

文章编号: 1000-0550(2011)05-0953-09

# 川中地区上三叠统须家河组气田异常高压演化研究<sup>①</sup>

马德文<sup>1,2</sup> 邱楠生<sup>1,2</sup> 谢增业<sup>3</sup> 许威<sup>1,4</sup>

(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 盆地与油藏研究中心 北京 102249;  
3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 河北廊坊 065007; 4. 中原油田采油五厂 河南濮阳 457001)

**摘要** 根据川中地区上三叠统须家河组典型气田的现今实测地层压力分析了异常高压发育的特征。以现今实测压力为约束,利用流体压实耦合方法恢复了须家河组气田主要储层的压力演化史。研究表明:上三叠统须家河组储层超压的发育在总体上是逐渐增大的,其地层压力演化可划分为三个阶段:(1) 150 Ma之前为常压阶段,地层压力等于静水压力;(2) 150 Ma至100 Ma为压力增加超压发育阶段,在100 Ma时地层压力达到最大,压力系数在1.1~1.6之间;(3) 100 Ma至今为压力降低超压发育阶段,该时期地层压力及静水压力都发生明显降低,但是超压仍继续发育,演化至今压力系数在1.4~2.0之间。研究表明,烃类的充注和构造抬升剥蚀事件是川中地区异常高压的主要成因机制。

**关键词** 压力演化 异常高压 四川盆地 川中地区 须家河组

**第一作者简介** 马德文 男 1985年出生 硕士研究生 矿产普查与勘探 E-mail: mdw0726@163.com

**中图分类号** TE122.1+2 **文献标识码** A

异常地层压力是伴随盆地演化而产生的普遍地质现象,目前已发现世界上许多含油气盆地发育了不同类型和成因的异常压力系统<sup>[1~4]</sup>。世界上绝大多数盆地发育异常高压系统,据 Hunt 不完全统计,全世界已在180个沉积盆地发现流体高压异常<sup>[1]</sup>。我国也在29个地区发现了异常高压现象<sup>[5]</sup>。四川盆地是我国重要含油气盆地,目前在四川盆地川中地区上三叠统相继发现了龙女寺、八角场、莲池、广安、遂南、磨溪、潼南、安岳等一系列气田,显示了良好的天然气勘探前景。该区气田主要储层的地层压力明显呈现出高压或异常高压的特征<sup>[6,7]</sup>,但目前对于该区异常高压的主要成因机制还不明确,且缺乏对于该区地层压力演化的研究。本文根据川中地区上三叠统须家河组气藏现今的地质特点,利用流体压实模型研究了该区主要气田上三叠统须家河组的地层压力演化,并进一步论述了地层压力对油气成藏的影响。本文对于川中主要大气田区地层压力演化及异常高压成因机制的研究,为该区气田成藏机制研究提供了一定的理论基础,对于深入分析油气的运移和充注尤为重要。

## 1 研究区概况

川中地区位于四川盆地西侧龙泉山与东侧华蓥

山两大深断裂之间,北至营山构造,南到威远古隆起以北,为一北东向条带状地区,整体呈西倾单斜构造背景,构造上属于川中平缓褶皱区(图1)。该地区构

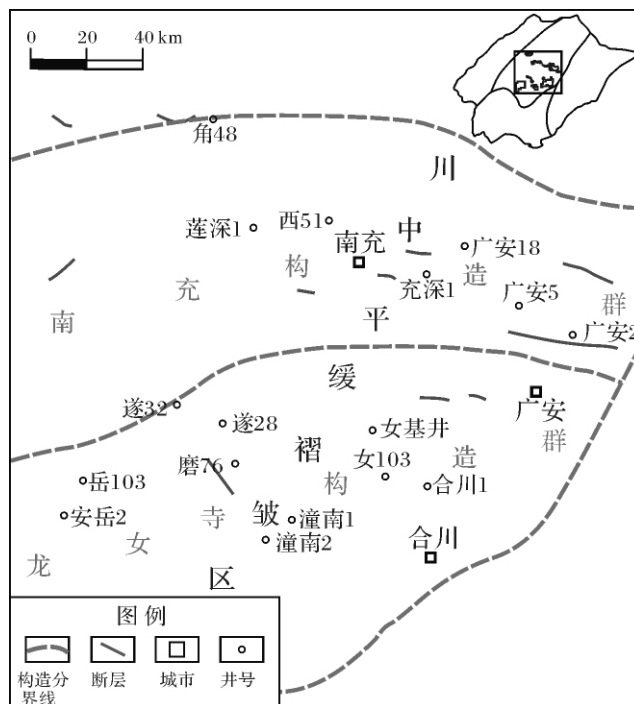


图1 研究区区域位置及主要井位分布图

Fig. 1 The location of the study area and the distribution of main study wells

<sup>①</sup>国家科技重大专项(编号: 2008ZX05007-003-01)资助。  
收稿日期: 2010-09-27; 收修稿日期: 2010-12-09

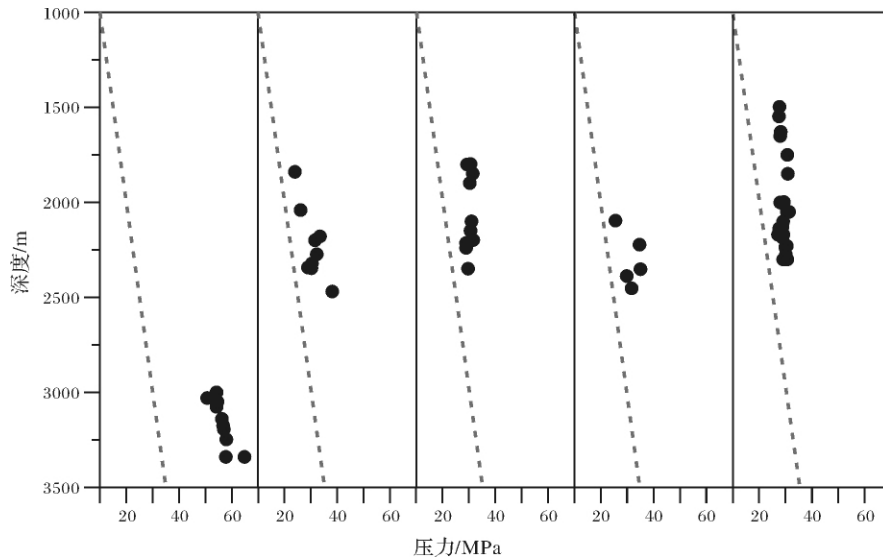


图2 研究区典型气藏地层压力与深度的关系(虚线为静水压力线)

Fig. 2 Pressure vs. depth of the typical gas fields in the study area (dotted line indicates hydrostatic pressure)

造稳定,地层所受区域构造应力作用较相邻区域弱,断层不发育<sup>[8,9]</sup>。川中地区震旦纪—中三叠世为海相沉积。中三叠世末的早印支运动使上扬子地台整体抬升,海水西撤。到晚三叠世中后期,彻底结束海侵历史,开始陆内湖盆沉积。晚白垩世至今盆地开始萎缩衰亡,进入以抬升剥蚀为主的构造演化阶段,川中须家河组地层抬升了约1500~2500 m,现今埋藏深度为2000~3000 m,具有西深东浅,北深南浅的单斜构造特征<sup>[10,11]</sup>。

川中地区上三叠统须家河组为一套内陆河湖交替的碎屑岩含煤地层沉积,自下而上分为6段,其中须一段、须三段、须五段以黑色页岩、泥岩为主,夹薄层粉砂岩、砂岩、煤层或煤线,是须家河组气藏的主要烃源岩和盖层。须二段、须四段、须六段以砂岩为主,是须家河组的主要储气层段。须家河组的须一段、须三段、须五段烃源岩与须二段、须四段、须六段储层纵向上相互叠置,形成了多套优质生储盖组合<sup>[12,13]</sup>。

实测地层压力表明(图2),川中地区上三叠统须家河组气田地层压力明显呈现高压或异常高压的特征。其中八角场气田地层压力和压力系数最高,气藏压力一般在50.7~64.8 MPa之间,压力系数在1.7~2.0之间,为典型的异常高压气田。广安、安岳、潼南、合川等气田埋藏较浅,地层压力在24~38.1 MPa之间,但压力系数在1.2~1.6之间,虽然其压力系数小于八角场气田的压力系数,但也属于高压气田。

## 2 地层压力演化研究

### 2.1 压力演化模拟方法

沉积盆地中的压力状态是不断变化的,现今的地层压力是古压力经一系列地质事件综合作用而演化至今的结果,所以要准确分析现今异常地层压力的主要成因机制必须从其压力的演化过程来分析。

本次利用流体压实耦合模型模拟恢复地层压力,流体压实耦合模型是一个动态模型,在该模型中孔隙度与地层压力和埋深有关,地层压力与孔隙度和温度有关,而温度有影响流体的粘度和密度,各参数之间相互耦合。该模型计算地层压力的方法如下:

(1) 首先根据孔隙度的指数衰减模型,重建目的层开始沉积时的埋藏史。

(2) 利用流体压实方程(包括质量守恒方程<sup>[14,15]</sup>、达西定律<sup>[16]</sup>及流体状态方程<sup>[17]</sup>),计算流体压力和沉积物的热导率。

(3) 超压会导致地层孔隙度变大,所以根据计算的流体压力重新计算孔隙度,并调整埋藏史。

(4) 根据研究区的热流演化史参数,结合(2)计算的热导率和调整后的埋藏史,重建地温演化史。

(5) 根据重建的地温演化史结合烃源岩的相关参数,模拟计算烃类的生排烃量。

(6) 烃类的充注及流体的散失会导致储层压力的变化,所以增加一控制流体增加或减少的模块,根

据此模块结合烃类的生排烃量及热史, 利用流体压实方程调整计算地层压力。

(7) 进行迭代计算, 重复(1)至(4)过程并将前一时间段的地层压力和下一时间段的地层压力相耦合, 从而获得从古至今地层压力的演化。

在上述计算中, 最重要的是计算沉积埋藏过程(或抬升剥蚀过程)中流体体积的改变, 这是研究压力变化的关键。该模型可以较好的考虑烃类流体充注(或散失)的量和时间。流体体积的改变对于研究区压力的演化具有重要影响, 川中地区储层为低孔、低渗的致密储层, 且岩性致密化较早。因此, 在孔隙度较低条件下, 储层中流体体积微弱的变化(流体充注或散失)可以导致地层压力明显的变化。而利用此模型可以充分地考虑这些因素, 从而可以较好地重建研究区的地层压力演化。此外, 该模型可以较好地考虑欠压实、流体热效应等主要增压机制及温度降低等主要泄压机制。

流体压实模型恢复古压力的方法显示, 恢复单井的压力演化, 需要知道单井的各地层的分层厚度、沉积年限、剥蚀量、各类岩石所占百分比及岩石物理参数、热演化史等。

### 2.2 主要参数

地层剥蚀厚度是沉积盆地埋藏史和热史重建中

一个关键参数, 不仅对构造演化的研究具有重要意义, 对地层压力演化也有重要影响。四川盆地从早白垩世末至今, 尤其在始新世中、晚期, 由于受到喜马拉雅运动的影响, 总体上发生了强烈隆升和地层剥蚀<sup>[18]</sup>。前人对该区的剥蚀量的恢复进行了大量的工作, 朱传庆等利用镜质体反射率古温标, 结合多种恢复方法, 研究了四川盆地喜山期的地层剥蚀厚度, 研究发现喜山期研究区地层剥蚀量相对较小, 在 1 300 ~ 2 000 m 之间<sup>[19]</sup>。邓宾等利用磷灰石裂变径迹恢复了四川盆地晚白垩世以来的剥蚀厚度, 恢复结果表明川中平缓褶皱区晚白垩世至今的剥蚀厚度约在 1 300 ~ 2 500 m 之间<sup>[20]</sup>。由于剥蚀量的恢复是一项复杂困难的工作, 因此本次研究主要借鉴前人对该区剥蚀量的恢复结果。

盆地的热演化史是研究烃源岩的生排烃及地层压力演化的重要参数, 本文利用镜质组反射率古温标采用 Easy%  $R_o$  模型<sup>[21]</sup> 模拟热历史, 这是目前最常用且较成熟的热史恢复方法。该方法首先重建地层沉积埋藏史。然后根据研究区的宏观构造背景假定一热演化史, 根据此热演化史采用 Easy%  $R_o$  模型模拟计算  $R_o$  值, 当模拟计算的  $R_o$  值和实测值  $R_o$  吻合较好时, 就认为假定的热史路径是正确的, 也即得到了该井的热史模拟结果, 否则调整热史直到获得正确的热史。

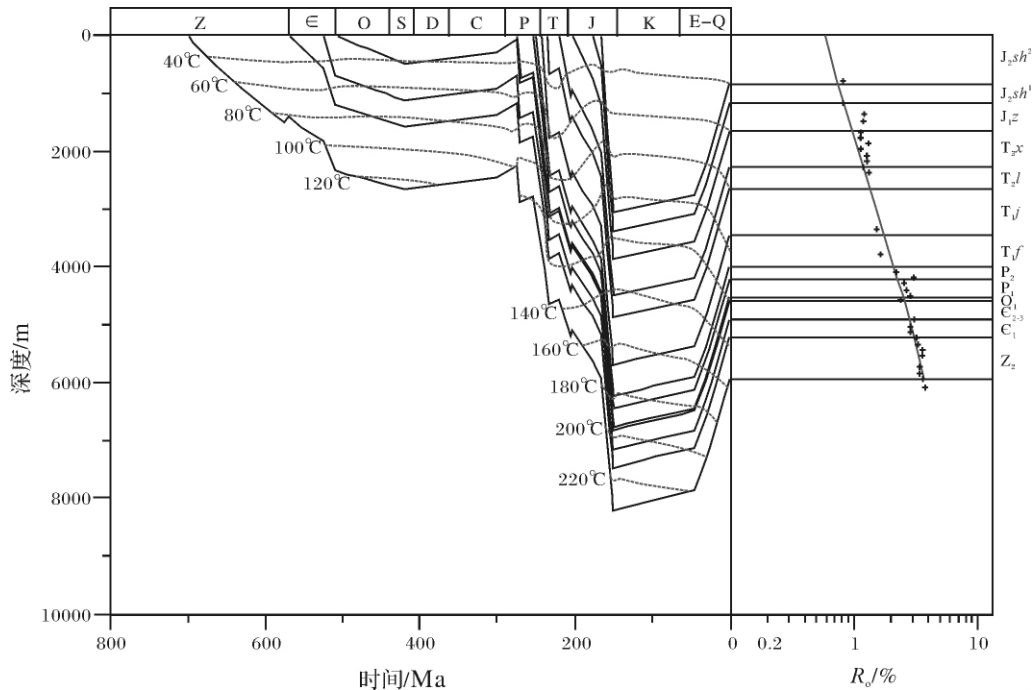


图 3 女基井沉积埋藏史和热史模拟结果

(右图为实测镜质体反射率(+)和拟合计算的镜质体反射率(实线)的拟合情况)

Fig. 3 The burial and thermal history for the Well Nüji

(+ indicates measured vitrinite reflectance data, and the line is modeled values)

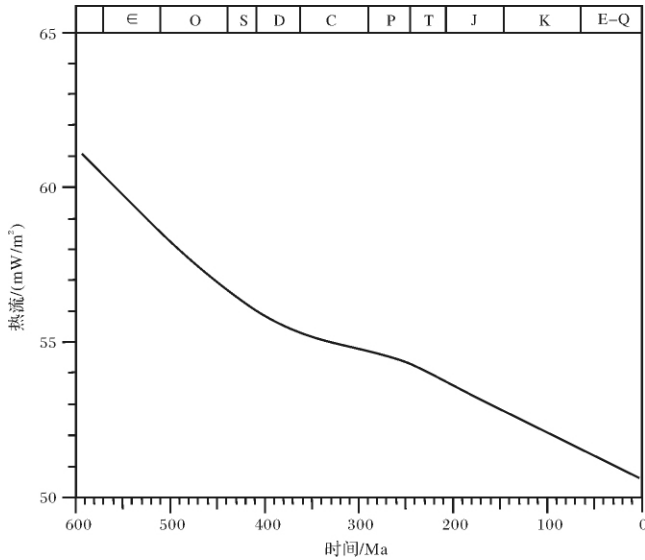


图4 女基井热流演化史

Fig. 4 The evolution of heat flow of Well Nüji

根据上述热史恢复方法重建了川中地区的热流演化,女基井的热史演化结果如图3和图4所示。研究表明该区大地热流从古至今逐渐降低,在寒武纪时约为 $60 \text{ mW/m}^2$ ,此后大地热流逐渐降低,在三叠纪初期的约 $55 \text{ mW/m}^2$ ,此后热流继续降低至现今约 $51 \text{ mW/m}^2$ 。总体上看,该区热流值相对较低,明显低于全球热流的平均值。

### 2.3 压力演化结果

根据上述流体压实模型,结合主要参数,以现今实测压力为约束,对研究区典型井主要储层的压力演化进行了恢复,恢复结果如图5所示。恢复结果显示,不同井压力演化略有差异,但是压力演化总体上可分为三个阶段:(1)150 Ma之前为常压阶段,地层压力等于静水压力;(2)150 Ma至100 Ma为压力增加超压发育阶段。该时期地层压力及压力系数逐渐增加,在100 Ma时地层压力在38~63 MPa之间,压

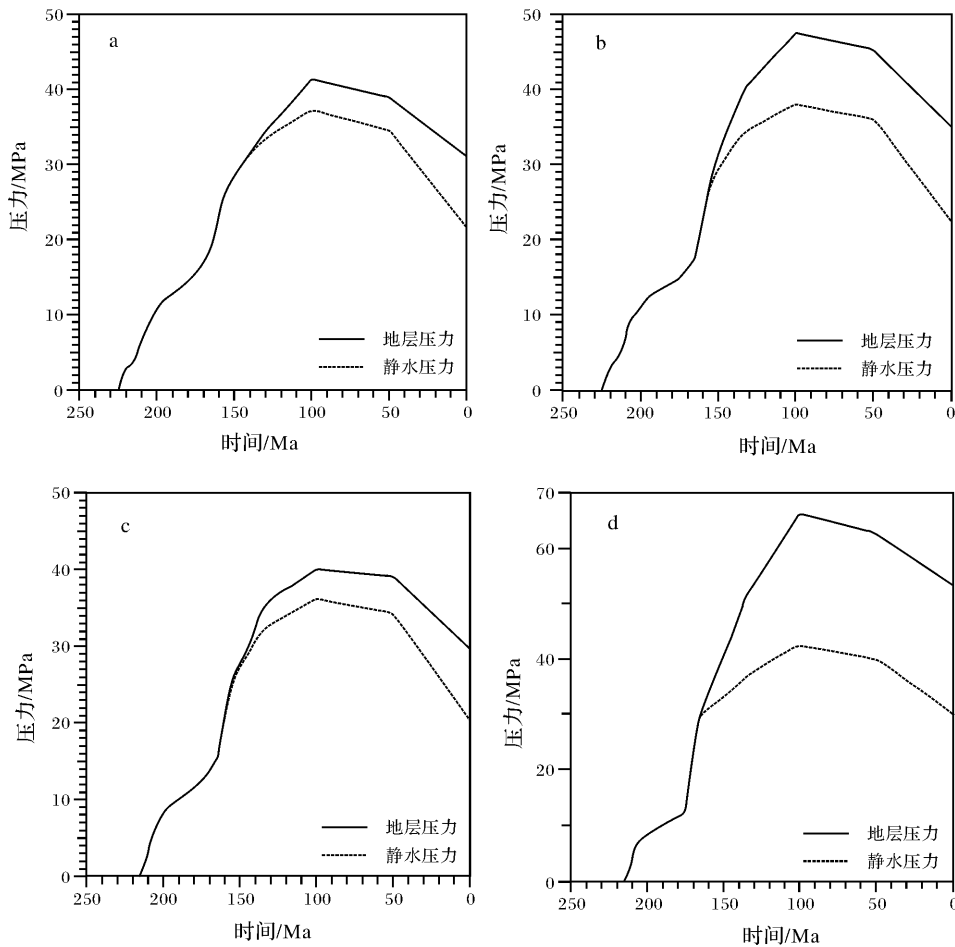


图5 研究区典型井主要储层流体压力演化史

a. 合川1井须二段( $T_3x^2$ ); b. 安岳2井须二段( $T_3x^2$ ); c. 潼南2井须四段( $T_3x^4$ ); d. 角48井须四段( $T_3x^4$ )

Fig. 5 The pressure evolution of main reservoir of typical wells in the study area

(a.  $T_3x^2$  in Well Hechuan 1; b.  $T_3x^2$  in Well Anyue 2; c.  $T_3x^4$  in Well Tongnan 2; d.  $T_3x^4$  in Well Jiao 48

力系数在 1.1 ~ 1.6 之间; (3) 100 Ma 至今为压力降低超压发育阶段, 该时期地层压力及静水压力都发生明显降低, 但是压力系数却继续增加( 现今在 1.4 ~ 2.0 之间), 超压的幅度仍继续增加。对于异常高压发育的原因将在后文叙述。

压力演化与烃源岩成熟度演化具有较好的对应关系, 合川 1 井烃源岩的成熟度演化如图 6 所示。对比压力演化和烃源岩的演化可以发现, 合川 1 井烃源岩在 150 Ma 时烃源岩达到成熟,  $R_o$  约为 0.7%, 而储层正好在此时开始出现超压。随着埋深的增加温度逐渐增加, 烃源岩的成熟度逐渐增高, 在约 100 Ma 地层的埋深达到最大, 烃源岩的成熟度达到最高,  $R_o$  约为 1.16%, 在此期间储层的地层压力和压力系数也

逐渐增加, 且地层压力在 100 Ma 时也达到最大。因此, 可以推断烃类的充注对压力的演化具有重要的影响, 是异常高压的主要成因机制之一。

此外, 压力的演化与构造事件也有较好的对应关系。100 Ma 时受喜山运动的影响, 发生了构造抬升剥蚀事件, 而在此期间储层的压力演化趋势由之前的压力集聚过程转变成压力释放过程, 地层压力发生了明显下降, 且压力下降的幅度与地层抬升剥蚀的厚度明显相关( 图 6)。因此, 构造抬升剥蚀应为该地区地层压力降低的主要机制。

对于某一超压储层, 构造抬升导致该储层地层压力降低的原因主要有两个方面, 一是温度的降低, 构造抬升必然伴随着温度的降低, 而温度的降低会导致

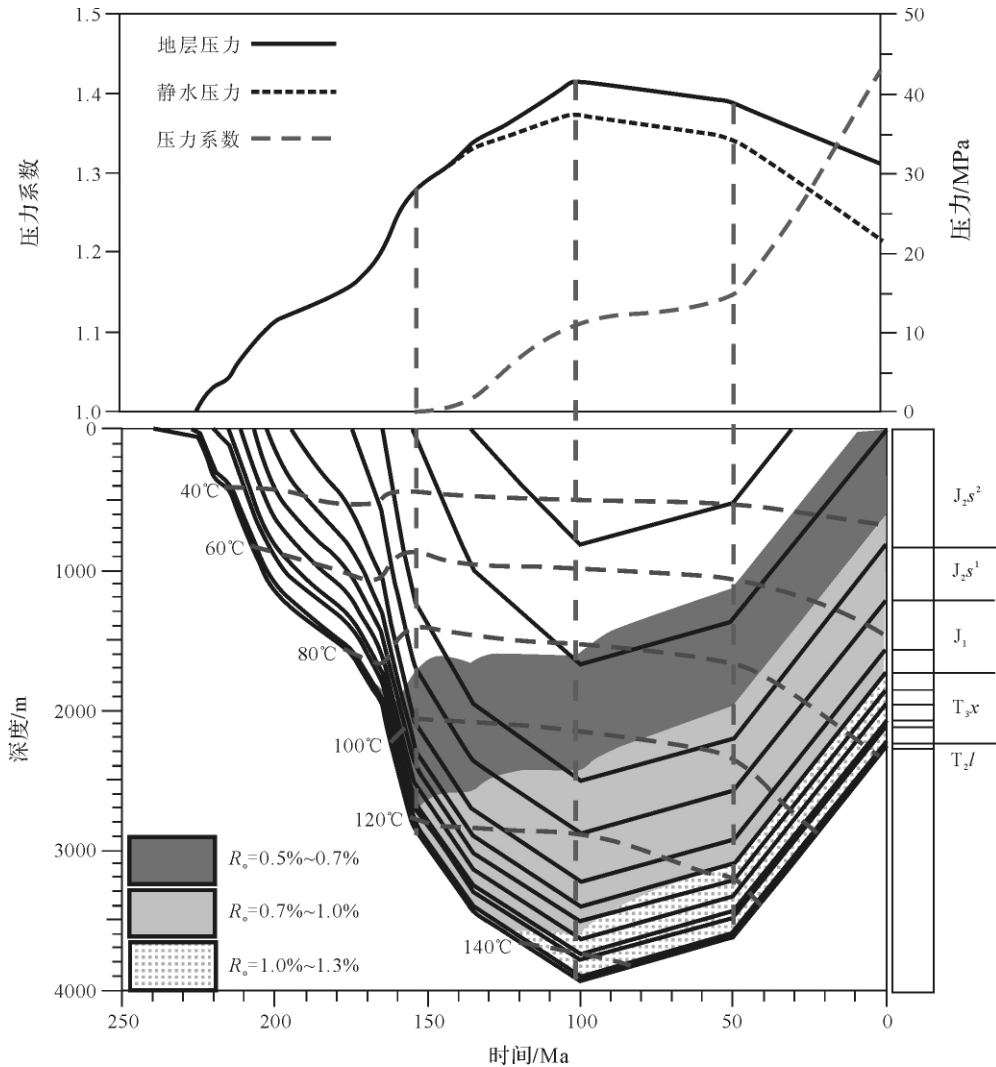


图 6 合川 1 井沉积埋藏史、热史、生烃史和  $T_3x^2$  段压力演化史关系图

Fig. 6 The relationship among burial history, thermal history, hydrocarbon generation history and pressure evolution ( $T_3x^2$ ) of the Well Hechuan 1

流体的体积收缩变小,从而使地层压力发生下降;二是流体的泄露和散失,这会明显降低储层的压力,甚至导致储层出现负压,但是其前提条件是盖层的封盖性能不好,若盖层的封盖性能优越,则不存在该种泄压机制。

研究区主要储层是须二段和须四段,上覆的须三段和须五段既是气田的烃源岩又是优越的盖层,因此在封盖机理上既存在物性封盖又存在烃浓度封盖,此外,该区上覆的侏罗系珍珠冲组和马鞍山组为两套泥岩总厚度300 m以上且全区分布稳定,因此天然气基本不会向上扩散散失<sup>[22]</sup>。而底部的须家河组须一段源岩及中三叠统雷口坡组膏岩地层阻止气体向下扩散散失。因此,研究区须家河组储层为非常良好的封闭体系,在构造抬升过程中气藏仍保存良好,基本不会发生气体的散失。所以构造抬升过程中地层压力的降低主要由温度降低导致,从图6可以看出构造抬升使得合川1井储层温度降低了约65℃,利用SRK真实气体状态方程<sup>[23]</sup>计算发现,温度降低65℃,会导致地层压力下降约10 MPa。

然而,虽然在构造抬升剥蚀过程中地层压力发生了下降,但是静水压力也发生了明显下降(图6)。因此,压力系数的变化取决于两者降低的幅度。早白垩世末至今,受喜山运动影响研究区发生了强烈的构造抬升剥蚀,合川1井的剥蚀厚度约为1600 m<sup>[19,20]</sup>,这导致静水压力降低约16 MPa,因此静水压力降低的幅度明显大于地层压力降低的幅度(约10 MPa),从而导致压力系数逐渐增加,因此,随着地层的逐渐抬升剥蚀,压力系数逐渐增加,最终演化成现今的异常高压。

从以上分析可以看出,控制地层压力演化的主要机制是烃类的充注和构造抬升剥蚀事件,烃类的充注是造成储层超压的主要成因机制。而构造抬升剥蚀是导致地层压力降低的主要机制,这是由于构造抬升导致温度降低,使得气体体积收缩,压力降低。此外,构造抬升剥蚀还导致压力系数的增加,这主要是由于储层埋深变浅导致静水压力降低,且其降低的幅度明显大于地层压力降低的幅度。

### 3 压力演化与油气成藏的关系

储层中异常高压发育的时间对油气的成藏具有重要的影响。川中地区须家河组储层为低孔、低渗的致密储层,且储层的非均质性较强<sup>[24]</sup>,在这种地质条件下储层中超压的发育有助于油气的运移和聚集。

前人对广安气田须六段的研究发现,须六段解释出6个储集层段,这6个初级层段之间被致密砂岩或泥岩隔开,致密隔层的排替压力(0.94~8.38 MPa)明显大于储层的排替压力(0.34~1.32 MPa)<sup>[25]</sup>,这表明该区储层非均质性非常强,油气要充满储层必须要克服储层之间的致密隔层,这就需要较高的地层压力,因此超压的发育有助于油气在储层中的运移和聚集。此外,在低孔、低渗地层中流体的流动存在达西流和非达西流双重渗流机理,低渗低速渗流情况下,非达西流现象明显<sup>[26,27]</sup>,前人通过实验研究发现,川中地区须家河组非达西流现象明显,存在启动压力<sup>[28]</sup>。在这种条件下,只有地层压力大于启动压力时流体才能流动,因此超压的发育是该区油气克服启动压力而运移聚集的必要条件。总之,该区超压的发育对于油气的运移聚集具有积极意义,是形成大气田的必要条件。

在早白垩世末至今的构造抬升过程中,研究区各气田主要储层的地层压力发生降低,地层压力的降低对川中须家河组气田具有重要的影响。研究区烃源岩具有厚度薄(20~60 m)、演化程度低( $R_o = 1.02\% \sim 1.59\%$ )、生气强度低( $10 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )的特点,气源灶先天不足<sup>[11,25]</sup>,因此地层水中水溶气的脱溶及含煤层系中吸附气的解析对气藏的贡献显得尤为重要<sup>[29~31]</sup>。不考虑温度条件,则压力降低是发生水溶气脱溶及煤层气解析的前提条件<sup>[32,33]</sup>,因此构造抬升过程中压力的降低,有利于川中须家河组气田水溶气的脱溶和煤层气的解析,从而提高了天然气的聚集效率,这在一定程度上降低了对气源灶的要求,使得川中地区在气源条件不足的情况下仍形成了一系列大气田。

## 4 结论

(1) 研究区地层压力演化可分为三个阶段:①晚侏罗世之前(大于150 Ma)为常压阶段;②晚侏罗世至早白垩世末(150~100 Ma)为压力增加超压发育阶段,该时期地层压力逐渐增加,压力系数逐渐增大;③早白垩世末至今(100 Ma至今)为压力降低超压发育阶段,该时期地层压力逐渐降低,但压力系数仍继续增加。

(2) 控制地层压力演化的主要机制是烃类的充注和构造抬升剥蚀事件,烃类的充注是造成储层超压的主要成因机制。而构造抬升剥蚀是导致地层压力降低的主要机制。此外,构造抬升剥蚀还导致压力系

数的增加。

(3) 研究区超压发育的时间与烃类充注的时间相一致,该时期发育的异常高压是油气向上覆储层运移的主要动力,促进了油气向储层的运移和充注。早白垩世末至今地层压力的逐渐降低,有利于川中须家河组气田水溶气的脱溶和煤层气的解析,从而提高了天然气的聚集效率,使得川中地区在气源条件不足的情况下仍形成了一系列大气田。

### 参考文献 (References)

- Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(1): 1-12
- Law B E, Spencer D W. Abnormal pressures in hydrocarbon environments [C]. *AAPG Memoir* 70, 1998: 1-11
- Chilingar G V, Serebryakov V A, Robertson J O. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressure [M]. USA: Elsevier Science B V, 2002: 21-64
- 杜棚, 郑洪印. 异常压力与油气分布 [J]. *地学前缘*, 1995, 4(2): 137-147 [Du Xu, Zheng Hongyin. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation [J]. *Earth Science Frontiers*, 1995, 2(3-4): 137-148]
- 李仲东. 鄂尔多斯盆地北部上古生界压力异常及其与天然气成藏关系研究 [D]. 成都: 成都理工大学, 2006 [Li Zhongdong. Research on the Relationship between Abnormal Pressure and Gas Accumulation in Upper Paleozoic of Northern Ordos Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2006]
- 杨金侠, 高胜利, 王震亮. 四川盆地中西部上三叠统地层压力特征与油气运聚 [J]. *天然气勘探与开发*, 2003, 26(2): 6-11 [Yang Jinxia, Gao Shengli, Wang Zhenliang. The fluid dynamics and hydrocarbon migration of Triassic in the central-west part of Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 26(2): 6-11]
- 高胜利, 姚文宏, 朱广社. 四川盆地中西部地区上三叠统压力特征与油气运聚 [J]. *西北地质*, 2004, 37(1): 75-79 [Gao Shengli, Yao Wenhong, Zhu Guangshe. Pressure features of Upper Triassic series of middle-west Sichuan basin and the assemblage of oil and natural gas [J]. *Northwestern Geology*, 2004, 37(1): 75-79]
- 翟光明. 中国石油地质志 (十) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 28-109 [Zhai Guangming. *Petroleum Geology of China (Vol 10)* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 28-109]
- 邓康龄. 四川盆地形成演化与油气勘探领域 [J]. *天然气工业*, 1996, 12(5): 7-13 [Deng Kangling. Formation and evolution of Sichuan basin and domains for oil and gas exploration [J]. *Natural Gas Industry*, 1996, 12(5): 7-13]
- 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: 113-138 [Guo Zhenwu, Deng Kangling, Han Yonghui, et al. *The Formation and Evolution of Sichuan Basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996: 113-138]
- 卞从胜, 王红军, 汪泽成. 四川盆地川中地区须家河组天然气大面积成藏的主控因素 [J]. *石油与天然气地质*, 2009, 30(5): 548-555 [Bian Congsheng, Wang Hongjun, Wang Zecheng, et al. Controlling factors for massive accumulation of natural gas in the Xuji-ah Formation in central Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2009, 30(5): 548-555]
- 罗启后, 王世谦. 四川盆地中西部三叠系重点含气层系天然气富集条件研究 [J]. *天然气工业*, 1996, 12(6): 40-55 [Luo Qihou, Wang Shiqian. Research on natural gas enrichment conditions of the main coal-bearing strata of Triassic in the central-west part of Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 1996, 12(6): 40-55]
- 侯方浩, 蒋裕强, 方少仙, 等. 四川盆地上三叠统香溪组二段和四段砂岩沉积模式 [J]. *石油学报*, 2005, 26(2): 30-37 [Hou Fanghao, Jiang Yuqiang, Fang Shaoxian, et al. Sedimentary model of sandstone in the second and fourth members of Xiangxi Formation in the Upper Triassic of Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(2): 30-37]
- Aziz K, Settari A. *Petroleum Reservoir Simulation* [M]. London: Elsevier Applied Science Publishers, 1986
- Huyakorn P S, Pinder G F. *Computational Methods in Subsurface Flow* [M]. Orlando: Academic Press, 1983
- Freeze R A, Cherry T A. *Groundwater* [M]. Englewood Cliffs, N J: Prentice Hall, 1979: 32-35
- Bethke C M. A numerical model of compaction driven groundwater flow and heat transfer and its application to the paleohydrology of intracratonic sedimentary basins [J]. *Journal of Geophysical Research*, 1985, 90: 6817-6828
- 刘树根. 龙门山冲断带与川西前陆盆地的形成演化 [M]. 成都: 成都科技大学出版社, 1993: 17-21 [Liu Shugen. *The Formation and Evolution of Longmen Mountains and Western Sichuan Foreland Basin* [M]. Chengdu: Chengdu University of Technology Press, 1993: 17-21]
- 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 Chuanqing, Xu Ming, Shan Jingnan, 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]
- 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): 675-686 [Deng Bin, Liu Shugen, Liu Shun, et al. Restoration of exhumation thickness and its significance in Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2009, 36(6): 675-686]
- Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(10): 1559-1571
- 姜均伟. 川中上三叠统香溪群岩性气藏形成条件与聚集规律研究 [D]. 北京: 中国地质大学, 2006: 36-39 [Jiang Junwei. *The Gas Reservoir-forming Conditions and Accumulation Models of Subtle Traps in Upper Triassic in Central Sichuan Basin* [D]. Beijing: China University of Geosciences, 2006: 36-39]
- Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state [J]. *Chemical Engineering Science*, 1972, 27(6):

- 1197-1203
- 24 蒋庆平. 川中地区广安气田须家河六段强非均质性储层特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2009 [Jiang Qingping. Study on heterogeneous Reservoir Characteristics of The Xu6 Section of Xujiahe Formation in the Quangan Gasfield of the Central Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2009]
- 25 赵文智, 王红军, 徐春春, 等. 川中地区须家河组天然气藏大范围成藏机理与富集条件[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 146-157 [Zhao Wenzhi, Wang Hongjun, Xun Chunchun, et al. Reservoir-forming mechanism and enrichment conditions of the extensive Xujiahe Formation gas reservoirs, central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 146-157]
- 26 邹才能, 陶士振, 谷志东. 中国低丰度大型岩性油气田形成条件和分布规律[J]. 地质学报, 2006, 80(11): 1739-1751 [Zou Caineng, Tao Shizhen, Gu Zhidong. Formation conditions and distribution rules of large litho-stratigraphic oil-gas fields with low abundance in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(11): 1739-1751]
- 27 Friedel T, Voigt H D. Investigation of non-Darcy flow in tight gas reservoirs with fractured wells [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 54: 112-128
- 28 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 207-319 [Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 207-319]
- 29 陈义才, 郭贵安, 蒋裕强, 等. 川中地区上三叠统天然气地球化学特征及成藏过程探讨[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(5): 737-742 [Chen Yicai, Guo Guian, Jiang Yuqiang, et al. Geochemical features of naturals gas and the process of upper Triassic hydrocarbon accumulation in the middle Sichuan area[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(5): 737-742]
- 30 陈义才, 蒋裕强, 郭贵安, 等. 川中地区上三叠统天然气成藏机理[J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 27-30 [Chen Yicai, Jiang Yuqiang, Guo Guian, et al. Mechanism of natural gas accumulation in upper Triassic in central Sichuan Basin[J]. 2007, 27(6): 27-30]
- 31 汪华. 四川盆地中西部中三叠统天然气藏特征及成藏机理研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2009 [Wang Hua. Study on the Characteristics and Formation Mechanism of Middle-Triassic Natural Gas Pools in the West-Central Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2009]
- 32 钟玲文, 郑玉柱, 员争荣. 煤在温度和压力综合影响下的吸附性能及气含量预测[J]. 煤炭学报, 2002, 27(6): 581-585 [Zhong Lingwen, Zheng Yuzhu, Yuan Zhengrong. The adsorption capability of coal under integrated influence of temperature and pressure and prediction of content quantity of coal bed gas[J]. Journal of China Coal Society, 2002, 27(6): 581-585]
- 33 项希勇, 李文涛, 陈建渝. 济阳拗陷中浅层气溶脱机制及成藏规律[J]. 地质科技情报, 2006, 25(3): 57-60 [Xiang Xiyong, Li Wentao, Chen Jianyu. Exsolution mechanism and gas accumulation feature in shallow-middle depths in Jiyang Depression[J]. Geological Science and Technology Information, 2006, 25(3): 57-60]

## Analysis on Evolution of Abnormal High Formation Pressure in Gas Fields of Upper Triassic Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin

MA De-wen<sup>1 2</sup> QIU Nan-sheng<sup>1 2</sup> XIE Zeng-ye<sup>3</sup> XU Wei<sup>1 4</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249;

2. Research Center for Basin and Reservoir, China University of Petroleum, Beijing 102249;

3. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang, Hebei 065007;

4. Fifth Oil Production Plant of Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457001)

**Abstract** The characteristics of present abnormal high formation pressure ( AHFP) in Xujiahe Formation of central Sichuan Basin were obtained based on the measured formation pressure. The formation pressure of main reservoirs obviously shows high formation pressure or AHFP at present. Bajiaochang gas field is a typical AHFP gas field with pressure coefficient between 1.7 and 2.0, while the others belong to high formation pressure gas fields with pressure coefficient between 1.2 and 1.6. This paper use coupled fluid flow compaction method to reconstruct the pressure evolution of the major reservoirs in Xujiahe Formation. This method could perfectly consider the changes of porosity, permeability and fluid volume in the reservoirs, which could perfectly reconstruct the pressure evolution history. Thermal history is a key parameter during reconstructing the pressure evolution, so this paper reconstructs thermal history by using vitrinite reflectance based on Easy%  $R_o$  model. The pressure evolution history of the major reservoirs were reconstructed according to relevant parameters and constrained in measured formation pressure. The evolution of formation



pressure in Xujiahe Formation can be divided into three stages: (1) normal pressure before 150 Ma; (2) pressure increase and AHFP accumulation between 150 Ma and 100 Ma. The formation pressure and pressure coefficient gradually increased during this period. The formation pressure got to maximum with pressure coefficient between 1.1 and 1.6 at about 100 Ma; (3) pressure release but AHFP accumulation after 100 Ma. Both the formation pressure and the hydrostatic pressure decreased, but the hydrostatic pressure decreased more than formation pressure, so the pressure coefficient still increase and finally reach between 1.4 and 2.0. The origin of abnormal pressure was analyzed based on the reconstructed formation pressure incorporated burial history and maturity evolution history. It was found that the hydrocarbon charging and the hydrostatic pressure decrease during strata erosion were the main origin of AHFP, while the temperature decrease during strata erosion was main origin for the decrease of formation pressure at later period. AHFP is conducive to the hydrocarbon migration and accumulation in this area. With the characteristics of strong heterogeneity in the reservoirs, the development of AHFP was main force for hydrocarbon migration and accumulation through the dense barriers. The fluid migration is non-darcy flow in low permeable reservoir which must overcome re-start pressure. In this case, the overpressure was necessary for hydrocarbon migration. The decrease of formation pressure at later period was beneficial to desolution of dissolved gas and desorption of coal bed methane in Xujiahe Formation, which enhanced the gas accumulation efficiency. To a certain extent, it reduces the requirements for gas kitchen, forming a series of large gas fields under the condition of source rock deficiency of Xujiahe Formation in central Sichuan Basin

**Key words** pressure evolution; abnormal high formation pressure; central Sichuan Basin; Xujiahe Formation