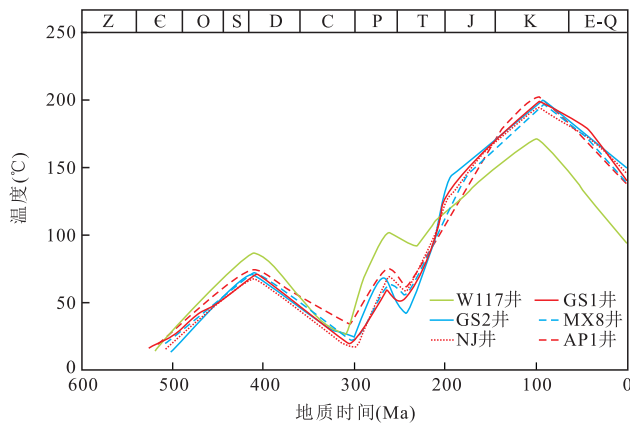


图 3 川中古隆起典型井震旦系灯影组温度演化

Fig.3 Temperature evolution of Dengying Formation in the central paleo-uplift of Sichuan Basin

2.1.2 川中古隆起震旦系压力演化 地层压力的影响因素复杂且多变,目前在碳酸盐岩地层中常见的增压机制包括流体的生成、水平应力的增大、孔隙度的破坏、外来流体的运移等 (Beaudoin *et al.*, 2014).此外,硫酸盐热化学还原作用和构造抬升作

用等对压力的增加和降低都可能产生影响,在目前的研究中存在很大的争议.川中古隆起位于盆地中部,长期以来构造活动较弱,以整体沉降—抬升为主.灯影组现今虽然表现为常压状态,但通过对天然气组分和热史背景分析,认为气藏中天然气成因类型为原油裂解气且储层中存有大量原油裂解后残留的沥青 (Liu *et al.*, 2018b),热史恢复的结果也显示灯影组在中侏罗世就达到了原油裂解所需要的地层温度,这些证据都表明灯影组中可能发生过大规模的原油裂解作用.而据物质平衡原理,物质从高密度向低密度转换时体积会膨胀;如果体积保持不变,系统压力就会相应升高.因此,灯影组中可能因原油的原位裂解作用形成过很强度超压.

在热史恢复基础上,结合异常压力的主要成因,利用流体压实耦合模型,重建川中古隆起震旦系灯影组的压力演化史 (Liu *et al.*, 2018a, 2018b).针对有典型样品的单井 (如 MX9 井和 GS6 井),以含烃盐水包裹体热动力学模拟的捕获压力和现今实测压力来约束演化路径的准确度 (Liu *et al.*, 2018b);而没有样品约束的井则以典型井模拟的参数为依据.

对川中古隆起灯二段的模拟结果显示, 地层压力演化划分为 4 个阶段: (1) 在三叠纪之前, 灯影组地层为常压状态; (2) 三叠纪期间有短暂弱超压发育, 地层压力先逐渐增加大于静水压力, 后随构造抬升地层压力降低至常压; (3) 侏罗纪初期到早白垩世末期, 地层压力及压力系数逐渐增加, 在 90 Ma 灯 2 段地层剩余压力最大达到 55 MPa, 压力系数约数为 1.75; (4) 晚白垩世至今为卸压阶段, 地层压力迅速下降, 在新近纪时期恢复至常压(图 4)。

2.2 塔中隆起奥陶系温压场演化特征

塔里木盆地中央隆起带经历了多次构造拉张和构造挤压, 发生多期大规模的沉降和抬升运动, 断裂系统十分发育。位于 I 号断裂带和 II 号断裂带之间的低凸起区构造活动相对稳定, 地层保存相对较全, 在奥陶系生物礁型碳酸盐岩储层中富集凝析气。目前的研究表明, 寒武系一下奥陶统优质烃源岩、上奥陶统烃源岩以及古油藏裂解气为奥陶系凝析气藏提供气源(李素梅等, 2011; 霍志鹏等, 2016)。奥陶系凝析气藏现今埋深大于 4 500 m, 属于高温常压型凝析气藏, 现今地层温度在 130~150 °C; 下奥陶统鹰山组气藏现今地层压力主要为 43~68 MPa, 平均压力系数为 1.07; 上奥陶统良里塔格组气藏压力为 46.81~71.1 MPa, 平均压力系数为 1.07。

2.2.1 塔中隆起地温场演化特征 对于塔里木盆地的现今地温场, 前人已经开展了大量的研究, 认为塔中低凸起是塔里木盆地高热流区(略高于 60 mW/m²)(王钧等, 1995; 邱楠生, 2002), 与全球大陆热流平均值接近, 平均地温梯度为 23.6 °C/

km, 且东部地温梯度比西部略高。塔里木盆地古地温研究已经进行了 20 多年。近年来的研究成果表明塔里木盆地在早古生代时期具有较高的地温梯度(约 35 °C/km), 此后逐渐降低。但受火山岩侵入的影响, 二叠纪时期在盆地的大部分地区地温梯度有增加的现象(Li *et al.*, 2010; Qiu *et al.*, 2012)。利用多种古温标耦合反演得到的古生代时期热历史揭示出盆地不同构造单元的地温梯度演化差异较大, 早寒武世塔中与塔东地区的地温梯度比塔西北相对较高, 并由 37 °C/km 逐渐降低至现今的 25 °C/km (Qiu *et al.*, 2012)。根据磷灰石裂变径迹退火模型通过 HeFTy 软件模拟的典型样品的热演化历史显示, 在 180 Ma 以前, 塔中地区各地层基本为持续、缓慢升温状态; 在 180~110 Ma 由于地层抬升导致温度降低; 在 100~80 Ma 有一期短暂的升温-降温过程; 之后各地层开始埋深增温, 直至达到现今温度状态(Chang *et al.*, 2015)。根据等效镜质体反射率和磷灰石裂变径迹等古温标模拟结果, 得到塔中隆起典型单井的热流演化(图 5)。塔中隆起大地热流在 500 Ma 约为 65 mW/m², 之后逐渐降低, 至 380~270 Ma, 热流又有所回升; 270 Ma 至今, 塔中地区热流值逐渐缓慢降低至现今热状态。目前各单井热流略微有所差异, 但都在 50~55 mW/m²。

2.2.2 塔中隆起压力场演化特征 根据塔中隆起钻井压力测试数据统计分析, 笔者认为塔中隆起奥陶系压力系数整体为 0.9~1.2, 属于正常压力。根据包裹体的荧光光谱分析, 塔中隆起奥陶系至少经历了两期原油充注, 蓝色荧光包裹体反映的是更晚一期原油充注(图 6)。通过包裹体测温统计, 黄色荧光

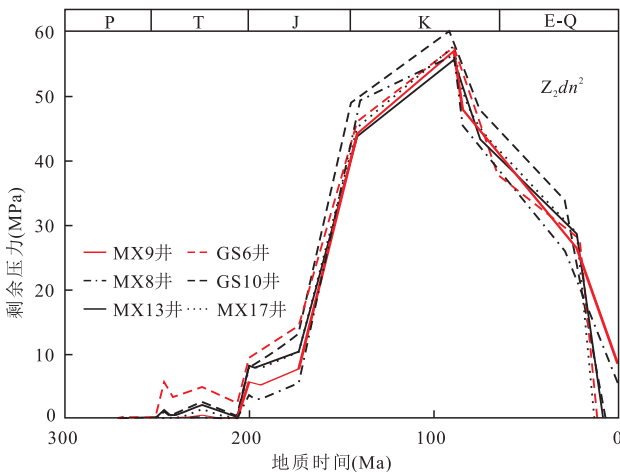


图 4 川中古隆起震旦系灯影组底部剩余压力演化

Fig.4 Excess pressure evolution of Dengying Formation in the central paleo-uplift of Sichuan Basin

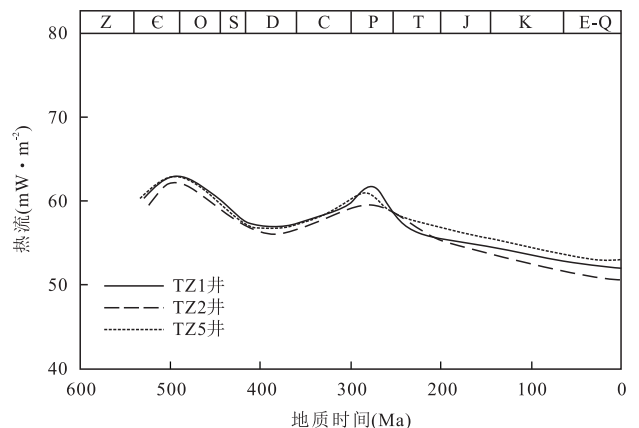


图 5 塔中隆起典型井热流演化

Fig.5 Heat flow evolution of typical wells in the central uplift of Tarim Basin

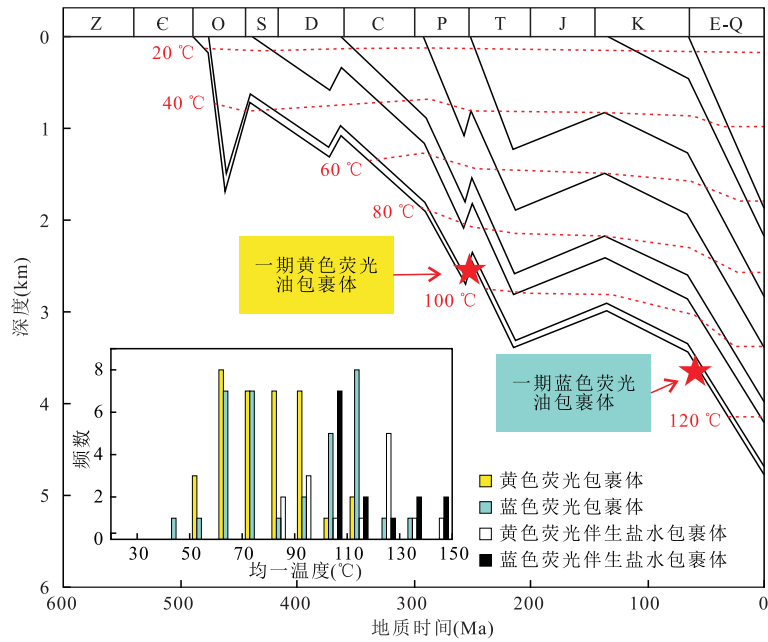


图 6 TZ62 井埋藏史、热史及两期油包裹体的捕获时期

Fig.6 Burial and thermal histories of Well TZ62 and formation times for two periods' petroleum inclusions

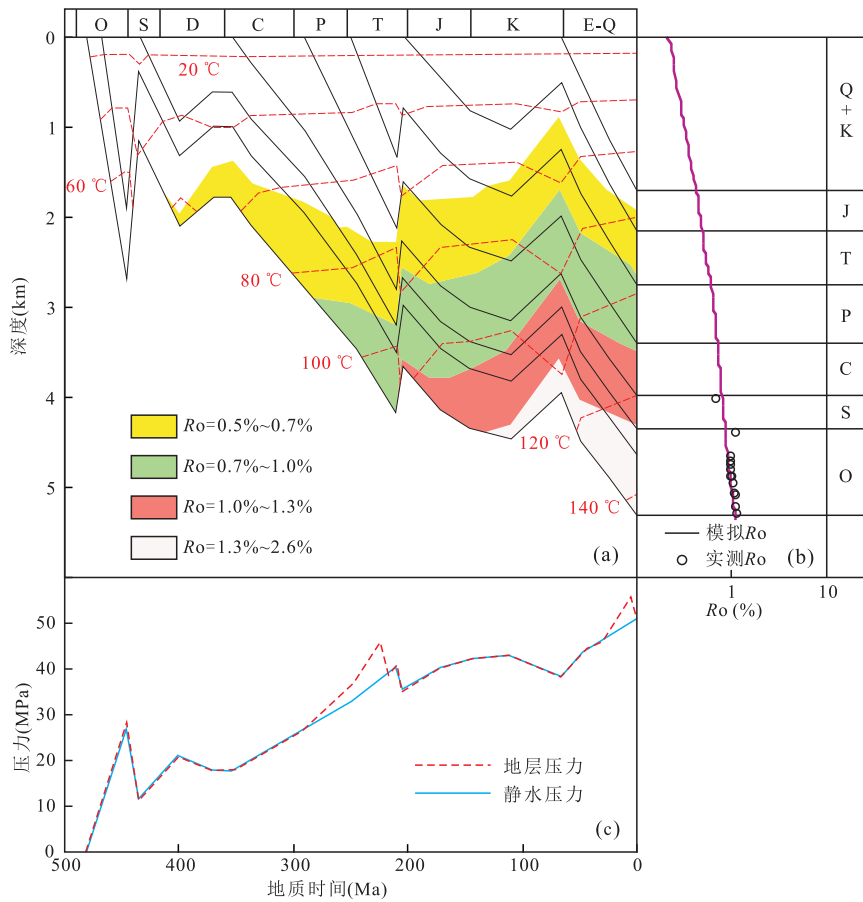


图 7 TZ 12 井热史演化及中下奥陶统压力演化

Fig.7 Thermal history for Well TZ12 and pressure evolution in the O_{1+2} Formation

a 为 TZ12 井埋藏史及热史; b 为模拟 R_o 与实测 R_o 深度剖面; c 为中下奥陶统压力演化

包裹体均一温度为 60~130 °C, 主峰温度在 70~110 °C; 蓝色荧光包裹体均一温度为 50~150 °C, 两个主峰温度分别为 70~90 °C 和 120~130 °C. 黄色荧光包裹体伴生的盐水包裹体均一温度两个主峰分别为 100~110 °C 和 130~140 °C, 蓝色荧光包裹体伴生的盐水包裹体均一温度两个主峰分别为 110~120 °C 和 140~160 °C. 结合埋藏史和热史, 可以得到第一期黄色荧光油包裹体和第一期蓝色或黄—绿色荧光油包裹体的捕获时期, 分别在二叠纪和晚白垩世. 第二期黄色荧光油包裹体和第二期蓝色或黄—绿色荧光油包裹体伴生的盐水包裹体的均一温度都高于地层所经历的最大温度, 推测这两期油包裹体的捕获与来自深部膏岩层盐水热液活动有关. 根据包裹体热动力学模型计算的古压力表明, 塔中隆起奥陶系在 3 次主要的油气成藏期都没有明显的超压.

根据异常压力成因机制及塔里木气田区的地质特征, 笔者认为研究区异常压力的成因主要是烃类生成和充注. 因此, 在热史恢复基础上, 结合前述的压力成因机制定量分析结果重建了塔中隆起典型井奥陶系的压力演化史. 以 TZ12 井为例, 模拟结果表明在 280~230 Ma 和 30~5 Ma 曾出现过两次微弱的超压(图 7). 这两次超压分别对应的是两期油气成藏: 海西晚期的原油充注和喜山期干气充注. 奥陶系在海西晚期的最大剩余压力超过 15 MPa, 压力系数约为 1.3; 喜山期剩余压力为 10 MPa, 由于地层埋深较大, 超压系数较小, 仅为 1.1. 对于塔中地区奥陶系在中晚加里东期的第一期古油藏形成时期, 由于原油充注量较少, 且地层孔隙度偏大, 孔渗性好, 并没有形成明显的超压. 上述结果表明塔中凝析气田区早期均为正常压力, 之后随着气体侵入, 地层压力出现弱超压, 但整体上仍处于常压状态.

3 温压场演化与海相深层油气成藏

温压场是沉积盆地中影响油气成藏过程的核心能量场. 最直接的影响就表现在温度演化对烃源岩生排烃过程的控制以及压力演化对成藏动力的控制. 而对深层油气藏的研究表明, 温压场对油气成藏的控制作用体现在整个过程中. 例如温度对生排烃的控制会制约有机酸形成的时间和过程, 间接影响对深层碳酸盐岩储层的改造作用; 而超压可能形成对孔隙的保护作用、对盖层的破坏作用等. 温压场与

油气成藏之间的作用是相互的, 如川中震旦系气藏, 温度的演化控制着烃类充注的相态, 超高的地层温度会造成原油发生原位裂解, 在渗透率较低的储层中, 原油裂解生气会造成异常高的地层压力, 甚至大于盖层的破裂压力, 形成微裂缝, 从而造成幕式排烃的效果. 因此, 想要准确分析深层油气的成藏机理, 首先要理清深层温压场的演化特征. 本文详细对比了川中古隆起震旦系气藏和塔中隆起奥陶系凝析气藏温压演化的相似性和差异性, 并进一步讨论了温压场对川中地区震旦系气藏成藏期次和储层改造等问题的影响作用.

3.1 海相盆地古老—深层温压场特征

笔者通过对川中震旦系和塔中奥陶系气藏的分析认为, 目前多种古温标联合反演和包裹体约束的流体压实耦合模拟是恢复海相盆地古老—深层温压场较为有效的手段. 两套层系地温背景相似, 但所经历的温度演化过程截然不同(表 1). 川中古隆起震旦系整体上经历了两次升温降温的过程, 三叠纪开始的快速升温使得震旦系地层在早白垩世末期达到最高古地温超过 220 °C, 随后又经历了快速的降温阶段, 降温幅度最高达到 80 °C. 而对于塔中隆起的奥陶系, 整个埋藏过程是个缓慢持续增温的过程. 现今温度为地层所经历的最高温度. 受高温作用影响, 川中震旦系—古生界海相地层烃源岩成熟度较高、古油藏都全部裂解成气, 现今气藏主要为成熟度高的干气. 而塔中地区下古生界所经历的温度较低, 目前仍有液态烃存在, 天然气主要为凝析气相态. 此外, 受低地温影响, 塔中地区“天然气死亡线”的埋深更大, 因此塔中地区更深层的下寒武统、前寒武系可能有干气藏存在, 具有较大的天然气勘探潜力.

川中震旦系和塔中奥陶系现今地层压力都表现为正常压力, 但压力演化过程差异较大. 塔中奥陶系凝析气藏在地质历史中未出现明显的异常压力, 异常压力对天然气成藏的影响较小. 但川中震旦系受生烃作用的影响, 侏罗纪开始超压快速累积, 到早白垩世末期原油裂解生气达到最大程度, 储层中的超压也逐渐逼近盖层的破裂压力. 随着后期抬升造成的地层温度大幅降低和油气藏横向调整的影响(Liu *et al.*, 2018b), 震旦系的地层压力在新近纪末期恢复至正常压力. 但受岩性油气藏良好封闭作用的影响, 与震旦系气藏同源的下寒武统龙王庙组气藏至今仍保持一定程度的超压(Liu *et al.*, 2016; Liu *et al.*, 2018b). 目前的研究表明, 高压对烃类生成和

表 1 典型古老—深层海相气藏温压场特征对比

Table 1 Comparison of temperature and pressure in typical ancient-deep marine gas reservoirs

温压特征	川中古隆起震旦系	塔中隆起奥陶系
气藏相态	原油裂解气	凝析气
现今地温	气藏温度为 140~160 °C 地温梯度为 25~30 °C/km	气藏温度为 100~150 °C 地温梯度为 20~24 °C/km
温度演化	增温—降温—快速升温—快速降温 最大古地温超过 220 °C	持续缓慢增温 现今为最高温度(100~150 °C)
现今压力系数	1.0~1.2	0.9~1.2
压力演化	常压—弱超压—强超压—常压	常压—弱超压
超压成因机制	烃类生成	—
代表井	MX9 井、GS6 井	TZ12 井、TZ62 井

原油裂解都可能产生抑制作用,从而推迟古老地层生气和成藏的时间,将有利于大气田的保存(陈中红等,2013;解习农等,2017)。无论是塔里木盆地还是四川盆地,由于地温梯度较低,下古生界烃源岩进入生烃门限和储层达到原油裂解温度的时候,地层都处于高压甚至超压状态。在选择勘探目标的时候,异常压力发育的古老海相地层从侧面表明了其具有良好封闭性,有较大的天然气勘探前景。同时,在紧邻超压系统的常压区也会是盆地内油气运聚的优势区域,在大气田勘探中也应给予重点关注。

3.2 温压场与成藏期次

温压条件结合埋藏过程分析,川中古隆起震旦系气藏表现出多期充注的特征(图 8)。晚二叠世—早侏罗世为古油藏形成时期;中侏罗世以后,随着古油藏的埋深进一步增大,地层温度也逐渐升高,液态烃大量裂解;受喜山运动影响,古近纪至今盆地持续抬升,为气藏的调整阶段。在奥陶纪末寒武系筇竹寺组的烃源岩开始生烃形成古油藏,由于烃量供应少并没有引起异常压力。晚二叠世开始地层温度迅速增高,寒武系烃源岩经历二次生烃,该期烃类充注使震旦系灯影组储集层开始增压。中侏罗世开始随着地层的再次埋深温度继续增大,灯影组储集层的地层温度达到原油裂解气的起始温度(160 °C),形成裂解气藏;大量的原油发生裂解引起地层压力快速增大,在晚白垩世末达到最大的压力系数(1.45)。晚白垩世以后地层发生抬升剥蚀并伴随着温度的降低、气体脱溶及气藏的横向调整(刘一锋等,2014,2015),这些综合因素导致地层压力逐渐下降,并最终演化至现今的常压状态。

3.3 温压场对深层碳酸盐岩储层形成的控制作用

对于经历过深埋作用的碳酸盐岩储层,沉积相对油气的控制作用减弱,次生孔隙的控制作用增强。在埋藏成岩环境下,高温高压都可能导致侵蚀性流体的形成。温压场对储层流体的演化有着重要的影响,而流体性质又控制着储层成岩演化。前人研究认为在生油高峰之前有机酸开始生成, $R_o = 0.35\%$ 时,有机质开始脱羧,形成有机酸,随着地层埋藏深度和地温的增加,有机酸的生成量逐渐增大,但当有机质成熟度太高时,泥岩中有机质脱羧结束,有机酸的生成也就停止(解习农等,2009)。目前关于有机酸脱羧停止的温度还存在争议,当温度高于 120 °C 以后,烃类热降解会产生大量的 CO_2 ,使 CO_2 分压增高,与孔隙流体相互作用形成碳酸,从而引起碳酸盐岩发生溶蚀。此外烃类热化学硫酸盐还原作用也会产生酸性流体,形成碳酸与硫酸,从而引起碳酸盐矿物的溶蚀。同时超压可以抑制有机质的热演化,因此在超压发育期,有机酸的生成可以延长到更深的层段(孟元林等,2008),碳酸盐溶蚀发生的时间更久,作用温度更高。基于前人的研究认识,根据川中古隆起灯影组储层温度压力演化特征与烃源岩生排烃特征,笔者判断灯影组储层流体可能在晚奥陶世开始由碱性流体开始向含烃流体转变,随着有机酸的大量排出,发生一次溶蚀作用,孔隙度有所增大。在晚二叠世开始,随着 CO_2 的大量生成,储层流体再一次变为酸性流体,产生第二次溶蚀作用高峰。随着温度的进一步升高,地层水中的有机酸基本消失,实现溶蚀平衡(图 8)。

碳酸盐岩对于成岩作用有着强烈的敏感性,地

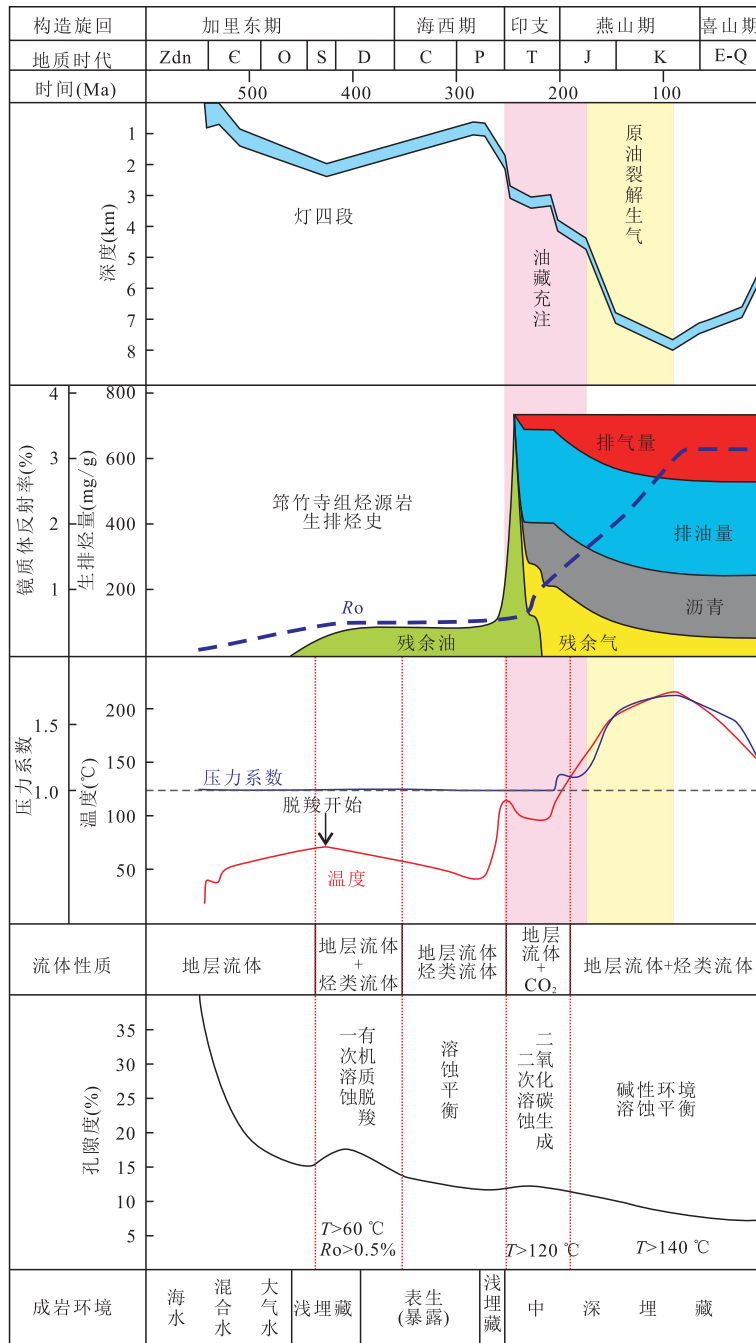


图 8 川中古隆起震旦系天然气成藏特征与温压演化

Fig.8 Evolution of temperature and pressure and characteristics of gas accumulation in the Dengying Formation of the central paleo-uplift in Sichuan Basin

表及埋藏条件下的溶蚀作用对于增强储集体的储集和渗透能力具有重要的意义.前人进行了大量的研究探讨了碳酸盐岩埋藏过程中的溶蚀—沉淀行为,发现温度与压力对于溶蚀作用有着不同的影响.针对温度单因素,一般认为碳酸盐矿物溶蚀程度随着温度升高先增加后减小,在中温阶段达到峰值,但对于中温阶段的温度范围现在还有所争议(蒋小琼等, 2008; 丁茜等, 2017).针对压力单因素控制作用认识

较为单一,即碳酸盐矿物的溶蚀随着压力升高而增强(王伟等, 2011).对于温压协同控制作用,余敏等(2013)研究认为随着温度压力升高,方解石和白云石溶蚀程度均不断增强;不同矿物之间,低温低压阶段方解石更易发生溶蚀,高温高压阶段白云石溶蚀速率更高.目前碳酸盐岩溶蚀作用模拟实验主要是改变仪器的温压条件以研究其对溶蚀作用的影响,这就造成了实验条件与实际的地质情况可能差距较

大,因此对于物理模拟实验温压条件的设定,需参考地层温压演化的实际路径(如升温增压速率、持续时间以及流体体系的变化等因素),争取模拟实验与实际地质条件的匹配。此外,物理模拟实验所选取的实验样品应尽量与温压条件相匹配,应用本文方法所恢复的温压路径反映的是岩石从沉积埋藏早期成岩到晚期成岩演化的完整过程,若以此路径进行实验,应尽量选取演化程度较低的样品。若选取经历长期高温、高压埋藏的样品,应调整实验条件,否则实验结果可能偏离实际地质情况。

4 结论

(1)四川盆地和塔里木盆地现今都表现为低温、低大地热流的热状态,川中古隆起震旦系灯影组的温度演化经历了升温—降温—快速升温—快速降温的过程;而塔中隆起奥陶系则经历了持续缓慢增温的过程,现今为最高温度。

(2)川中震旦系和塔中奥陶系现今地层压力都表现为常压,但前者经历了常压—弱超压/强超压—卸压的演化过程,而塔中隆起奥陶系在 3 次主要的油气成藏期没有明显的超压。

(3)温度和压力是盆地中两个重要的能量场,二者在地质演化历史中相互作用,控制着油气成藏期次和储层成岩演化过程。从气藏的温压条件分析,川中古隆起震旦系气藏表现出了多期充注的特征。温压场对碳酸盐岩埋藏过程中的溶蚀—沉淀作用也有着直接和间接的控制作用,温度和压力的恢复可以为碳酸盐岩高温高压成岩演化模拟实验提供有效参数。

References

- Aplin, A. C., Larter, S. R., Bigge, M. A., et al., 2000. PVTX History of the North Sea's Judy Oilfield. *Journal of Geochemical Exploration*, 69–70: 641–644. [https://doi.org/10.1016/S0375-6742\(00\)00066-2](https://doi.org/10.1016/S0375-6742(00)00066-2)
- Beaudoin, N., Lacombe, O., Bellahsen, N., et al., 2014. Evolution of Pore-Fluid Pressure during Folding and Basin Contraction in Overpressured Reservoirs: Insights from the Madison-Phosphoria Carbonate Formations in the Bighorn Basin (Wyoming, USA). *Marine and Petroleum Geology*, 55: 214–229. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.12.009>
- Chang, J., Qiu, N. S., Song, X. Y., et al., 2015. Multiple Cooling Episodes in the Central Tarim (Northwest China) Revealed by Apatite Fission Track Analysis and Vitroinite Reflectance Data. *International Journal of Earth Sciences*, 105(4): 1257–1272.
- Chen, Z. H., Zhang, S. C., Zha, M., 2013. Geochemical Evolution during the Cracking of Crude Oil into Gas under Different Pressure Systems. *Science in China (Series D)*, 43(11): 1807–1818 (in Chinese).
- Ding, Q., He, Z. L., Wo, Y. J., et al., 2017. Factors Controlling Carbonate Rock Dissolution under High Temperature and Pressure. *Oil and Gas Geology*, 38(4): 784–791 (in Chinese with English abstract).
- Feng, C. G., Liu, S. W., Wang, L. S., et al., 2009. Present-Day Geothermal Regime in Tarim Basin, Northwest China. *Chinese Journal of Geophysics*, 52(11): 2752–2762 (in Chinese with English abstract).
- Feng, C. G., Liu, S. W., Wang, L. S., et al., 2010. Present-Day Geotemperature Field Characteristics in the Central Uplift Area of the Tarim Basin and Implications for Hydrocarbon Generation and Preservation. *Earth Science*, 35(4): 645–656 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2010.079>
- Guo, X. W., He, S., Liu, K. Y., et al., 2011. Quantitative Estimation of Overpressure Caused by Oil Generation in Petroiferous Basins. *Organic Geochemistry*, 42(11): 1343–1350. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011.08.017>
- Guo, X. W., Liu, K. Y., Jia, C. Z., et al., 2016. Constraining Tectonic Compression Processes by Reservoir Pressure Evolution: Overpressure Generation and Evolution in the Kelasu Thrust Belt of Kuqa Foreland Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 72: 30–44.
- Guo, Y. C., Pang, X. Q., Chen, D. X., et al., 2012. Evolution of Continental Formation Pressure in the Middle Part of the Western Sichuan Depression and Its Significance for Hydrocarbon Accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 39(4): 426–433 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Guo, T. L., Zhu, Y. M., et al., 2008. Evidence for Multiple Stages of Oil Cracking and Thermochemical Sulfate Reduction in the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China. *AAPG Bulletin*, 92(5): 611–637. <https://doi.org/10.1306/01210807090>
- He, L. J., Huang, F., Liu, Q. Y., et al., 2014. Tectono-Thermal Evolution of Sichuan Basin in Early Paleozoic. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 36(2): 10–17 (in Chinese with English abstract).
- He, L. J., Xu, H. H., Wang, J. Y., 2011. Thermal Evolution and Dynamic Mechanism of the Sichuan Basin during the Early Permian-Middle Triassic. *Science in China (Series D)*, 41(12): 1884–1891 (in Chinese).

- He, Z. L., Jin, X. H., Wo, Y. J., et al., 2016. Hydrocarbon Accumulation Characteristics and Exploration Domains of Ultra-Deep Marine Carbonates in China. *China Petroleum Exploration*, 21(1): 3–14 (in Chinese with English abstract).
- Huo, Z. P., Jiang, T., Pang, X. Q., et al., 2016. Evaluation of Deep Carbonate Source Rocks with Low TOC and Contribution to Oil-Gas Accumulation in Tazhong Area, Tarim Basin. *Earth Science*, 41(12): 2061–2074 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.143>
- Jiang, X. Q., Wang, S. Y., Fang, M., et al., 2008. Study of Simulation Experiment for Carbonate Rocks Dissolution in Burial Diagenetic Environment. *Petroleum Geology and Experiment*, 30(6): 643–646 (in Chinese with English abstract).
- Li, H. L., Qiu, N. S., Jin, Z. J., et al., 2004. Study on Thermal History of Tazhong Area, Talimu Basin. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 19(4): 36–39 (in Chinese with English abstract).
- Li, M. J., Wang, T. G., Chen, J. F., et al., 2010. Paleo-Heat Flow Evolution of the Tabei Uplift in Tarim Basin, Northwest China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 37(1): 52–66. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2009.07.007>
- Li, S. M., Xiao, Z. Y., Lv, X. X., et al., 2011. Geochemical Characteristics and Origin of Hydrocarbons from Lower Ordovician in Tazhong Area, Tarim Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 32(3): 272–276 (in Chinese with English abstract).
- Liu, K. Y., Bourde, J., Zhang, B. S., et al., 2013. Hydrocarbon Charge History of the Tazhong Ordovician Reservoirs, Tarim Basin as Revealed from an Integrated Fluid Inclusion Study. *Petroleum Exploration and Development*, 40(2): 171–180 (in Chinese with English abstract).
- Liu, S., Wang, H., Sun, W., et al., 2008. Energy Field Adjustment and Hydrocarbon Phase Evolution in Sinian-Lower Paleozoic Sichuan Basin. *Journal of China University of Geosciences*, 19(6): 700–706.
- Liu, W., Qiu, N. S., Xu, Q. C., et al., 2018a. Precambrian Temperature and Pressure System of Gaoshiti-Moxi Block in the Central Paleo-Uplift of Sichuan Basin, Southwest China. *Precambrian Research*, 313: 91–108.
- Liu, W., Qiu, N. S., Xu, Q. C., et al., 2018b. The Evolution of Pore-Fluid Pressure and Its Causes in the Sinian-Cambrian Deep Carbonate Gas Reservoirs in Central Sichuan Basin, Southwestern China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169: 96–109.
- Liu, Y. F., Qiu, N. S., Xie, Z. Y., et al., 2014. Characteristics and Effects on Gas Accumulation of the Sinian-Lower Cambrian Temperature-Pressure Field in the Central Paleo-Uplift, Sichuan Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 32(3): 601–610 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y. F., Qiu, N. S., Xie, Z. Y., et al., 2016. Overpressure Compartments in the Central Paleo-Uplift, Sichuan Basin, Southwest China. *AAPG Bulletin*, 100(5): 867–888. <https://doi.org/10.1306/02101614037>
- Liu, Y. F., Zheng, L. J., Qiu, N. S., et al., 2015. The Effect of Temperature on the Overpressure Distribution and Formation in the Central Paleo-Uplift of the Sichuan Basin. *Chinese Journal of Geophysics*, 58(7): 2380–2390 (in Chinese with English abstract).
- Lu, X. S., Liu, K. Y., Zhao, M. J., et al., 2016. Accumulation Mechanism Analysis of the Typical Deep Reservoirs in Tarim Basin. *Journal of Northeast Petroleum University*, 40(6): 62–73 (in Chinese with English abstract).
- Luo, B., Yang, Y. M., Luo, W. J., et al., 2017. Controlling Factors of Dengying Formation Reservoirs in the Central Sichuan Paleo-Uplift. *Petroleum Research*, 2(1): 54–63. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2017.06.001>
- Meng, Y. L., Li, B., Wang, Z. G., et al., 2008. Overpressure Retardation of Organic Acid Generation and Clastic Reservoirs Dissolution in Central Huanghua Depression. *Petroleum Exploration and Development*, 35(1): 40–43 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, N. S., 2002. Characters of Thermal Conductivity and Radio Genic Heat Production Rate in Basins of Northwest China. *Chinese Journal of Geology*, 37(2): 196–206 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, N. S., Chang, J., Zuo, Y. H., et al., 2012. Thermal Evolution and Maturation of Lower Paleozoic Source Rocks in the Tarim Basin, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 96(5): 789–821. <https://doi.org/10.1306/09071111029>
- Qiu, N. S., Jin, Z. J., Li, J. C., 2002. Discussion on Thermal Wave Model Used in the Thermal Evolution Analysis in the Tarim Basin. *Chinese Journal of Geophysics*, 45(3): 398–406 (in Chinese with English abstract).
- Reiners, P. W., Spell, T. L., Nicolescu, S., et al., 2004. Zircon (U-Th)/He Thermochronometry: He Diffusion and Comparisons with $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ Dating. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 68(8): 1857–1887. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2003.10.021>
- Roedder, E., Bodnar, R. J., 1980. Geologic Pressure Determinations from Fluid Inclusion Studies. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 8(1): 263–301. <https://doi.org/10.1146/annurev.earth.08.050180.001403>
- She, M., Shou, J. F., He, X. Y., et al., 2013. Experiment of Dissolution Mechanism of Carbonate Rocks: Surface Dissolution and Internal Dissolution. *Marine Origin Petroleum Geolo-*

- gy, 18(3):55—61(in Chinese with English abstract).
- Sweeney, J.J., Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. *AAPG Bulletin*, 74(10): 1559—1570. <https://doi.org/10.1306/0c9b251f-1710-11d7-8645000102c1865d>
- Thiery, R., Pironon, J., Walgenwitz, F., et al., 2002. Individual Characterization of Petroleum Fluid Inclusions (Composition and P-T Trapping Conditions) by Microthermometry and Confocal Laser Scanning Microscopy: Inferences from Applied Thermodynamics of Oils. *Marine and Petroleum Geology*, 19(7): 847—859. [https://doi.org/10.1016/s0264-8172\(02\)00110-1](https://doi.org/10.1016/s0264-8172(02)00110-1)
- Tian, H., Xiao, X.M., Wilkins, R.W.T., et al., 2008. New Insights into the Volume and Pressure Changes during the Thermal Cracking of Oil to Gas in Reservoirs: Implications for the In-Situ Accumulation of Gas Cracked from Oils. *AAPG Bulletin*, 92(2): 181—200. doi.org/10.1306/09210706140
- Tripathy, V., Saha, D., 2015. Inversion of Calcite Twin Data, Paleostress Reconstruction and Multiphase Weak Deformation in Cratonic Interior—Evidence from the Proterozoic Cuddapah Basin, India. *Journal of Structural Geology*, 77: 62—81. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2015.05.009>
- Wan, Y.L., Gu, Y., Fu, Q., et al., 2017. Characteristics of Geothermal-Geopressure Field and Its Implications for the Process of Hydrocarbon Distribution in Deep Ordovician Stratum in Shunnan-Gulong Area of Tarim Basin. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 37(1): 74—83 (in Chinese with English abstract).
- Wang, H.J., Huang, X.M., 1999. Pressure Structure and Petroleum Distribution in Tazhong Area. *Experimental Petroleum Geology*, 21(3): 242—245 (in Chinese with English abstract).
- Wang, J., Wang, J.A., Shen, J.Y., et al., 1995. Heat Flow in Tarim Basin. *Earth Science*, 20(4): 399—404 (in Chinese with English abstract).
- Wang, W., Huang, K.J., Bao, Z.Y., et al., 2011. Dissolution Kinetics of Different Types of Oolitic Limestones in Northeastern Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 38(4): 495—502 (in Chinese with English abstract).
- Wei, G.Q., Du, J.H., Xu, C.C., et al., 2015. Characteristics and Accumulation Modes of Large Gas Reservoirs in Sinian-Cambrian of Gaoshiti-Moxi Region, Sichuan Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 36(1): 1—12 (in Chinese with English abstract).
- Wu, T., Xu, Y., Bian, Q.L., 1999. Relationship between the CAI of Conodont and Maturity of Source Rock in Northeast Region of Tarim Basin. *Xinjiang Geology*, 17(2): 75—78 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, X.M., Wilkins, R.W.T., Liu, D.H., et al., 2000. Investigation of Thermal Maturity of Lower Palaeozoic Hydrocarbon Source Rocks by Means of Vitrinite-Like Maceral Reflectance—A Tarim Basin Case Study. *Organic Geochemistry*, 31(10): 1041—1052. [https://doi.org/10.1016/s0146-6380\(00\)00061-9](https://doi.org/10.1016/s0146-6380(00)00061-9)
- Xie X.N., Cheng J.M., Meng Y.L., 2009. Basin Fluid Flow and Associated Diagenetic Processes. *Acta Sedimentologica Sinica*, 27(5): 863—871 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X.N., Hao, F., Lu, Y.C., et al., 2017. Differential Enrichment Mechanism and Key Technology of Shale Gas in Complex Areas of South China. *Earth Science*, 42(7): 1045—1056 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.084>
- Xu, M., Zhu, C.Q., Tian, Y.T., et al., 2011. Borehole Temperature Logging and Characteristics of Subsurface Temperature in the Sichuan Basin. *Chinese Journal of Geophysics*, 54(4): 1052—1060 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Q.C., Qiu, N.S., Liu, W., et al., 2018. Thermal Evolution and Maturation of Sinian and Cambrian Source Rocks in the Central Sichuan Basin, Southwest China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 164: 143—158. <https://doi.org/10.1016/j.jseae.2018.06.015>
- Yamada, R., Murakami, M., Tagami, T., 2007. Statistical Modelling of Annealing Kinetics of Fission Tracks in Zircon; Reassessment of Laboratory Experiments. *Chemical Geology*, 236(1—2): 75—91. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2006.09.002>
- Yang, Y.P., Zheng, H.F., 2009. Pressure Determination by Raman Spectra of Water in Hydrothermal Diamond-Anvil Cell Experiments. *Applied Spectroscopy*, 63(1): 120—123. <https://doi.org/10.1366/000370209787169678>
- Zhang, N., Tian, L., Xing, Y.L., et al., 2011. Characteristic of Hydrocarbon Fluid Inclusions and Analysis of Reservoir Formation in Ordovician Reservoir of Tazhong Area, Tarim Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 27(5): 1548—1556 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, W.Z., Hu, S.Y., Liu, W., et al., 2014. Petroleum Geological Features and Exploration Prospect in Deep Marine Carbonate Strata Onshore China: A Further Discussion. *Natural Gas Industry*, 34(4): 1—9 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, C.Q., Xu, M., Yuan, Y.S., et al., 2010. Palaeogeothermal Response and Record of the Effusing of Emeishan Basalts in the Sichuan Basin. *Chinese Science Bulletin*, 55(6): 474—482 (in Chinese).

- Zhu, G. Y., Milkov, A. V., Chen, F. R., et al., 2018. Non-Cracked Oil in Ultra-Deep High-Temperature Reservoirs in the Tarim Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 89: 252–262. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.07.019>
- ### 附中文参考文献
- 陈中红, 张守春, 查明, 2013. 不同压力体系下原油裂解的地球化学演化特征. *中国科学(D辑)*, 43(11): 1807–1818.
- 丁茜, 何治亮, 沃玉进, 等, 2017. 高温高压条件下碳酸盐岩溶蚀过程控制因素. *石油与天然气地质*, 38(4): 784–791.
- 冯昌格, 刘绍文, 王良书, 等, 2009. 塔里木盆地现今地热特征. *地球物理学报*, 52(11): 2752–2762.
- 冯昌格, 刘绍文, 王良书, 等, 2010. 塔里木盆地中央隆起区现今地温场分布特征及其与油气的关系. *地球科学*, 35(4): 645–656. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2010.079>
- 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等, 2012. 川西坳陷中段陆相地层压力演化及其成藏意义. *石油勘探与开发*, 39(4): 426–433.
- 何丽娟, 黄方, 刘琼颖, 等, 2014. 四川盆地早古生代构造—热演化特征. *地球科学与环境学报*, 36(2): 10–17.
- 何丽娟, 许鹤华, 汪集旻, 2011. 早二叠世—中三叠世四川盆地热演化及其动力学机制. *中国科学(D辑)*, 41(12): 1884–1891.
- 何治亮, 金晓辉, 沃玉进, 等, 2016. 中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域. *中国石油勘探*, 21(1): 3–14.
- 霍志鹏, 姜涛, 庞雄奇, 等, 2016. 塔中地区深层低丰度碳酸盐岩有效烃源岩评价及其对油气藏贡献. *地球科学*, 41(12): 2061–2074. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.143>
- 蒋小琼, 王恕一, 范明, 等, 2008. 埋藏成岩环境碳酸盐岩溶蚀作用模拟实验研究. *石油实验地质*, 30(6): 643–646.
- 李慧莉, 邱楠生, 金之钧, 等, 2004. 塔里木盆地塔中地区地质热历史研究. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 19(4): 36–39.
- 李素梅, 肖中尧, 吕修祥, 等, 2011. 塔中地区下奥陶统油气地球化学特征及成因. *新疆石油地质*, 32(3): 272–276.
- 刘可禹, Bourdet, J., 张宝收, 等, 2013. 应用流体包裹体研究油气成藏——以塔中奥陶系储集层为例. *石油勘探与开发*, 40(2): 171–180.
- 刘一锋, 邱楠生, 谢增业, 等, 2014. 川中古隆起震旦系—下寒武统温压演化及其对天然气成藏的影响. *沉积学报*, 32(3): 601–610.
- 刘一锋, 郑伦举, 邱楠生, 等, 2015. 川中古隆起超压分布与形成的地温场因素. *地球物理学报*, 58(7): 2380–2390.
- 鲁雪松, 刘可禹, 赵孟军, 等, 2016. 塔里木盆地典型深层油气藏成藏机制分析. *东北石油大学学报*, 40(6): 62–73.
- 孟元林, 李斌, 王志国, 等, 2008. 黄骅坳陷中区超压对有机酸生成和溶解作用的抑制. *石油勘探与开发*, 35(1): 40–43.
- 邱楠生, 2002. 中国西北部盆地岩石热导率和生热率特征. *地质科学*, 37(2): 196–206.
- 邱楠生, 金之钧, 李京昌, 2002. 塔里木盆地热演化分析中热史波动模型的初探. *地球物理学报*, 45(3): 398–406.
- 余敏, 寿建峰, 贺训云, 等, 2013. 碳酸盐岩溶蚀机制的实验探讨: 表面溶蚀与内部溶蚀对比. *海相油气地质*, 18(3): 55–61.
- 万旻璐, 顾忆, 傅强, 等, 2017. 塔里木盆地顺南—古隆地区深层奥陶系地温—地压特征与油气分布关系. *矿物岩石*, 37(1): 74–83.
- 王红军, 黄晓明, 1999. 塔中地区地层压力结构与油气的分布. *石油实验地质*, 21(3): 242–245.
- 王钧, 汪缉安, 沈继英, 等, 1995. 塔里木盆地的大地热流. *地球科学*, 20(4): 399–404.
- 王伟, 黄康俊, 鲍征宇, 等, 2011. 不同类型鲕粒灰岩储集层溶解动力学特征. *石油勘探与开发*, 38(4): 495–502.
- 魏国齐, 杜金虎, 徐春春, 等, 2015. 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. *石油学报*, 36(1): 1–12.
- 武涛, 许英, 边青兰, 1999. 塔里木盆地东北地区早古生代牙形石色变指数与生油岩成熟度. *新疆地质*, 17(2): 75–78.
- 解习农, 成建梅, 孟元林, 2009. 沉积盆地流体活动及其成岩响应. *沉积学报*, 27(5): 863–871.
- 解习农, 郝芳, 陆永潮, 等, 2017. 南方复杂地区页岩气差异富集机理及其关键技术. *地球科学*, 42(7): 1045–1056. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.084>
- 徐明, 朱传庆, 田云涛, 等, 2011. 四川盆地钻孔温度测量及现今地热特征. *地球物理学报*, 54(4): 1052–1060.
- 张鼐, 田隆, 邢永亮, 等, 2011. 塔中地区奥陶系储层烃包裹体特征及成藏分析. *岩石学报*, 27(5): 1548–1556.
- 赵文智, 胡素云, 刘伟, 等, 2014. 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. *天然气工业*, 34(4): 1–9.
- 朱传庆, 徐明, 袁玉松, 等, 2010. 峨眉山玄武岩喷发在四川盆地的地热学响应. *科学通报*, 55(6): 474–482.