中国科学: 地球科学 2020 年 第 50 卷 第 6 期: 793 ~ 806
SCIENTIA SINICA Terrae earthcn. scichina.com
《中国科学》杂志社 SCIENCE CHINA PRESS
论 文

沉积盆地地层古压力定量重建方法与研究实例

邱楠生[1,2*], 刘一锋[1,3†], 刘雯[1,4], 贾京坤[1,2]

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. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;
3. 浙江大学海洋学院, 舟山 316021;
4. 中国地质科学院地质力学研究所, 北京 100081
* 通讯作者, E-mail: qiunsh@cup.edu.cn
† 通讯作者, E-mail: liuyf1103@zju.edu.cn

收稿日期: 2019-06-28; 收修改稿日期: 2019-10-31; 接受日期: 2019-11-21; 网络版发表日期: 2020-02-28
国家自然科学基金项目(批准号: 41830424、41125010)、国家油气重大专项项目(编号: 2016ZX05007003-005)、北京市科技新星和领军人才培养计划项目(编号: Z171100001117163)资助

摘要 沉积盆地地层古压力重建是油气成藏研究的重要内容之一. 针对目前各种古压力研究方法的优缺点, 文章提出了地层古压力研究的新思路, 即在超压主控因素定量分析的基础上, 明确不同地质历史时期各种主控因素对超压的定量贡献, 将流体包裹体、差异应力方法等获得的某一特定时间的古压力和流体-压实耦合模型获得的压力演化相结合, 共同约束地层的压力演化史并最终获得地层的压力演化过程. 明确地层演化过程中的超压主控因素是古压力恢复的基础和前提, 文章分别给出了欠压实、天然气充注、原油裂解、温度降低和构造抬升/沉降等引起盆地地层超压因素的定量研究方法, 并利用新的研究思路重建了四川盆地川中古隆起震旦系的常压、塔里木盆地塔北隆起奥陶系的弱超压和鄂尔多斯盆地苏里格气田二叠系的负压三个典型地区地层压力的演化过程. 本文建立的地层古压力研究方法为重建海相盆地深层和古老层系的地层古压力演化过程提供了重要的研究方法和思路.

关键词 地层古压力, 流体包裹体, 差异应力, 盆地模拟, 超压, 海相盆地

1 引言

所谓地层压力, 是指作用于岩层孔隙空间内流体上的压力, 又称为孔隙流体压力, 它是盆地在长期演化过程中形成的, 受控于盆地构造演化、沉积充填、成岩作用、流体流动以及温度场演化、岩浆活动等因素. 油气的生成、排运与聚集、保存及成岩-成矿流体相互作用都离不开压力的作用. 因此, 沉积盆地中地层古压力的研究已经成为油气成藏机理和成藏过程研究的重要组成部分, 在油气资源勘探与远景预测中起着越来越重要的作用. 目前, 油气勘探正朝着深层、超深层和古老层系进军. 由于深层和古老层系一般都经历了多期构造运动的作用, 导致对古老地层(如四川盆地震旦-寒武系、塔里木寒武-奥陶系等)古压力的恢复难度更大.

地层的古压力是时间和空间的函数, 古压力的研

中文引用格式: 邱楠生, 刘一锋, 刘雯, 贾京坤. 2020. 沉积盆地地层古压力定量重建方法与研究实例. 中国科学: 地球科学, 50: 793–806, doi: 10.1360/SSTe-2019-0143
英文引用格式: Qiu N, Liu Y, Liu W, Jia J. 2020. Quantitative reconstruction of formation paleo-pressure in sedimentary basins and case studies. Science China Earth Sciences, 63: 808–821, https://doi.org/10.1007/s11430-019-9556-8

© 2020 《中国科学》杂志社

究就是依据不同的古压力计算方法进行古压力值计算，结合地层沉积埋藏史，恢复埋藏过程中的压力变化，最终定量给出地史时期的地层压力或压力系数. 恢复沉积盆地地层古压力的方法有很多，可以利用盆地模拟方法、流体包裹体方法、差异应力法、黏土矿物的转变、泥岩声波时差、地震波速等方法恢复古压力. 根据流体包裹体均一温度和流体成分之间的平衡关系来确定古压力(Aplin等, 1999; Hansen等, 2002; Bourdet等, 2008; Ping等, 2011; 平宏伟等, 2014; 苏奥等, 2016; Chen等, 2016; Xu等, 2017), 根据黏土矿物形成温度及实际曲线估算黏土矿物的形成压力(Lahann, 2002), 利用泥岩压实的不可逆原理和泥岩声波时差资料可进行古地层压力计算(刘福宁, 1994; 付广等, 2002; 刘震等, 2012), 或者借助地震资料用改进的Philippone公式求取地层的古流体压力(刘震等, 1993; 刘静静等, 2015), 利用盆地模拟方法可以恢复单井(一维)及剖面(二维)的压力演化(刘华等, 2014; 王鑫等, 2017; Lonardelli等, 2017), 利用矿物的脉体也可以估算古压力(Vannucchi, 2001; Lacombe等, 2009; Philipp, 2012). 构造应力方法是研究构造挤压作用下地层古压力的一种方法(罗晓容, 2004, 2013; Guo等, 2016; Joshua等, 2016), 而差异应力法则是近年来发展的一种估算碳酸盐岩储层古压力的新方法(Beaudoin等, 2014, 2016; Amrouch等, 2011; Parlangeau等, 2018). 上述不同的方法具有各自的优缺点和适用性，大多数的方法仅能恢复单时单点的古压力值，并不能获取压力演化过程，而且部分方法建立于简单的孔隙模型，对于流体、构造及孔隙关系复杂地区的研究存在缺陷.

前人在古压力恢复方面做了很多工作，但是在古压力研究和应用上仍存在着一些误区. 这主要体现在: (1) 利用流体包裹体研究古压力时, 仅仅给出了包裹体形成时流体的捕获压力，而没有给出包裹体的形成时间. 这不能称之为“古压力”研究; (2) 在获得捕获压力后，没有结合样品所在地层的沉积埋藏史(古埋藏深度)来计算古压力系数. 总体上，以往对于盆地古压力的研究, 常常笼统采用单一的方法(如流体包裹体或盆地模拟方法)来恢复古压力, 往往会导致与实际地层压力的较大偏差. 这主要是由于某一种方法仅考虑单一因素造成的压力变化(如流体包裹体方法仅考虑由于流体充注时引起的压力变化), 缺乏对超压主控因素的定量研究. 不同的超压控制因素具有不同的古压力计算方法，而且在地质演化的不同阶段超压主控因素也随之变化，明确不同时期超压的主控因素并采用相对应的计算方法是古压力研究的前提和关键. 基于此，本文提出了在明确异常压力形成机制和主控因素基础上综合利用多种古压力计算方法来恢复地层古压力的新思路，并结合实例分析地层古压力的重建过程和方法.

2 重建地层古压力的研究思路

地层的古压力在地质演化过程中受到各种地质因素的作用会不断变化. 沉积盆地的压力状况包括正常压力、异常高压和异常低压三种压力分布特征. 对于正常压力分布，只需要依据地层沉积埋藏史进行“回剥”计算，即可获得压力的演化过程. 但绝大多数盆地都存在异常压力的现象，包括现今和地质历史时期的异常压力. 总结前人对沉积盆地的异常高压形成机制的研究，可以归纳出形成异常高压的主要因素包括不均衡压实、构造应力、水热增压、黏土矿物转换、成烃作用、渗透作用、反渗透作用、石膏/硬石膏转化、浮力、势面不规则和封隔体抬升等. 同样, 异常低压的形成机制包括抬升剥蚀后温度降低、抬升剥蚀后应力降低、饱含气的储层埋藏、非均衡流体、盖层泄漏、地下流体的流动、渗透、势面不规则、低的水头等.

2.1 压力主控因素的定量研究

盆地超压的主控因素主要有欠压实作用、天然气充注、原油裂解、温度变化、构造抬升或沉降等，通过单因素的分析可以定量研究各种超压因素对地层压力的贡献. 尽管在分析各种单因素时都有一定的假设条件，且在该假设下的评价结果可能会低估或高估该机制的增压作用.

2.1.1 不均衡压实/欠压实

不均衡压实也叫欠压实，是引起地层超压的最常见因素. 泥质岩类在压实过程中由于压实流体未能及时排出或排出受阻，孔隙体积不能随应力变大而变小，使其中流体也承受了上覆地层的负荷，出现孔隙流体压力高于相应静水压力的现象. 不均衡压实往往引起地层的超压, 其超压程度可以由下式表示:

$$r=\frac{P}{P_0}=\frac{\Delta h_s}{K_w/\mu_s}\times\frac{\lambda C\varphi}{g\rho h}\times(R-R_o),$$

等式右边第一项表示与盖层的封闭能力有关, 取决于盖层的厚度和渗透率; 第二项为地质剖面岩性特征和埋藏深度. 其中, Δh_s、K_w和μ_s分别为封闭层厚度、封闭层对水的渗透率和水的黏度. λ、C和φ分别为非封闭系数、岩石固结系数和孔隙度. g、ρ和h分别为重力加速度、水的密度和埋深. R和R_0分别为沉积速率和临界沉积速率.

2.1.2　天然气充注

由于地层水和原油对天然气都具有一定的溶解性, 天然气通过输导体系进入储层后首先会溶于储层原始流体. 当天然气充注量超过储层流体的溶解度时, 天然气开始以游离气相存在, 液态流体遭到压缩, 出现气顶并形成超压. 随着充注继续进行, 气顶体积逐渐增大, 超压系数亦随之增大; 直至地层压力达到岩石破裂压力, 储层压力下降. 天然气充注前储层的原始流体既可能是地层水, 也可能是早期原油或天然气. 由于不同流体对天然气的溶解度不同, 储层原始流体的性质、天然气组分以及地层的初始温压状态都会对天然气充注过程中地层压力演化产生影响.

前人建立的天然气充注增压模型主要采用地层水储层和原油储层压力变化相比较的方法, 遵循的原则是: (1) 假设充注的天然气是以甲烷为主的干气, 不含重烃气(C_{2+}); (2) 仅考虑天然气充注所造成的地层压力变化; (3) 圈闭的封闭性良好, 在地层压力达到岩石的破裂压力之前, 储层流体不发生泄露; (4) 圈闭内的流体具有统一的压力系统; (5) 忽略由于甲烷溶解造成的原油和地层水的体积膨胀.

当甲烷单位充注量小于溶解度时, 储层仍保持静水压力; 当甲烷的单位充注量超过流体的溶解度时, 出现气顶. 此时的地层压力为P($P>P_0$), 气顶体积为

$$V_0=C\times(P-P_0),$$

式中, V_0为单位体积液体被压缩后的气顶体积($m^3\ m^{-3}$), C为流体的压缩系数(MPa^{-1}). 甲烷的单位充注量为$V=V_0'+S'$. V_0'为V_0在标准状况下的体积($m^3\ m^{-3}$), S'为压力P时甲烷在储层流体中的溶解度($m^3\ m^{-3}$). 前人通过大量数据拟合得到了甲烷在地层水中的溶解度经验公式(郝石生和张振英, 1993; 范泓澈等, 2011)和天然气在原油中的溶解度模型(Vasquez和Beggs, 1980).

为确定甲烷单位充注量V与地层压力P的关系, 还需明确流体压缩系数C及天然气的状态方程. 地层水的压缩系数随温压的变化不大, 在计算过程中C_w可视为常数$4.4\times10^{-4}\ MPa^{-1}$(郑荣臣和魏俊之, 2002); 而原油的压缩系数通常都是通过实验室测得的, 或可使用经验公式; 而气体状态方程中的天然气压缩因子可采用前人的相关图版获得. 我们前期的研究结果也表明, 正是由于地层水和原油在溶解性和压缩性上的差异, 造成了天然气充注过程中, 含水层先超压、且增压迅速; 油层形成超压晚、且增压缓慢(图1).

2.1.3　原油裂解

原油裂解引起的压力变化与天然气充注相似. 在仅充满原油与地层水且孔隙体积不变的封闭圈闭中, 原油裂解为甲烷气体. 在遵循以下条件时, 可以利用标准气体的状态方程进行压力计算: (1) 地层为正常压实, 没有原油裂解生气时孔隙流体压力为常压; (2) 油气水共存于储层中具有统一的压力系统; (3) 原油裂解减少的质量与生成天然气的质量相同; (4) 不考虑孔隙流体的热膨胀.

针对深度为H的储层, 其孔隙流体压力的静水压力为P_h(MPa), 储层孔隙总体积为V(m^3), 其中原油的体积为V_o(m^3), 孔隙水的体积为V_w(m^3), 原油占孔隙总体积α, 孔隙水占$(1-\alpha)$. 当原油裂解生气时, 目的储层增加的压力为ΔP(MPa). 原油的裂解率为β, 标准状态下, 单位体积的原油产生n倍单位体积的天然气, 且天然气密度为ρ_g($kg\ m^{-3}$). 原油的体积系数为B_o, 标准状态下, 原油裂解生成的天然气体积为

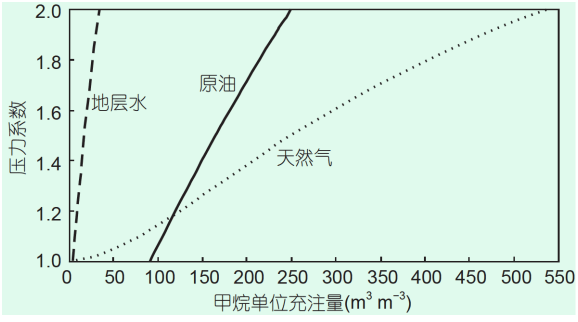

图 1　不同原始流体储层天然气充注引起的压力演化结果
地层温度为95℃, 地层初始压力为40MPa. 据刘一锋等(2013)

$$V_g = n\beta \times \frac{V_o}{B_o},$$

封闭空间内原油裂解气将产生一定的超压, 促使孔隙水和剩余原油相对于初始状态压缩更强烈:

$$\Delta V_w = c_w \cdot \Delta P \cdot V_w,$$
$$\Delta V_o = c_o \cdot \Delta P \cdot (1-\beta) V_o,$$

式中, c_w(MPa^{-1})和c_o(MPa^{-1})分别为水和油的压缩系数, 储层中可提供给游离天然气的孔隙体积为

$$V_1 = \beta V_o + c_w \cdot \Delta P \cdot V_w + c_o \cdot \Delta P \cdot (1-\beta) V_o.$$

天然气在孔隙水和原油中存在一定的溶解:

$$M_{go} = S_{go}(1-\beta) V_o \rho_o,$$
$$M_{gw} = S_{gw} V_w \rho_w,$$

式中, S_{go}和S_{gw}为天然气在原油和孔隙水中的溶解度, M_{go}和M_{gw}为溶解在原油和孔隙水中天然气的质量.

存在于孔隙中以游离气相态存在的天然气质量(M_{gr})为

$$M_{gr} = V_g \cdot \rho_g - M_{go} - M_{gw}.$$

标准状态下, 因原油裂解生成的存在于孔隙中以游离气相态存在的天然气体积(V_s)为

$$V_s = \frac{M_{gr}}{\rho_g} = V_g - \frac{(M_{go} + M_{gw})}{\rho_g}.$$

储层孔隙中游离气遵守实际气体状态方程:

$$\frac{P_s \cdot V_s}{Z_0 \cdot T_s} = \frac{P_1 \cdot V_1}{Z_1 \cdot T_1},$$

式中, P_s(MPa)和T_s(℃)分别是地表压力和温度, Z_0是天然气压缩因子($Z_0 \approx 1$); T_1(℃)和Z_1分别是原油裂解发生完成稳定时的温度和天然气压缩因子. 从而借此气体状态方程来获取此时地层压力P_1($P_1 = P_h + \Delta P$)(MPa).

2.1.4 温度变化

地层的沉积埋藏、构造抬升或地温场的变化可能导致地层温度的变化, 而这种温度的变化会影响油气藏(特别是天然气藏)的压力变化. 由温度变化(ΔT)而形成的异常压力变化(ΔP_T)可由下式进行计算:

$$\Delta P_T = \frac{\alpha_w - \alpha_s}{\beta_p + \beta_w - \beta_s} \times \Delta T,$$

式中, α_w和α_s分别为固体和水的热膨胀系数, β_p、β_w和β_s分别为岩石孔隙体积、水和骨架的压缩系数.

由于固体物质和水的热膨胀系数不相等, 孔隙空间的变形不能补偿孔隙水的热膨胀, 从而导致温度的变化引起地层压力的变化. 由于孔隙体积和水的压缩系数大于骨架的压缩系数, 温度的升高将导致地层压力的加大. 由于构造抬升导致的气藏温度变化(降低)常常导致气藏压力的降低. 要定量分析温度降低对地层压力的影响, 最可行和有效的手段是采用真实气体的状态方程来定量分析. 由于自然界流体组分的复杂性, 至今还没有一个状态方程适用于所有流体. 在利用状态方程进行流体相态的计算时首先必须要选择合适的状态方程. Soave(1972)对Redlich-Kwong状态方程修改后得到了Soave-Redlich-Kwong(SRK)状态方程, 此方程能够较准确地预测纯物质的饱和蒸汽压. 此外, 它还可以用于多元体系的汽-液相平衡计算, 尤其适合烃类体系, 且更能准确地反映各种物质的差异, 是相平衡及相关热力学性质计算中应用最广泛的方程之一. 因此, 在地质条件下可以应用SRK状态方程来计算流体的相态. SRK状态方程形式如下:

$$P = \frac{R \cdot T}{V - b} - \frac{a(T)}{V \cdot (V+b)},$$
$$a(T) = 0.427480 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \beta(T),$$
$$b = 0.086640 \frac{R T_c}{P_c},$$
$$[\beta(T)]^{0.5} = 1 + (0.480 + 1.576\omega - 0.176\omega^2)\left(1 - T_r^{0.5}\right),$$

式中, P为压力(MPa); T为温度(K); V为气体的摩尔体积(cm^3 mol^{-1}); R为气体常数(8.314J mol^{-1} K^{-1}); 参数a表征了分子间的引力, 参数b表示气体分子本身体积; ω为气体的偏心因子; T_c和P_c分别为某气体的临界温度和临界压力; T_r为气体的对比温度, 即气体所处实际状态下的绝对温度与其临界温度的比值. 对于混合气体采用如下混合规则:

$$a = \sum_i \sum_j y_i y_j a_{ij};\ a_{ij} = \sqrt{a_i \cdot a_j};\ b = \sum_i y_i b_i,$$

式中, a_i是气体i内部分子间的作用力, a_{ij}表示的是气体i和气体j之间的分子作用力; b_i为气体i的分子体积; y_i为气体i所占的摩尔分数.

在不考虑气体散失的条件下, 利用SRK状态方程可以计算温度降低对气藏地层压力的影响.

2.1.5　构造抬升/沉降

在地壳垂向抬升作用下，地层因上覆岩层遭受剥蚀，负载降低，导致其孔隙和地层流体卸载膨胀. 孔隙膨胀时必然会导致地层压力降低，同时孔隙中流体也发生了膨胀，在一定程度上会增加地层压力，最终地层压力的变化将取决于二者的共同作用.

$$P = P_0 \pm \Delta P$$
$$= P_0 \pm g\beta_w(h - h_{st}) \pm \left[\frac{1+\nu}{3(1-\nu)}\right]\left(\frac{\beta_p}{\beta_p+\beta_w}\right)g\rho_r \Delta h$$
$$\pm \frac{\alpha_w - \alpha_s}{\beta_p+\beta_w-\beta_s}\Delta T,$$

式中，P_0为静水压力，g是重力加速度，h_{st}为静水位深度, ν为泊松比, ΔT是温度变化, Δh为抬升剥蚀量, α_w和α_s分别为固体和水的热膨胀系数, β_p、β_w和β_s分别为岩石孔隙体积、水和骨架的压缩系数.

2.1.6　流体充注和欠压实作用引起地层超压的判识

流体充注和欠压实作用是沉积盆地超压的最主要因素，但如何判断他们各自对超压的贡献是重建地层压力的关键. Bowers(1995)曾提出不同成因的超压可应用速度-有效应力关系图来进行判识. 该方法可较好地判断不均衡压实及流体膨胀作用这两种超压成因. 其中, 不均衡压实引起的超压位于加载曲线上, 而流体膨胀(包括水热增压作用、流体充注、原油裂解以及部分成岩作用)引起的超压则位于卸载曲线上. 最近, 压力传递、构造挤压及蒙脱石-伊利石转化等成岩作用形成的超压也被认为属于卸载成因的超压(Tingay等, 2007, 2009; 赵靖舟等, 2017).

而有效应力方面的卸载分为弹性与非弹性，可借助密度-声波速度关系来进一步分析. 流体膨胀造成的弹性卸载在关系图上表现为声波速度和/或电阻率发生明显降低、密度略有降低甚至基本不变(Yassir和Bell, 1996; Bowers, 2001, 2002). 但由黏土成岩作用或化学压实作用形成的超压页岩，其有效应力卸载属于非弹性卸载，密度随超压而增大，但其声波速度并不降低或略微降低(Hoesni, 2004; Lahann和Swarbrick, 2011; O'Conner等, 2011). 在构造挤压未造成岩体破裂、流体泄漏前, 引起的超压逐渐接近静岩压力, 孔隙度变化微弱; 但随着流体排出, 岩体密度增大, 因而构造作用导致的超压产生与其他形成机制对压实曲线相反方向的偏离(Yassir和Addis, 2002; 赵靖舟等, 2017). 而压力传递形成的超压一般会造成声波速度降低而密度基本上符合正常压实趋势(Tingay等, 2007, 2009). 图2是利用声波速度-有效应力关系图来判识川中古隆起地区超压机制的一个很好实例. 根据有效应力的偏移量(LC)与实测剩余压力的比值，可以定量估算出该区天然气充注对超压的贡献率为80~100%.

2.2　地层古压力重建的新思路

上述大多数导致异常压力的因素仅在特殊的条件下发生，最常见的主控因素仍然是欠压实、生烃作用和构造应力. 据世界范围内的统计结果, 90%以上的超压是由生烃作用和不均衡压实以及这两种机制共同作用所导致(郝芳, 2005), 仅有极少数超压是由构造运动引起的. 在地质演化过程的不同阶段，控制地层压力(尤其是超压的形成)的主控因素也可能在变化. 因此, 确定异常压力形成机制和主控因素是选取准确的地质和数学模型来研究压力演化的基础和前提. 在地层的演化过程中，某一阶段可能只有一种因素控制超压, 也可能有多种因素综合作用(盆地的超压往往是多种机制共同作用的结果). 因此，首先必须定量分析各主控因素对超压的贡献，在此基础上综合各种主控因素的贡献获得地层的压力演化过程. 以往对超压主控因素的研究基本仍停留在定性分析阶段，包括如何识别超压成因机制和定性分析主控因素对超压的影响. 前人对压实作用、生烃作用之于超压的定量贡献(Wan-

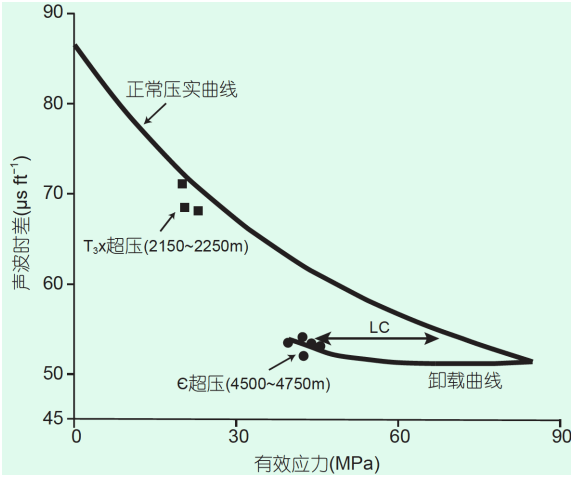

图 2　川中古隆起声波时差-有效应力关系及超压机制判断
据刘一锋等(2015)

gen, 2001; 孙波等, 2013; 张凤奇等, 2013; 郭小文等, 2013; Lahann, 2017; Li等, 2017; Ramdhan和Goulty, 2018)和构造应力引起的超压(罗晓容, 2004, 2013; Guo等, 2016)进行了初步研究, 罗晓容(2004)认为构造应力在水平方向上增加了地层的压实作用, 构造应力所引起的超压增量最大可达构造应力的一半. 但总体上仍缺乏对超压主要因素的定量研究.

图3是本文提出的地层古压力研究新思路的流程框图, 即在确定超压主控因素的基础上利用其数学模型定量研究各主控因素在地质历史时期对超压的贡献, 结合流体包裹体和差异应力等方法获得的某一特殊时间点的古压力值、现今实测压力值和盆地模拟方法确定的压力演化, 共同进行约束, 最终获得地层压力的演化过程. 地层的古压力实际上就是地质历史中不同主控因素共同作用的结果.

在具体的研究中, 首先结合构造演化分析和沉积埋藏史、热史、生烃史的恢复, 初步分析目的层超压主控因素(欠压实、烃类充注、构造挤压等), 并根据上述相应的数学模型分别计算不同主控因素的压力演化过程及其贡献. 综合多种因素作用下的压力演化就可以得到目的层总的压力演化过程. 此时, 还要结合某一特定时间点的古压力(由流体包裹体或差异古应力等方法得到)和盆地模拟方法得到的压力共同约束, 最终才能得到目的层一个比较客观的压力演化曲线.

3 地层古压力恢复实例

以下分别介绍现今地层压力为常压、弱超压和欠压的地层压力演化恢复实例.

3.1 实例1: 四川盆地川中古隆起震旦系灯影组压力演化

四川盆地川中古隆起震旦系现今地层压力总体表现为常压. 以W117井为例, 在异常压力单一因素分析的基础上综合考虑各因素, 分析引起该区异常压力的各因素及其贡献, 恢复震旦系灯影组(Z_{2d})的压力演化过程. 结合构造演化分析和沉积埋藏史、热史、生烃史的恢复(图4a), 初步分析震旦系灯影组超压主控因素可能包括烃类充注、原油裂解气和温度降低. 关于欠压实的贡献, 在此不予考虑. 这主要是由于该井区早期沉积速率并不大, 没有引起欠压实作用; 而在中生代时期的较快的沉积沉降对于早期已压实成岩的地层不可能造成欠压实. 由此分别计算了烃类充注、原油裂解和温度降低的贡献. (1) 烃类充注的贡献(图4b的曲线①). 在445Ma, 寒武系筇竹寺组($\in_{1q}$)烃源岩处于未成熟-低成熟阶段, 低熟油和生物气开始充注震旦系灯影组(Z_{2d})储层, 虽然有烃类充注, 但此时并没有引起异常压力, 因为烃类供给量少并且持续时间短, 随后由于构造抬升使烃源岩生烃作用停止; 在240~ 160Ma, 由于筇竹寺组烃源岩再次埋深, 使烃源岩处于成熟-高成熟阶段, 液态烃和湿气充注灯影组储层, 使灯影组产生剩余地层压力, 这个时期的超压主要是由烃类充注引起的; 后期构造抬升过程中由于温度压力下降导致天然气析出的烃类又导致了一定程度的增压. (2) 原油裂解气的贡献(图4b的曲线②). 在160~ 70Ma, 温度达到了原油裂解的温度. 由于原油裂解开始增压, 促使灯影组剩余压力持续增大, 但此时烃类充注贡献量变

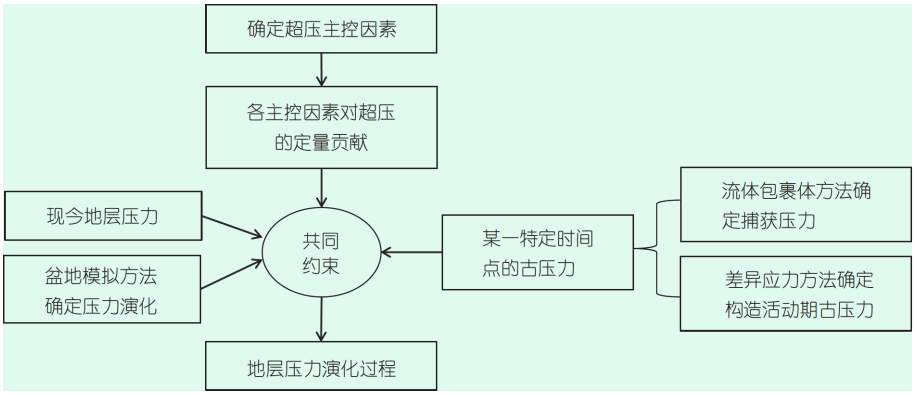

图 3 地层古压力研究流程图

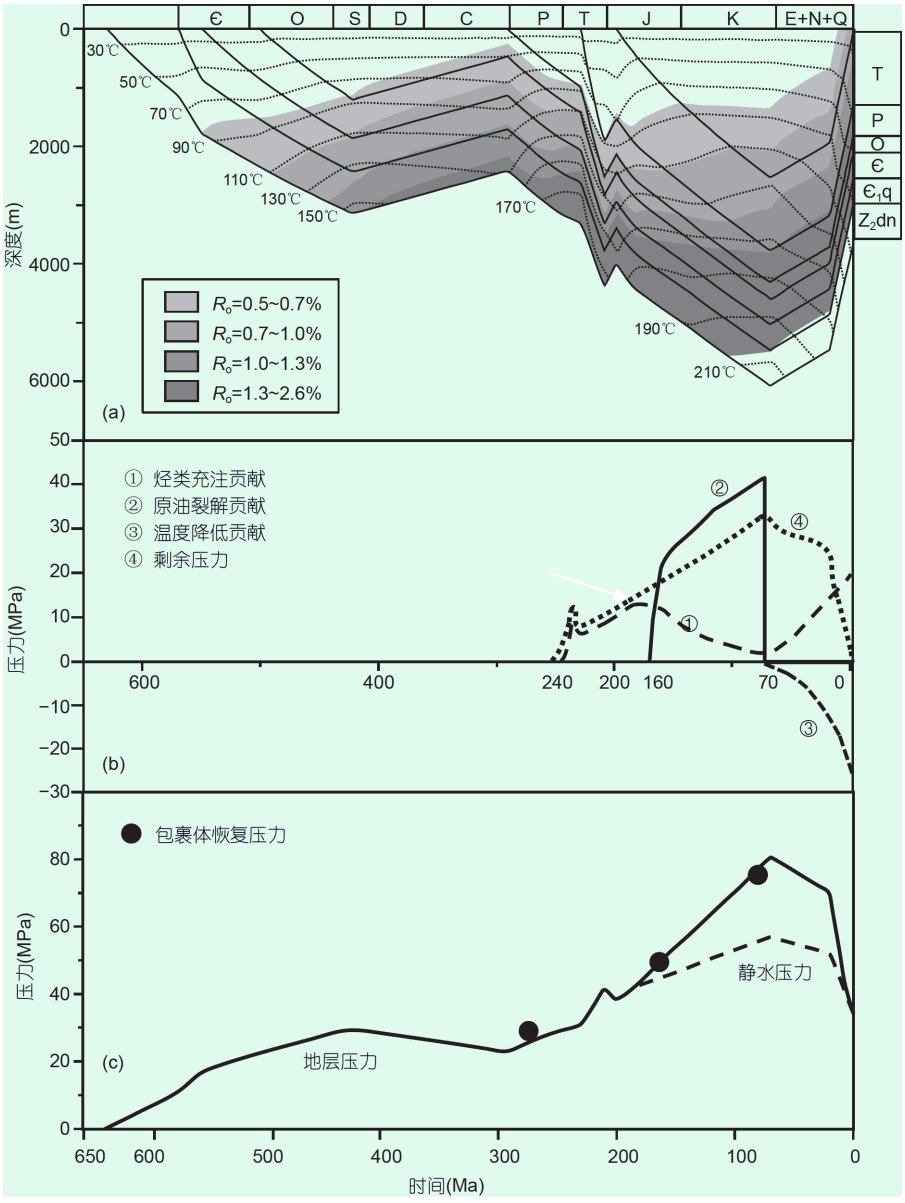

图 4　四川盆地W117井灯影组(Z_{2d})异常压力成因综合分析

压力坐标正负分别表示压力的增减. 流体包裹体捕获压力的计算依据PVTsim软件, 三个流体包裹体捕获压力和温度分别为: 30MPa, 156℃; 48.3MPa, 180℃; 73MPa, 205℃

少, 因为储层异常压力很大, 对烃类继续充注有一定抑制作用, 此时剩余压力主要是由原油裂解产生, 因为原油和重烃在160~200℃时不稳定, 所以在70Ma(温度超过200℃)原油裂解对剩余压力的贡献将停止. 本模型假设原油全部裂解为甲烷气体, 其实原油裂解还会产生石墨等其他产物, 因此原油裂解将不会产生那么大的地层压力增加. (3) 温度降低的贡献(图4b的曲线③). 70Ma至今, 由于构造抬升地层温度快速降低(灯影组地温从206℃降低到现今的93℃, 地温下降113℃), 由此导致地层压力下降了25.63MPa. 计算中采用了甲烷的范德华参数, 由于CO_2、N_2、H_2S及其他烃类气体的临界压力与甲烷相近而临界温度比甲烷高许多, 因此如果封存箱中存在这些气体, 那么温度降低将引起更大的地层压力下降.

因此，该井区震旦系灯影组的压力演化是烃类充注、原油裂解气和构造抬升温度降低三者共同作用的结果，但在不同地质时期的主控因素各异．利用PVTsim软件计算三个流体包裹体捕获压力从而获得了某一特定时间点的古压力值，结合该古压力值和盆地模拟中流体-压实耦合模拟结果共同约束上述三种主控因素获得的综合压力演化结果，最终获得了灯影组压力演化曲线(图4c)．与该地层的静水压力曲线相比，可以明显看出灯影组的压力演化可分为四个阶段(图4c): (1) 240Ma之前为常压; (2) 240~160Ma受烃类充注的影响开始出现超压; (3) 160~70Ma主要受原油裂解气的影响发育强超压; (4) 70Ma以后为降压阶段．此阶段由于构造抬升，温度降低，导致压力下降．同时天然气析出的烃类充注又导致压力增大．二者相互作用的结果导致地层目前处于常压状况．

3.2 实例2：鄂尔多斯盆地苏里格气田二叠系下石盒子组(P_2h)压力演化

鄂尔多斯盆地苏里格气田是典型的异常低压气田．二叠系石盒子组盒8段气藏的地层压力主要在22.5~31.9MPa，压力系数主要在0.65~0.94，平均为0.84．前人对苏里格气田异常低压的成因机制进行了大量研究，认为异常低压的可能成因机制有构造抬升、温度降低、天然气的散失、新生代的埋藏、气水密度差、砂岩“回弹”、潜水面的埋深等(朱蓉等, 2003; 袁际华和柳广弟, 2005; 冯乔等, 2007; 李仲东等, 2008; 马德文等, 2011)．

温度降低是造成气田异常低压的重要成因机制之一．中国的很多大气田在后期往往经历了强烈的构造抬升剥蚀，造成地层温度的巨大下降．根据前述的真实气体的SRK状态方程可以定量分析温度降低对地层压力的影响．鄂尔多斯盆地在早白垩世末期(140~100Ma)发生了一次构造热事件，使当时的地温明显升高(陈瑞银等, 2006; 任战利等, 2007)．早白垩世末至今，该区发生构造抬升剥蚀，地层处于热冷却状态，地层温度逐渐降低．根据前人对鄂尔多斯盆地热演化史的研究，结合研究区的实际地质特点，重建了苏里格气田区单井的沉积埋藏史和地温演化史(图5)，研究表明苏里格气田主要储层下石盒子组的地温从100Ma时的约165℃降低至现今的约105℃，地温下降了约60℃．

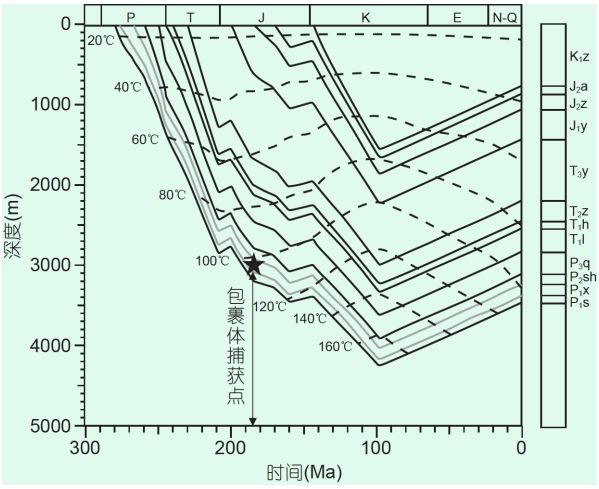

图 5　苏里格气田苏16井埋藏史、热演化史和包裹体捕获时间

将包裹体恢复的古压力和古温度作为边界条件，在不考虑气体散失的条件下，利用SRK状态方程计算温度降低对气藏地层压力的影响．结果表明，温度下降对地层压力具有较大的影响，温度下降50~60℃，压力会下降17.7~22%．在170~100℃的范围内，温度每下降10℃，压力下降约3.6%．根据恢复的古温压数据及现今实测温压数据，应用SRK状态方程就可以定量计算气藏中气体摩尔体积的变化，并进一步计算气体的散失．计算结果显示，天然气散失对地层压力具有明显的影响，会导致地层压力发生明显的下降．研究区的气体散失约为17~24%(帅燕华等, 2004; 袁际华和柳广弟, 2005)，由此地层压力将会下降约23~32%．因此，天然气的散失是苏里格气田现今异常低压的另一主要成因机制．

苏16井位于苏里格庙地区中偏西部，根据上述异常低压主要成因机制的定量分析，通过流体压实模型，结合主要参数，以包裹体恢复的某一时刻的古压力及现今实测压力作为约束条件，重建了该井下石盒子组的压力演化史．首先利用流体包裹体计算古压力．该井在下石盒子组的流体包裹体均一温度约为93.5℃，共生的盐水包裹体的均一温度约为105℃．利用PVTsim软件进行捕获压力的模拟计算，获得流体包裹体捕获时的地层压力约为29MPa，捕获温度约为90℃．根据流体包裹体的捕获温度和下石盒子组的地温演化史，确定流体包体捕获时的深度为2950m左右，进一步计算出压力系数约为1.0．亦即该包裹体捕获时间是在

侏罗纪时期(约为185Ma), 当时的古流体压力为正常地层压力. 然后以流体包裹体恢复的古压力作为约束, 利用流体压实耦合模型重建苏16井下石盒子组的压力演化史. 研究结果表明在整个地质历史时期下石盒子组出现过两次微弱的超压现象, 但过剩压力较小. 在195Ma左右, 下石盒子组初次出现超压, 此后超压逐渐增加, 但是在160Ma时发生了构造抬升剥蚀事件后, 超压迅速消失. 从140Ma开始, 下石盒子组再次发育超压, 在98Ma时, 超压幅度达到最大, 压力系数为1.1, 此时下石盒子组埋深达到最深(底界深度为4425.6m). 此后发生构造抬升剥蚀, 地层压力迅速下降, 压力系数逐渐降低, 演化至今变成负压状态, 压力系数约为0.85 (图6).

3.3　实例3: 塔里木盆地顺南斜坡SN501井奥陶系压力演化

SN501井位于塔里木盆地塔北隆起顺南缓坡, 该井区在加里东中期至海西晚期未发生大规模油气成藏, 因而缺乏该阶段有效的烃类包裹体进行观测和压力模拟约束. 同样, 结合构造演化分析和沉积埋藏史、热史、生烃史的恢复, 初步分析奥陶系鹰山组超压主控因素包括烃类充注和构造挤压. 虽然从埋藏史图看欠压实可能发生在奥陶纪末期的快速沉降阶段, 但经过计算未出现超压. 本文应用方解石双晶作为古压力计的差异应力法定量计算碳酸盐岩地层在构造挤压活动关键时期的流体剩余压力. 顺南缓坡地区在加里东中晚期到海西期处于构造挤压应力环境中, 主应力方向由西南-北东向转换为东南-北西向. 加里东期差异古应力值范围在66.15~89.17MPa, 平均值为82.06MPa; 海西期差异古应力值范围在56.97~79.29MPa, 平均值为66.80MPa. 利用岩石力学实验获取不同岩层的破裂包络线, 结合断裂组合分析, 构建挤压变形时期的应力莫尔圆, 计算出加里东期和海西期的有效垂直主应力分别约为39.91和42.11MPa. 另一方面, 通过埋藏史计算理论有效垂向应力 $(\sigma_{\mathrm{vref}} = (\rho_{\mathrm{rock}} - \rho_{\mathrm{water}})\cdot g\cdot h)$. 最后, 通过求取理论垂向有效应力$\sigma_{\mathrm{vref}}$和由不同变形阶段的莫尔圆确定有效垂直主应力$\sigma_{\mathrm{veff}}$之间的差异$\Delta\sigma_v$, 估算了构造挤压变形时期目的层的剩余流体压力($\Delta\sigma_v$)趋势(图7), 作为该阶段压力演化模拟的约束条件.

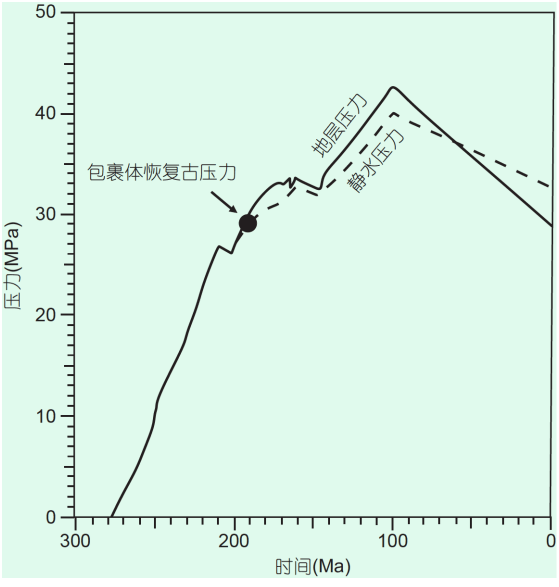

图 6　依据流体压实耦合模型模拟计算的苏16井下石盒子组压力演化

黑色圆点为包裹体捕获压力, 29MPa

SN501井奥陶系地层在地质历史时期出现异常高压的主要成因机制为早期的构造挤压和喜山期的天然气充注. 以差异应力法(加里东中期至海西晚期)和流体包裹体PVT模拟法(喜山期)恢复的古压力及现今实测压力为约束, 模拟了SN501井奥陶系鹰山组的压力演化(图8). 模拟结果显示, 地层在加里东中晚期受到来自古昆仑洋俯冲作用的强烈挤压作用影响, 地层压力偏离静水压力, 开始形成弱超压, 压力系数可达1.2左右, 之后地层抬升且应力场发生转换, 地层压力逐渐恢复至常压状态; 而到了海西期研究区受东南边缘古阿尔金洋南支闭合的影响, 最大主应力方向为东南方向的挤压应力, 二叠纪末期超压程度最大, 属于超压状态, 压力系数上升至1.38左右; 随着构造挤压作用减弱, 地层抬升, 地层压力再次恢复常压状态, 直至新近纪的天然气充注, 超压再次发育, 并快速增大, 压力系

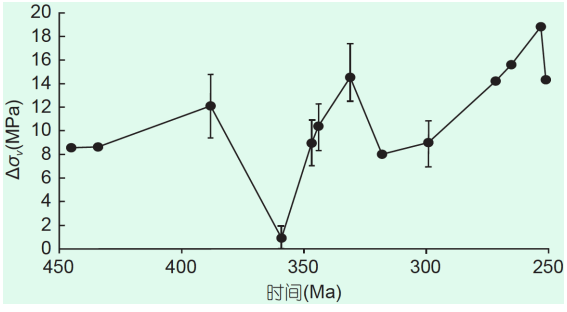

图 7　SN501井鹰山组构造变形时期剩余流体压力演化

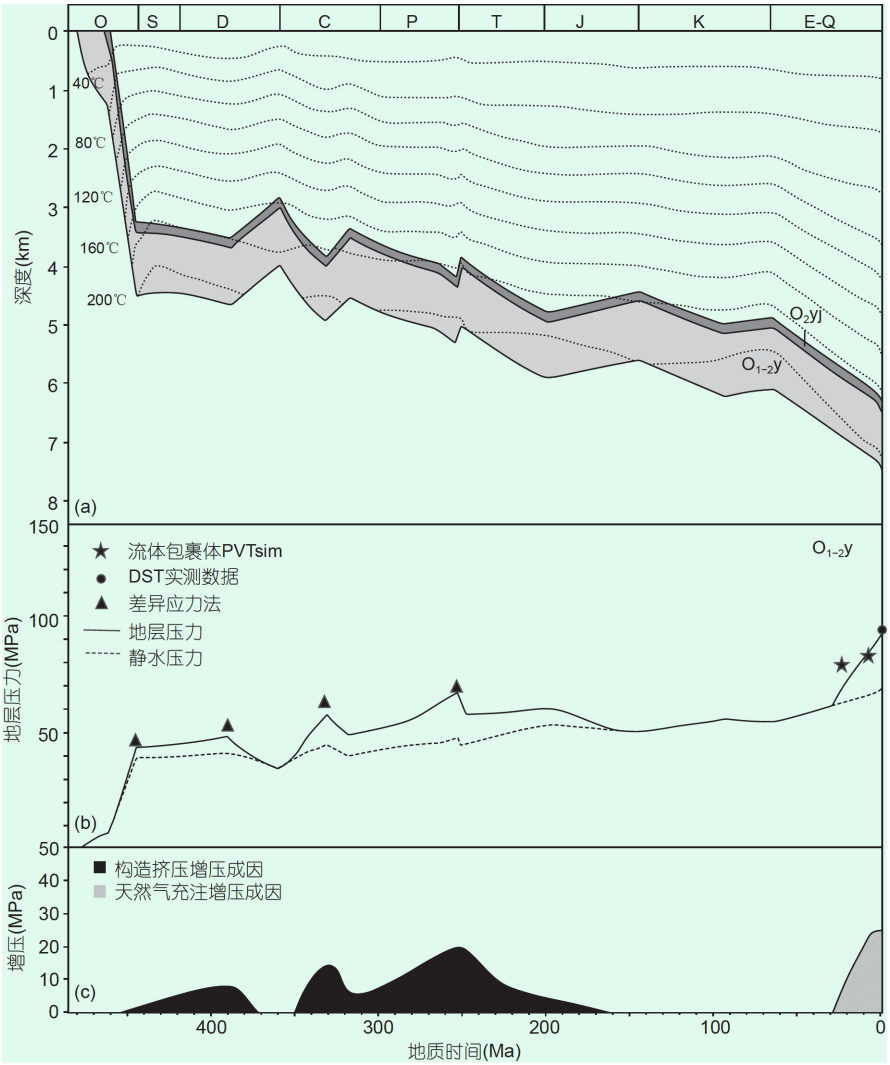

图 8　塔里木盆地顺北地区SN501井奥陶系鹰山组压力演化

(a) 埋藏史及热史演化; (b) 鹰山组地层压力演化; (c) 不同主控因素对超压的贡献量

数大致在1.32~1.36范围内.

4　存在问题和展望

盆地地层压力演化多变，要准确恢复地层压力的演化过程必须要分析异常压力的主要成因机制，这是建立准确的地质和数学模型模拟压力演化的前提. 但影响地层压力的因素复杂且互相作用，对地层压力的贡献量难以确定. 虽然从理论上讲，各种因素都可以影响地层压力的演化，但对地层压力的影响能力却有很大差异. 因此，要确定超压影响因素的主次位置及压力准确的演化过程，需要结合实际的地层情况，如生排烃史、构造演化史、储层评价等基础资料，系统、综合地判定并估算各因素所产生的实际贡献量. 不同时期及不同成因产生的超压对静态地质要素的影响作用必然存在差异性.

4.1　压力演化与油气成藏的关系

压力分析是流体动力系统分析的基础，在高温、超压盆地中，超压形成演化和油气生成运移密切相关，是油气成藏研究最基本的内容之一. 概括而言, 压力与油气成藏间的关系主要体现在压力与成藏要素(烃源

岩、储集层、盖层和上覆岩层)和成藏过程(油气的生排运聚)上. 超压作为压力的一种演化状态, 其最终的发展趋势是静水压力, 因此超压研究的重点是分析主成藏期超压特征及其与油气成藏间的关系. 上述三个实例恰好展示了三种不同的压力演化模式: (1) 常压-强超压-常压(川中古隆起W117井); (2) 常压-弱超压-负

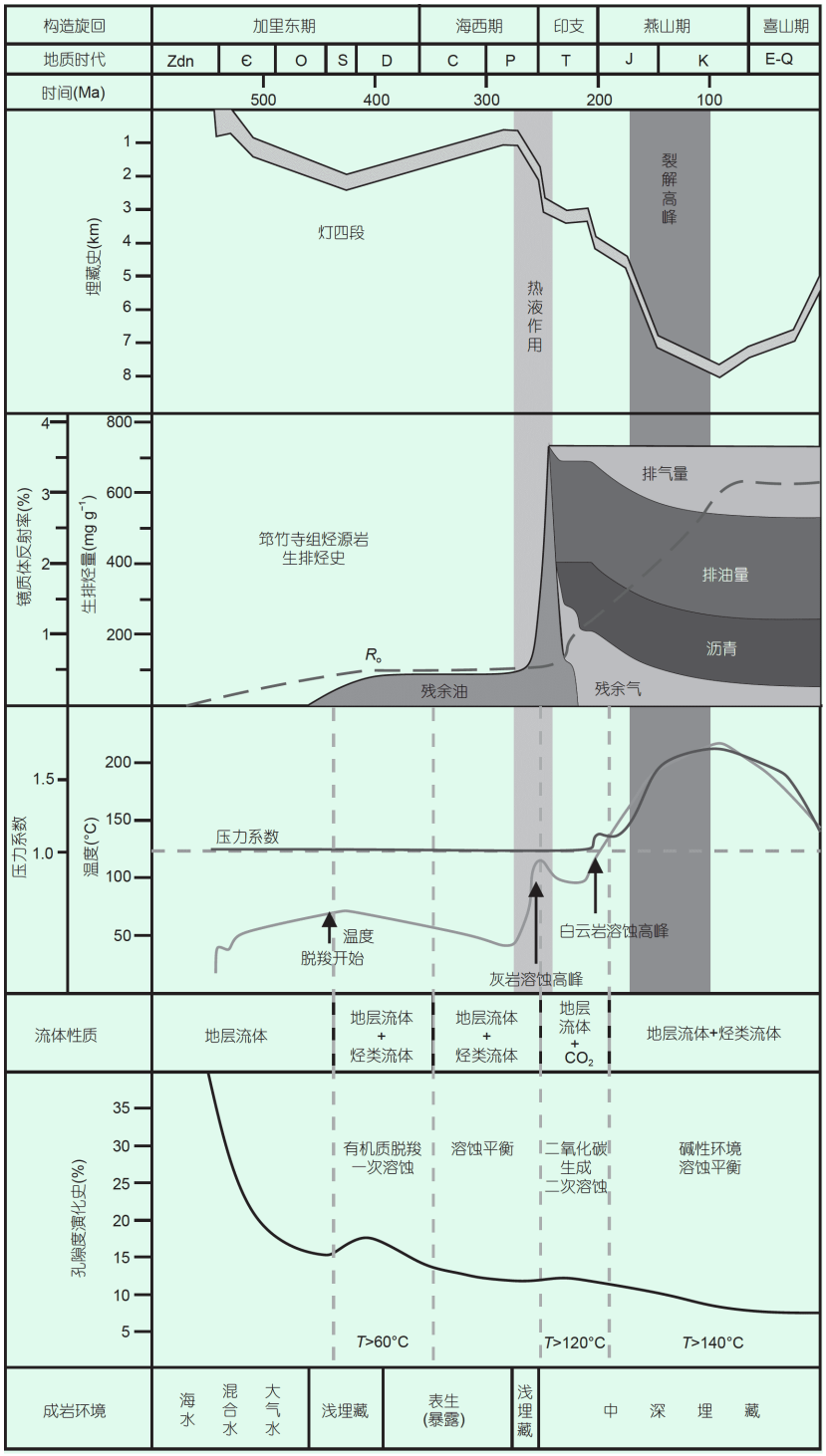

图 9　川中古隆起灯影组储层演化与温压关系图

表 1　不同地层古压力重建方法存在的问题

古压力恢复方法	存在问题
流体包裹体PVT热动力学模拟	需确保包裹体成分和气液比准确性, 不能连续模拟地质历史时期的古压力演化, 只能模拟单点的地层古压力
流体包裹体激光拉曼光谱法	能用于比对的流体标样谱图库尚未建立完全
差异应力法	样品要求高, 恢复尺度大, 误差影响因素多
盆地模拟法	考虑压力成因机制简单, 不适于高度复杂过程
地震波速法 等效深度法	仅考虑单一增压因素, 非均质地层岩性简化, 影响地层压力计算精度; 建立在泥岩欠压实模型的基础上, 不适用于碳酸盐岩地层

压(苏里格苏16井); (3) 常压-弱超压-超压(塔北隆起SN501井), 三者超压的形成和演化均与天然气成藏过程密切相关. 川中古隆起在中生代时期的强超压正是由原油裂解气导致, 苏里格气田在中生代时期出现的弱超压也是由天然气充注所致, 塔北隆起SN501井区加里东时期的弱超压则是由构造挤压所致, 晚期超压也是由天然气充注引起. 上述三种不同的压力演化模式从根本上是受构造演化控制的: 塔北隆起SN501井区总体上一直处于深埋的背景, 地层压力是逐渐增大的; 而川中和苏里格地区则是后期构造抬升、储层温度降低导致了地层压力下降, 只是由于天然气散失量和压力下降幅度不同导致了现今为常压(川中)和负压(苏里格)的差异.

4.2　异常压力对储层成岩演化的影响

深层规模优质储层的发育是寻找大油气田的关键. 而深层储层形成演化过程中的温度、压力和流体性质对于优质储层的形成与发育又是关键的要素. 压实作用是造成储层致密化最主要的因素之一, 在各个阶段均有发生, 但流体异常高压可保护储层剩余原生粒间孔隙, 阻碍上覆地层的压实作用. 针对压力单因素控制作用, 认为碳酸盐矿物的溶蚀随着压力升高而增强. 而且异常压力系统一般表现出其相对封闭性, 减缓体系内外物质交换, 部分黏土成岩作用受到抑制. 同时, 在物质交换被阻碍的情况下, 石英的次生加大和碳酸盐岩胶结也会一定程度被抑制. 川中古隆起灯影组储层物性演化与温压和流体演化密切相关(图9). 正是由于储层物性是一系列演化的综合结果, 结合实验室物理模拟实验可以研究储层在温-压-流体作用下的演化机理, 从而对有效储层进行时-空预测. 因此, 探寻储层温压与储层形成演化的关系, 对于深层油气勘探开发有着重大的意义.

4.3　地层压力主控因素的定量研究及其不同的适用性

随着油气勘探的不断发展, 研究目标已逐步从中浅层延伸到深层、超深层. 虽然深层油气勘探取得了一定突破, 但针对深层-超深层高温高压条件下的油气成藏机理研究仍相对薄弱, 其中地层所经历的压力演化史是一大关键因素. 盆地深部的异常压力并不是偶然的地质现象, 任何地质过程和地质作用以及边界条件的变化都可能导致地层压力的变化, 主控因素复杂且多变. 目前, 已有多种古压力恢复方法, 但由于其适用范围和存在问题(表1), 难以应用某一种方法完成地层压力演化的重建. 因此, 必须结合实际地质情况, 系统、定量地分析地层的超压成因机制, 联合多种合适手段共同解决古压力重建问题. 中国深层、超深层储层以碳酸盐岩为主, 以往由碎屑岩建立起来的众多古压力研究方法和技术是否完全适用于碳酸盐岩层系? 针对碳酸盐岩层系研发有效的古压力恢复方法或许是破解深层、超深层系压力研究难题的基础和关键.

致谢　感谢李剑、谢增业和李慧莉等教授级高级工程师给予的帮助和启发, 感谢中石化西北油田分公司、中石油西南油田分公司和长庆油田分公司等提供样品和相关地质资料, 感谢审稿专家对本文提出的建设性意见.

参考文献

陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 王兆明, 周波. 2006. 鄂尔多斯盆地中生代地层剥蚀量估算及其地质意义. 地质学报, 80: 685–693

范泓澈, 黄志龙, 袁剑, 高岗, 童传新. 2011. 富甲烷天然气溶解实验及水溶气析离成藏特征. 吉林大学学报, 41: 1033–1039
冯乔, 耿安松, 徐小蓉, 杨华. 2007. 鄂尔多斯盆地上古生界低压气藏成因. 石油学报, 25: 33–37
付广, 吕延防, 杨勉. 2002. 欠压实泥岩异常孔隙流体压力的定量研究. 新疆石油地质, 23: 295–298
郭小文, 何生, 刘可禹, 董甜甜. 2013. 烃源岩生气增压定量评价模型及影响因素. 地球科学——中国地质大学学报, 38: 1263–1270
郝芳. 2005. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理. 北京: 科学出版社. 406
郝石生, 张振英. 1993. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义. 石油学报, 14: 12–22
李仲东, 张哨楠, 李良, 惠宽洋, 过敏. 2008. 鄂尔多斯盆地上古生界压力演化及成藏过程分析. 中国科技论文在线, 3: 841–847
刘福宁. 1994. 异常高压区的古沉积厚度和古地层压力恢复方法探讨. 石油与天然气地质, 5: 80–85
刘华, 王鑫, 徐昊清, 李振升, 陈柯童. 2014. 潍北凹陷地层压力演化特征及其对油气分布的影响. 石油实验地质, 36: 160–164
刘静静, 刘震, 朱文奇, 胡晓丹. 2015. 陕北斜坡中部泥岩压实特征分析及长7段泥岩古压力恢复. 现代地质, 29: 633–643
刘一锋, 姚倩颖, 谢增业, 邱楠生. 2013. 天然气充注导致储层增压的定量研究. 现代地质, 27: 1211–1218
刘一锋, 郑伦举, 邱楠生, 贾京坤, 常青. 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: 2380–2390
刘震, 陈凯, 朱文奇, 胡晓丹, 郭彦如, 吴迅达. 2012. 鄂尔多斯盆地西峰地区长7段泥岩古压力恢复. 中国石油大学学报(自然科学版), 36: 1–7
刘震, 张万选, 张厚福, 邓祖佑. 1993. 辽西凹陷下第三系异常地层压力分析. 石油学报, 14: 14–23
罗晓容. 2004. 构造应力超压机制的定量分析. 地球物理学报, 47: 1086–1093
罗晓容. 2013. 前陆盆地异常流体压力: 地质作用及其增压效率. 地质科学, 48: 32–49
马德文, 邱楠生, 许威. 2011. 鄂尔多斯盆地苏里格气田异常低压成因机制研究. 地质科学, 46: 1055–1067
平宏伟, 陈红汉, Thiéry R. 2014. 甲烷摩尔含量约束的石油包裹体捕获压力预测模型. 地球科学(中国地质大学学报), 39: 79–90
任战利, 张盛, 高胜利, 崔军平, 肖媛媛, 肖晖. 2007. 鄂尔多斯盆地构造热演化史及其成藏成矿意义. 中国科学D辑: 地球科学, 37(增刊): 23–32
帅燕华, 邹艳荣, 彭平安. 2004. 运移、扩散、水洗对鄂尔多斯盆地中部上古生界煤成气影响的模拟研究. 科学通报, 49(增Ⅰ): 86–92
苏奥, 陈红汉, 贺聪, 雷明珠, 雷川. 2016. 激光扫描共聚焦显微镜在石油地质学中应用改进. 电子显微学报, 35: 509–515
孙波, 蒋有录, 石小虎, 刘景东, 郝建光. 2013. 渤海湾盆地东濮凹陷压力演化与超压形成机制. 中国石油大学学报, 37: 28–35
王鑫, 蒋有录, 曹兰柱, 刘华, 张文杰. 2017. 富油凹陷洼槽区古压力演化特征及影响因素——以冀中坳陷饶阳凹陷为例. 中国矿业大学学报, 46: 586–595
袁际华, 柳广弟. 2005. 鄂尔多斯盆地上古生界异常低压分布特征及形成过程. 石油与天然气地质, 26: 792–799
张凤奇, 王震亮, 钟红利, 杨超, 王江涛. 2013. 沉积盆地主要超压成因机制识别模式及贡献. 天然气地球科学, 24: 1151–1158
赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 2017. 沉积盆地超压成因研究进展. 石油学报, 38: 973–998
郑荣臣, 魏俊之. 2002. 异常高压气藏岩石压缩系数对开采特征的影响. 大庆石油地质与开发, 21: 41–42, 53, 86
朱蓉, 楼章华, 金爱民, 魏新善. 2003. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏流体动力学特征及成藏过程分析. 地质科学, 38: 34–43
Amrouch K, Beaudoin N, Lacombe O, Bellahsen N, Daniel J M. 2011. Paleostress magnitudes in folded sedimentary rocks. Geophys Res Lett, 38: L17301
Aplin A C, Macleod G, Larter S R, Pedersen K S, Sorensen H, Booth T. 1999. Combined use of Confocal Laser Scanning Microscopyand PVT simulation for estimating the composition andphysical properties of petroleum in fluid inclusions. Mar Petrol Geol, 16: 97–110
Beaudoin N, Koehn D, Lacombe O, Lecouty A, Billi A, Aharonov E, Parlangeau C. 2016. Fingerprinting stress: Stylolite and calcite twinning paleopiezometry revealing the complexity of progressive stress patterns during folding—The case of the Monte Nero anticline in the Apennines, Italy. Tectonics, 35: 1687–1712
Beaudoin N, Lacombe O, Bellahsen N, Amrouch K, Daniel J M. 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). Mar Petrol Geol, 55: 214–229
Bourdet J, Pironon J, Levresse G, Tritlla J. 2008. Petroleum type determination through homogenization temperature and vapour volume fraction measurements in fluid inclusions. Geofluids, 8: 46–59
Bowers G L. 1995. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. SPE Drill Completion, 10: 89–95
Bowers G L. 2001. Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy. Houston: Offshore Technology Conference. 1–14
Bowers G L. 2002. Detecting high overpressure. Leading Edge, 21: 174–177
Chen Y, Steele-Macinnis M, Ge Y, Zhou Z Z, Zhou Y Q. 2016. Synthetic saline-aqueous and hydrocarbon fluid inclusions trapped in calcite at temperatures and pressures relevant to hydrocarbon basins: A reconnaissance study. Mar Petrol Geol, 76: 88–97
Guo X W, Liu K Y, Jia C Z, Song Y, Zhao M J, Zhuo Q G, Lu X S.

2016. Effects of tectonic compression on petroleum accumulation in the Kelasu Thrust Belt of the Kuqa Sub-basin, Tarim Basin, NW China. Org Geochem, 101: 22–37

Hansen S B, Berg R W, Stenby E H. 2002. How to determine the pressure of a methane-containing gas mixture by means of two weak Raman bands, $v3$ and $2v_2$. J Raman Spectrosc, 33: 160–164

Hoesni M J. 2004. Origins of overpressure in the Malay Basin and its influence on petroleum systems. Dissertation for Doctoral Degree. Durham: University of Durham. 12397–12401

Joshua O P, Mohamed R, Andrew C A, Anthony J L C. 2016. Stress and pore pressure histories in complex tectonic settings predicted with coupled geomechanical-fluid flow models. Mar Petrol Geol, 76: 464–477

Lacombe O, Malandain J, Vilasi N, Amrouch K, Roure F. 2009. From paleostresses to paleoburial in fold-thrust belts: Preliminary results from calcite twin analysis in the Outer Albanides. Tectonophysics, 475: 128–141

Lahann R W. 2002. Impact of smectite diagenesis on compaction modeling and compaction equilibrium. AAPG Memoir, 76: 61–72

Lahann R W. 2017. Gulf of Mexico overpressure and clay diagenesis without unloading: An anomaly? AAPG Bull, 101: 1859–1877

Lahann R W, Swarbrick R E. 2011. Overpressure generation by load transfer following shale framework weakening due to smectite diagenesis. Geofluids, 11: 362–375

Li C, Zhang L K, Luo X R, Zhang L Q, Hu C Z, Qi Y K, Lei Y H, Cao B F, Cheng M, Yu Y X. 2017. Calibration of the mudrock compaction curve by eliminating the effect of organic matter in organic-rich shales: Application to the southern Ordos Basin, China. Mar Petrol Geol, 86: 620–635

Lonardelli J N, da Silva R O, Falcão F O L, Santos M A C, de Salles Abreu C E B. 2017. Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil. J Petrol Sci Eng, 158: 186–201

O'Connor S, Swarbrick R, Lahann R. 2011. Geologically-driven pore fluid pressure models and their implications for petroleum exploration. Introduction to thematic set. Geofluids, 11: 343–348

Parlangeau C, Lacombe O, Schueller S, Daniel J M. 2018. Inversion of calcite twin data for paleostress orientations and magnitudes: A new technique tested and calibrated on numerically-generated and natural data. Tectonophysics, 722: 462–485

Philipp S L. 2012. Fluid overpressure estimates from the aspect ratios of mineral veins. Tectonophysics, 581: 35–47

Ping H W, Thiéry R, Chen H H. 2011. Thermodynamic modeling of petroleum inclusions: The prediction of the saturation pressure of crude oils. Geofluids, 11: 328–340

Ramdhan A M, Goulty N R. 2018. Two-step wireline log analysis of overpressure in the Bekapai Field, Lower Kutai Basin, Indonesia. Petrol Geosci, 24: 208–217

Soave G. 1972. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. Chem Eng Sci, 27: 1197–1203

Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E, Morley C K, Damit A R. 2007. "Vertically transferred" overpressures in Brunei: Evidence for a new mechanism for the formation of high-magnitude overpressure. Geology, 35: 1023–1026

Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E, Morley C K, Damit A R. 2009. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. AAPG Bull, 93: 51–74

Vannucchi P. 2001. Monitoring paleo-fluid pressure through vein microstructures. J Geodyn, 32: 567–581

Vasquez M, Beggs H D. 1980. Correlations for fluid physical property prediction. J Petrol Tech, 32: 968–970

Wangen M. 2001. A quantitative comparison of some mechanisms generating overpressure in sedimentary basins. Tectonophysics, 334: 211–234

Xu Z, Liu L, Wang T, Wu K J, Gao X Y, Dou W C, Xiao F, Zhang N N, Song X P, Ji H T. 2017. Application of fluid inclusions to the charging process of the lacustrine tight oil reservoir in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin, China. J Petrol Sci Eng, 149: 40–55

Yassir N, Addis M A. 2002. Relationships between pore pressure and stress in different tectonic settings. In: Huffman A R, Bowers G L, eds. Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction. Tulsa: AAPG. 76: 79–88

Yassir N A, Bell J S. 1996. Abnormally high fluid pressures and associated porosities and stress regimes in sedimentary basins. SPE Formation Evaluation, 11: 5–10

(责任编委: 刘全有)