

doi:10.3799/dqkx.2013.000

烃源岩生气增压定量评价模型及影响因素

郭小文^{1,2}, 何生¹, 刘可禹^{2,3}, 董甜甜⁴

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

3. 澳大利亚联邦科学与工业研究组织地球科学与资源工程, Bentley WA 6102

4. 中国石油辽河油田分公司, 辽宁盘锦 124010

摘要: III型干酪根烃源岩生气增压定量评价是一个复杂过程, 因为III型干酪根以生气为主的同时伴生少量的油生成, 而且在达到一定的温度条件下原油还将逐渐裂解成天然气. 在考虑烃源岩生烃过程中天然气的渗漏和排出、氢指数对生烃量的影响、原油裂解成气、生烃作用产生的超压对孔隙水、油和干酪根的压缩作用、天然气在孔隙水和石油中的溶解作用等因素的基础上建立了III型干酪根烃源岩生气增压定量评价模型, 并对模型参数进行敏感性分析. III型干酪根烃源岩生气增压受到烃源岩孔隙度、成熟度、有机质丰度、天然气残留系数等多种参数的影响. 有机碳含量、氢指数和天然气残留系数3个参数中以氢指数对III型干酪根烃源岩生烃增压产生的影响最大, 天然气残留系数影响最小. 天然气残留系数只要大于0.2就可以产生超压, 表明保存条件不是III型干酪根烃源岩形成生烃增压最主要的控制因素.

关键词: 烃源岩; 生气增压; 定量模型; 参数敏感性; 天然气; 残留系数; 干酪根.

中图分类号: TE122

文章编号: 1000-2383(2013)06-1263-08

收稿日期: 2012-11-24

A Quantitative Estimation Model for the Overpressure Caused by Natural Gas Generation and Its Influential Factors

GUO Xiao-wen^{1,2}, HE Sheng¹, LIU Ke-yu^{2,3}, DONG Tian-tian⁴

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China

3. CSIRO Earth Science and Resource Engineering, Bentley WA 6102, Australia

4. Liaohe Oilfield Subcompany, PetroChina, Panjin 124010, China

Abstract: It is very complicated to quantitatively estimate the overpressure caused by natural gas generation in the source rocks with type III kerogen firstly due to the small amount of the associated oil to the dominant gas generated and secondly due to the fact that thermal cracking of liquid oil occurs with the increasing depth and temperature. In this paper, a quantitative estimation model for the overpressure change due to natural gas generation is proposed, taking into consideration the episodic natural gas leakage and expulsion, and parameters such as effect of hydrogen index on hydrocarbon generation, thermal cracking of liquid oil to natural gas, the compressibility of kerogen, oil and water, natural gas solution within the water and remaining oil, and so on. In addition, sensitivity analyses of parameters such as residual natural gas coefficient, TOC and hydrogen index have been carried out. Many parameters can affect overpressure due to natural gas generation including source rock porosity, maturity, organic matter abundance, residual natural gas coefficient and so on. Sensitivity analyses indicate that the hydrogen index is the most effective parameter on the pressure change due to natural gas generation in the source rocks and the residual natural gas coefficient has the least effect on the pressure change. Overpressure can be generated when the residual natural gas coefficient is as low to 0.2, suggesting that the pressure seal in the source rock is not the most important parameter for the overpressure development caused by natural gas generation in the source rocks.

Key words: source rock; natural gas generated overpressure; quantitative model; sensitivity analysis; natural gas; residual coefficient; kerogen.

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 41302110); 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室开放基金(No. TPR-2013-17).

作者简介: 郭小文(1980-), 男, 副教授, 主要从事油气地质方面研究. E-mail: cuggxw@163.com

全球发育近 180 个异常压力的盆地中绝大部分为超压盆地,而且很多盆地的油气主要来源于超压烃源岩(Hunt, 1990). 含油气盆地超压的成因或形成机制异常复杂,是多种因素(地质、物理、地球化学和动力学)共同作用的结果. 压实不均衡(Dickinson, 1953; Rubey and Hubbert, 1959)、孔隙流体热膨胀(Barker, 1972; Magara, 1975)、黏土矿物脱水(Freed and Peacor, 1989)、烃类生成(Law and Dickinson, 1985; Meissner, 1976; Spencer, 1987; 杨智等, 2008; 何生等, 2009; Guo *et al.*, 2010)和构造挤压(Hubbert and Rubey, 1959)等都是超压形成的重要因素. 对于非挤压型盆地,压实不均衡和烃类生成是可以独立形成大规模超压的两种主要机制. 烃源岩生烃是高密度的干酪根转化成低密度的油和气的过程,由于密度差导致孔隙流体发生膨胀,在封闭条件比较好的情况下便形成超压. 生烃作用能否成为超压主要成因机制取决于烃源岩有机质类型、丰度、成熟度以及岩石封闭条件(Osborne and Swarbrick, 1997). 烃类生成是有机质热演化的结果,有机质演化一般经历热降解和油气热裂解两个阶段,不同演化阶段对超压的贡献程度不一致. 目前学术界对有机质裂解生气或者原油裂解成气造成压力的急剧增加认识较为一致. Meissner (1978) 和 Ungerer *et al.* (1983) 计算表明 II 型干酪根在 R_o 达到 2% 时,生气引起的体积膨胀可达 50%~100%. 尽管生烃增压一直被认为是一种非常重要的超压机制且是油气运移的主要动力,但目前对这种超压机制研究还主要停留在定性描述阶段. 定量恢复烃源岩中生气作用形成的超压演化史是含油气盆地成藏动力学研究重要组成部分. 虽然目前生油增压方程已经建立(郭小文等, 2011),但不适合定量评价 III 型干酪根烃源岩生气,而且已有的生烃增压定量模型(Berg and Gangi, 1999)由于没有针对氢指数对生烃的影响、烃源岩的封闭能力、原油裂解成气和烃源岩排烃后模型的变化进行讨论,从而很难实现生气增压演化定量评价. 本文在考虑 III 型干酪根烃源岩生烃过程中孔隙水、油和天然气的渗漏、氢指数对生烃的影响、原油裂解成气、天然气在孔隙水和石油中的溶解、生烃作用产生的超压对孔隙水压缩和干酪根的压实作用等因素基础之上建立了烃源岩排烃前后的生烃增压定量模型,并对模型参数的敏感性进行分析,试图为烃源岩生烃增压演化史的定量评价提供基础.

1 生烃增压模型

III 型干酪根以生气为主,同时伴生少量的油,如果烃源岩早期生成的油在孔隙中没有排出则随着烃源岩埋藏深度的增加和地温的升高,达到一定的温度时生成的原油将逐渐裂解成天然气. 因此 III 型干酪根生烃增压是一个复杂过程,包括生油、生气和原油裂解成气 3 个增压因素. 本文建立的生烃增压模型采用与正常压实状态下没有烃类生成相比较的方法,并遵循以下原则:(1)地层为正常压实,没有烃类生成时孔隙流体压力为常压;(2)油气水共存于烃源岩孔隙中,具有统一的压力系统;(3)生烃过程中岩石、有机质和流体的压缩属性不变;(4)没有烃类生成时孔隙被水充满;(5)干酪根减小的质量与生成烃类的质量相同;(6)不考虑孔隙流体的热膨胀;(7)不考虑油在水中的溶解. 建立 III 型干酪根烃源岩生烃增压模型示意图如图 1 所示,在无烃类生成和有烃类生成条件下各取一个相同深度为 Z 的状态点 C 和 D. 假设状态点 C 的孔隙流体压力为静水压力 P_h (MPa),孔隙水的体积为 V_{wl} (cm^3),干酪根的体积为 V_{kl} (cm^3);干酪根的质量为 M_k (g);状态点 D 的孔隙流体压力为 $(P_h + P)$ (MPa),生成油的体积为 V_o (cm^3),油的质量为 M_o (g),生成天然气的质量为 M_g (g).

由于烃源岩属于正常压实,孔隙度计算采用倒数压实模型(Falvey and Middleton, 1981):

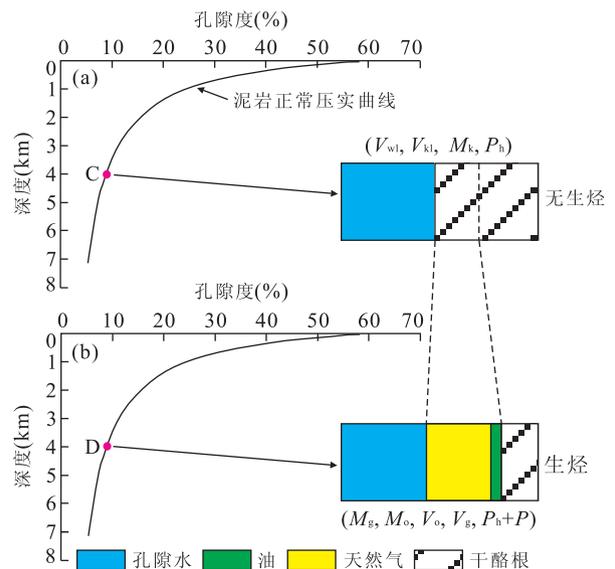


图 1 烃源岩生烃增压概念模型

Fig. 1 The concept model of overpressure caused by hydrocarbon generation of source rocks

$$1/\Phi_C = 1/\Phi_0 + KZ, \quad (1)$$

Z 为深度(m); K 为压缩因子, 取 2.4/1 000 m (为 Basinmod 软件默认值); Φ_C 为烃源岩在状态 C 处的孔隙度; Φ_0 为烃源岩初始孔隙度. 在没有烃类生成的情况下, 泥岩孔隙全被水充满, 则:

$$\Phi_C = V_{wl}, \quad (2)$$

在生成油和气的状态下(状态 D), 干酪根减小的质量全部转化为烃类,

$$IFM_k = M_g + M_o, \quad (3)$$

式中 F 为烃源岩转化率; $I(10^{-3})$ 为氢指数. 烃源岩由于生烃作用则将产生一定的超压 P , 使孔隙水和干酪根相对于状态 C 压缩更强烈.

$$\Delta V_w = C_w \Delta P V_{wl}, \quad (4)$$

$$\Delta V_k = (1 - IF) C_k \Delta P V_{kl}, \quad (5)$$

C_w (MPa^{-1}) 和 C_k (MPa^{-1}) 分别为水和干酪根的压缩系数, ΔV_w (cm^3) 和 ΔV_k (cm^3) 为生烃作用增加的压力而使孔隙水和干酪根体积的压缩量. 生烃过程中干酪根转化为油、气以及固体残留物而使烃源岩增加的孔隙空间体积 ΔV_D (cm^3) 为:

$$\Delta V_D = (M_g + M_o) / \rho_k, \quad (6)$$

残留在烃源岩孔隙中液态油和气态烃的体积等于减少的干酪根体积和状态 D 相对于状态 C 的水和干酪根被压缩的体积之和. 结合公式(5)、(6)、(7)得到:

$$V_o + V_g = C_w P V_{wl} + (M_g + M_o) / \rho_k + (1 - IF) C_k P V_{kl}, \quad (7)$$

由于Ⅲ型干酪根生气的同时伴生少量的油, 则液态石油中溶解的天然气的质量为:

$$M_{go} = M_o S_{go}, \quad (8)$$

S_{go} 天然气在油中的溶解度; M_{go} 为溶解在油中天然气的质量. 孔隙水中也会溶解的少量的天然气, 其质量 M_{gw} (g) 可以表述为:

$$M_{gw} = V_{wl} \rho_w S_{gw}, \quad (9)$$

S_{gw} 天然气在水中的溶解度. 则溶解的天然气的质量 M_{gs} (g) 为:

$$M_{gs} = M_o S_{go} + V_{wl} \rho_w S_{gw}, \quad (10)$$

在状态 D 以液态石油存在于烃源岩孔隙空间中的体积:

$$V_o = [1 - (P_h + P) C_o] M_o / \rho_o, \quad (11)$$

C_o (MPa^{-1}) 为石油的压缩系数, ρ_o (g/cm^3) 为地表处石油密度. 烃源岩生烃过程中天然气可能发生散失, 散失的量与烃源岩渗透率和流体驱动力具有重要关系. 为了表述烃源岩对天然气的封闭能力, 定义天然气残留系数 β , 则残留在孔隙中天然气的质量为:

$$M_{gr} = \beta(M_g - M_{gs}), \quad (12)$$

M_{gr} (g) 为残留在孔隙中天然气的质量. 可见 $0 < \beta \leq 1$, 是反映烃源岩封闭能力的参数, 其大小受烃源岩渗透率的影响, 渗透率越低, β 值越大, 反之越小, 其取值标准还需要进一步探讨研究. 则以气态形式存在于烃源岩孔隙中的天然气的质量 M_{gr} 表达式为:

$$M_{gr} = \beta[M_g - M_o S_{go} - V_{wl} \rho_w S_{gw}], \quad (13)$$

气态形式存在于烃源岩孔隙中的天然气遵守实际气体状态方程:

$$V_g = \frac{P_o M_{gr} T_D Z_D}{T_o \rho_g (P_h + P) Z_o}, \quad (14)$$

式中: ρ_g (g/cm^3) 为天然气在标准状态下的密度; P_o (MPa) 和 T_o ($^{\circ}\text{C}$) 分别为地表压力和温度; Z_o 是天然气压缩因子 ($Z_o \approx 1$); T_D ($^{\circ}\text{C}$) 和 Z_D 分别是状态 D 处的温度和天然气压缩因子. 本文压缩因子的计算采用 Standing(1952) 图版拟合合成与温度和压力的关系式得到:

$$Z_D = 0.2173a(P_h + P) + b, \quad (15)$$

其中:

$$a = 0.0218(T_D/T_C)^2 - 0.1245T_D/T_C + 0.2091, \quad (16)$$

$$b = -0.2315(T_D/T_C)^2 + 1.333T_D/T_C - 1.0634, \quad (17)$$

T_C 为天然气的临界温度, 为 190.4 K. 如果假设地表温度为 293 K, 压力为 0.1 MPa, 压缩系数 $Z_o = 1$, 可以得到天然气体积为:

$$V_g = \frac{M_{gr} T_D [0.2173a(P_h + P) + b]}{2930 \rho_g (P_h + P)}, \quad (18)$$

由公式(7)、(11)和(18)联合整理得到:

$$C_w P V_{wl} + \frac{(M_g + M_o)}{\rho_k} + (1 - IF) C_k P \frac{M_k}{\rho_k} = [1 - (P_h + P) C_o] \frac{M_o}{\rho_o} + \frac{M_{gr} T_D [0.2173a(P_h + P) + b]}{2930 \rho_g (P_h + P)}, \quad (19)$$

整理得到:

$$A(P_h + P)^2 - B(P_h + P) - C = 0, \quad (20)$$

式中:

$$A = C_w V_{wl} + (1 - IF) C_k M_{kl} / \rho_k + C_o M_o / \rho_o, \quad (21)$$

$$B = C_w V_{wl} P_h + (1 - IF) C_k M_{kl} P_h / \rho_k + 7.416 \times 10^{-5} a M_{gr} T_D / \rho_g - (M_o + M_g) / \rho_k + M_o / \rho_o, \quad (22)$$

$$C = 3.413 \times 10^{-4} b M_{gr} T_D / \rho_g, \quad (23)$$

则通过求解方程可以得到Ⅲ型干酪根生烃增压表达式为:

$$P = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A} - P_h. \quad (24)$$

虽然方程(24)没有得到物理模拟实验的验证,主要是因为目前的实验条件对压力的限制无法达到实验要求,但我们采用同样方法建立的生油增压方程得到了物理模拟实验很好的验证(郭小文等,2011).生油增压方程可以看成是本文推导生烃增压模型在生气量为零时的一个特例,因此也间接验证了模型的可靠性.

烃源岩生烃增压是因为高密度的干酪根转化成低密度的油和气而使孔隙流体发生膨胀的结果,但当烃源岩内部孔隙流体压力达到岩石破裂压力或者发生构造运动时使流体从烃源岩中排出将导致孔隙流体压力降低.假设烃源岩排烃结束时孔隙流体超压为 ΔP_{exp} (MPa),如果排烃后烃源岩孔隙度保持不变,则排烃后残留在孔隙中的天然气和油的体积分别为:

$$V_{\text{gl}} = \frac{M_{\text{gr}} T_{\text{D}} [0.2173a(P_h + P_x) + b]}{2930\rho_{\text{g}}(P_h + P_x)}, \quad (25)$$

$$V_{\text{ol}} = [1 - (P_h + P_x)C_o]M_o/\rho_o, \quad (26)$$

V_{gl} (cm^3) 和 V_{ol} (cm^3) 分别是烃源岩排烃结束时残留天然气和油的体积, P_{exp} (MPa) 为排烃前孔隙流体超压.排烃后残留在孔隙中的天然气质量为:

$$M_{\text{gl}} = V_{\text{gl}} T_o \rho_{\text{g}} (P_h + P_{\text{exp}}) / P_o T_{\text{D}} Z_{\text{D}}, \quad (27)$$

M_{gl} (g) 为排烃后残留在孔隙中的天然气的质量.由公式(25)和(27)可以得到:

$$M_{\text{gl}} = M_{\text{gr}} (P_h + P_{\text{exp}}) / (P_h + P_x), \quad (28)$$

排烃后残留在孔隙中的石油的质量 M_{ol} (g) 为:

$$M_{\text{ol}} = V_{\text{ol}} \rho_o / [1 - (P_h + P_{\text{exp}})C_o], \quad (29)$$

由公式(26)和(29)可以得到:

$$M_{\text{ol}} = M_o [1 - (P_h + P_x)C_o] / [1 - (P_h + P_{\text{exp}})C_o], \quad (30)$$

随着烃源岩继续埋藏,烃源岩再生烃使孔隙压力再增加.烃源岩中残留的油和气的质量可以表达为:

$$M_{\text{o}2} = (M'_{\text{g}} - M_o) + M_{\text{ol}}, \quad (31)$$

$$M_{\text{g}2} = \beta [(M'_{\text{g}} - M_{\text{g}}) - (M'_{\text{o}} - M_o) S_{\text{go}} - V_{\text{wl}} \rho_w S_{\text{gw}}] + M_{\text{gl}}, \quad (32)$$

$M_{\text{o}2}$ (g) 和 $M_{\text{g}2}$ (g) 分别是烃源岩排烃后孔隙中油和天然气的质量; M'_{o} (g) 和 M'_{g} (g) 分别是烃源岩排烃后生成油和气的质量.则烃源岩排烃后孔隙中油和天然气的体积分别为:

$$V_{\text{o}2} = [1 - (P_h + P')C_o]M_{\text{o}2}/\rho_o, \quad (33)$$

$$V_{\text{g}2} = \frac{M_{\text{g}2} T_{\text{D}} [0.2173a(P_h + P') + b]}{2930\rho_{\text{g}}(P_h + P')}, \quad (34)$$

$V_{\text{o}2}$ (cm^3) 和 $V_{\text{g}2}$ (cm^3) 分别是烃源岩排烃后孔隙中油和天然气的体积.排烃后孔隙中油和天然气的总体积为:

$$V_{\text{o}2} + V_{\text{g}2} = C_w P' V_{\text{wl}} + (M'_{\text{g}} + M'_{\text{o}}) / \rho_{\text{k}} + (1 - IF) C_{\text{k}} P' V_{\text{kl}}, \quad (35)$$

由公式(33)、(34)和(35)得到

$$A'(P_h + P')^2 - B'(P_h + P') - C' = 0, \quad (36)$$

其中

$$A' = C_w V_{\text{wl}} + (1 - IF) C_{\text{k}} M_{\text{kl}} / \rho_{\text{k}} + C_o M'_{\text{o}} / \rho_o, \quad (37)$$

$$B' = C_w V_{\text{wl}} P_h + (1 - IF) C_{\text{k}} M_{\text{kl}} P_h / \rho_{\text{k}} + 7.416 \times 10^{-5} a M_{\text{g}2} T_{\text{D}} / \rho_{\text{g}} - (M'_{\text{o}} + M'_{\text{g}}) / \rho_{\text{k}} + M'_{\text{o}} / \rho_o, \quad (38)$$

$$C' = 3.413 \times 10^{-4} b M_{\text{g}2} T_{\text{D}} / \rho_{\text{g}}, \quad (39)$$

可以得到烃源岩排烃后生烃增压方程为:

$$P' = \frac{B' + \sqrt{B'^2 + 4A'C'}}{2A'} - P_h, \quad (40)$$

如果排烃后上覆地层的压实作用将导致孔隙度减小,假设减小的孔隙空间为干酪根减少的体积,则:

$$V_{\text{ol}} + V_{\text{gl}} = C_w P_{\text{exp}} V_{\text{wl}} + (1 - IF) C_{\text{k}} P_{\text{exp}} V_{\text{kl}}, \quad (41)$$

如果烃源岩的成熟度达到 2.0%,则孔隙中的原油全部裂解成天然气,则孔隙空间被天然气和水充满,则:

$$V_{\text{gl}} = C_w P_{\text{exp}} V_{\text{wl}} + (1 - IF) C_{\text{k}} P_{\text{exp}} V_{\text{kl}}, \quad (42)$$

$$V_{\text{ol}} = 0, \quad (43)$$

如果烃源岩在排烃后成熟度小于 2.0%,则认为孔隙空间被油和水充满,因为天然气比油更容易排出,而且由于干酪根和水的压缩性都不是很强,排烃结束时烃源岩不可能再保持比较高的超压,因此排烃后由孔隙流体超压所支撑的烃源岩的增加孔隙空间也很小,经计算一般小于孔隙空间的 1%.所以可以得到:

$$V_{\text{gl}} = 0, \quad (44)$$

$$V_{\text{ol}} = C_w P_{\text{exp}} V_{\text{wl}} + (1 - IF) C_{\text{k}} P_{\text{exp}} V_{\text{kl}}, \quad (45)$$

烃源岩排烃结束时残留的天然气和油的质量可以通过公式(27)和(29)计算得到,排烃后残留的天然气和油的质量可以通过公式(31)和(32)计算得到,残留的天然气和油体积可以利用公式(33)和(34)计算得到.残留的天然气和油体积之和为:

$$V_{\text{o}2} + V_{\text{g}2} = C_w P' V_{\text{wl}} + [(M'_{\text{g}} + M'_{\text{o}}) - (M_{\text{g}} + M_o)] / \rho_{\text{k}} + (1 - IF) C_{\text{k}} P' V_{\text{kl}}, \quad (46)$$

结合公式(33)、(34)和(46),也可以得到

$$A'(P_h + P')^2 - B'(P_h + P') - C' = 0, \quad (47)$$

其中 A' 和 C' 分别和方程(37)和(39)相同.

$$B' = C_w V_{\text{wl}} P_h + (1 - IF) C_{\text{k}} M_{\text{kl}} P_h / \rho_{\text{k}} +$$

$$7.416 \times 10^{-5} a M_{g2} T_D / \rho_g - [(M'_g + M'_o) - (M_g + M_o)] / \rho_k + M'_o / \rho_o, \quad (48)$$

得到烃源岩排烃后生烃增压方程为:

$$P' = \frac{B' + \sqrt{B'^2 + 4A'C'}}{2A'} - P_h. \quad (49)$$

2 生烃增压模型参数敏感性分析

烃源岩生烃增压受到孔隙度、烃源岩成熟度、有机质丰度、天然气残留系数等多种参数的影响。为了揭示各参数对生烃增压的影响程度, 在利用盆地模拟技术模拟Ⅲ型干酪根油气生成的基础上, 对烃源岩有机碳含量、氢指数和天然气残留系数 β 三个参数进行敏感性分析。模拟烃源岩油气生成时, 选取一个理想的泥岩剖面, 并设置烃源岩有机质类型为Ⅲ型, 有机碳含量为 1%、氢指数为 $100 \times 10^{-3} \cdot \text{TOC}$ 。烃源岩孔隙度的计算采用倒数压实模型 (Falvey and Middleton, 1981), 取地表孔隙度为 62%; 现今热流采用瞬态热流模型计算得到, 所用的平均地温梯度为 $3.1 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$, 地表温度为 $15 \text{ }^\circ\text{C}$; 烃源岩成熟度模拟采用 EASY% Ro 模型 (Sweeney and Burnham, 1990), Ⅲ型干酪根的转化率和油气生成率计算采用 LLNL 干酪根生烃动力学模型 (Braun and Burnham, 1987; Burnham *et al.*, 1987; Sweeney *et al.*, 1987), 没有考虑烃源岩生烃增压造成的岩石破裂和排烃。模拟的Ⅲ型干酪根生烃特

征以及油气生成率与转化率的关系如图 2 所示。Ⅲ型干酪根以生气为主, 同时伴生有部分原油, 干酪根快速转化的深度出现在 $4\ 000 \sim 6\ 000 \text{ m}$, 转化率从大约 0.3 增加到 0.8。从模拟的转化率和油气生成的关系曲线可以将Ⅲ型干酪根的生烃过程分为 3 个阶段: 第 1 阶段为油气生成阶段; 随着烃源岩成熟度和转化率的增加, 油气生成量逐渐增大, 与烃源岩转化率成线性关系。第 2 阶段为原油裂解成气阶段; 当烃源岩成熟度 (R_o) 达到 1.3% 时, 原油开始裂解成气, 原油含量逐渐减小, 天然气含量增加速率加快, 当烃源岩转化率达到 0.8, 烃源岩成熟度 (R_o) 达到 2% 时, 原油完全裂解成气; 第 3 阶段为干气生成阶段: 生成天然气的量随着转化率的增加成直线增加。计算Ⅲ型干酪根生烃增压时干酪根的密度取 $1\ 550 \text{ kg/m}^3$, 压缩系数取 $1.4 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ (DuBow, 1984); 石油密度取 900 kg/m^3 , 压缩系数取 $2.2 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ (McCain, 1990); 地层水的压缩系数取 $0.44 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ (Amyx *et al.*, 1960), 水的密度取 $1\ 030 \text{ kg/m}^3$ 。标准状态下天然气的密度取 $0.677\ 3 \text{ kg/m}^3$, 重烃所占生成天然气的质量分数取 0.1, 甲烷在水中和油中的溶解度分别取 $0.002\ 6 \text{ g/L}$ 和 0.102 g/L 。

烃源岩有机碳含量、氢指数和天然气残留系数 3 个参数以氢指数对Ⅲ型干酪根生烃增压影响最大, 天然气残留系数影响最小 (图 3)。在烃源岩有机碳含量为 2% 完全封闭的条件下 ($\beta = 1$), 氢指数为

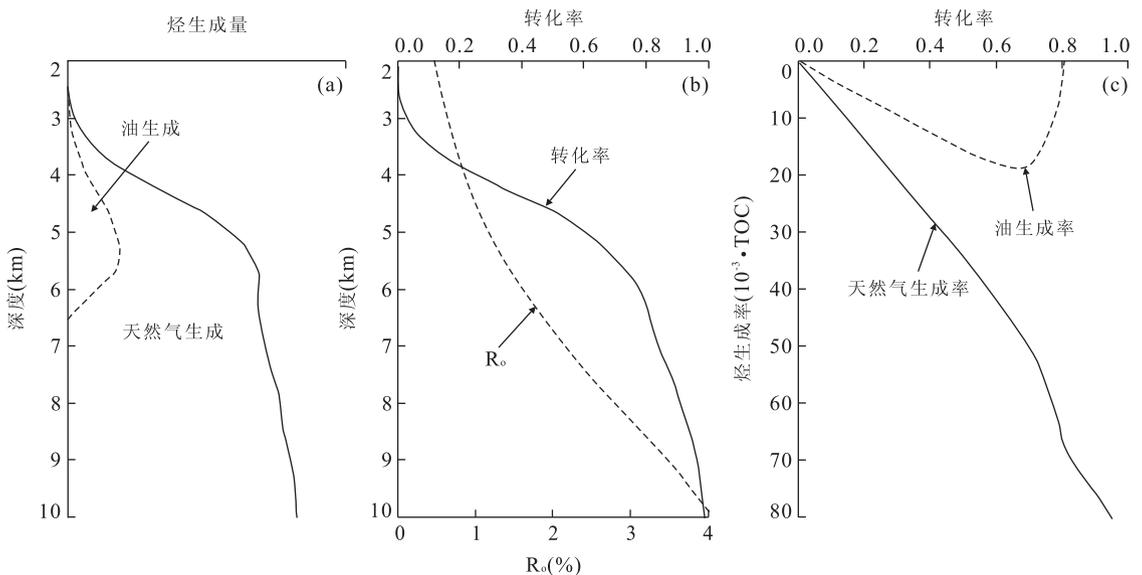


图 2 Ⅲ型干酪根生烃特征以及油气生成率与转化率的关系

Fig. 2 Characters of modeled oil and natural gas generation for the source rocks with type III kerogen and relationship between the transformation ratio and hydrocarbon (oil and gas) generation ratio

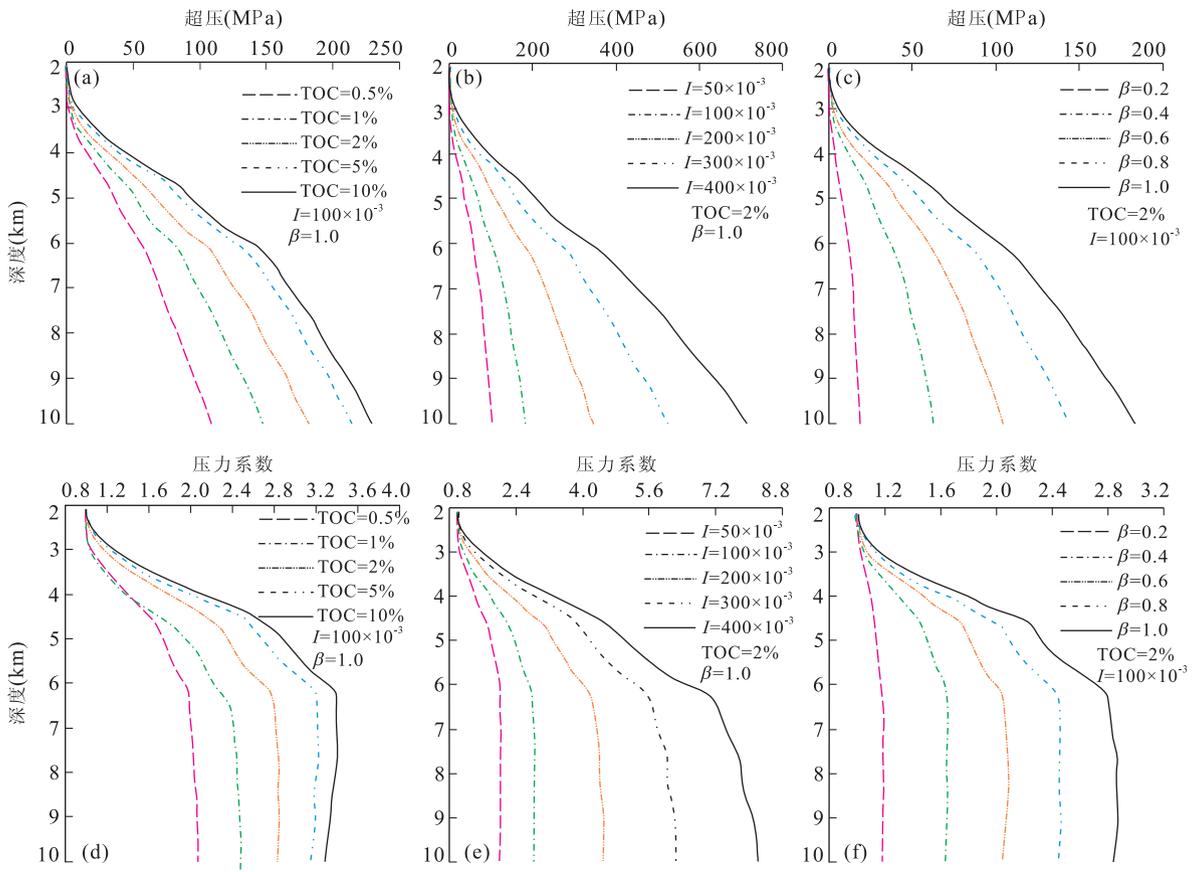


图 3 Ⅲ型干酪根生烃作用形成的超压和压力系数随深度变化关系

Fig. 3 Relations of natural gas generated overpressures and pressure coefficients with depths

50 mg/g 在埋藏深度为 6 000 m 处由生烃作用就可以产生大约 60 MPa 的超压, 压力系数达到 2.0; 烃源岩氢指数每增加 100×10^{-3} 就使生烃作用产生的超压最大增加 180 MPa, 对应的压力系数增加近 1.8; 当烃源岩氢指数为 400×10^{-3} 时可以产生超过 700 MPa 的超压, 压力系数可以超过 8.0. 烃源岩有机碳含量对Ⅲ型干酪根生烃增压也具有一定的影响. 在氢指数为 100×10^{-3} , 完全封闭的条件下, 有机碳含量只有 0.5% 就可以产生超过 100 MPa 的超压, 压力系数达 2.0 以上. 随着有机碳含量的增加, 超压强度也变大, 有机碳含量为 1% 的烃源岩生烃作用产生的超压比有机碳含量为 0.5% 的烃源岩最大增加近 40 MPa 的超压, 增加的压力系数大约为 0.4. 天然气残留系数 β 的变化对Ⅲ型干酪根生烃增压的影响却最小, 意味着保存条件不是烃源岩形成生烃增压的主要控制因素. 在烃源岩有机碳含量为 2%, 氢指数为 100×10^{-3} 时, 天然气残留系数 β 只要大于 0.2 就可以产生超压, 也就是意味着天然气扩散的量只要小于生成量的 80% 就可以产生超压. 天然气残留系数 β 每增加 0.2, 增加的最大超压大

约只有 40 MPa, 所增加的压力系数只有大约 0.4. 从压力系数与深度关系可以看出超压可以出现的最小深度大约为 3 000 m, 压力系数随着深度的增加而增大, 在深度大约为 6 000 m 处压力系数达到最大, 从 6 000 m 往下, 随着深度的增加, 压力系数基本不变或者有稍微减小的趋势.

3 结论

(1) 在考虑Ⅲ型干酪根烃源岩生烃过程中天然气的渗漏、石油和天然气的排出、原油裂解成气、氢指数对生烃量的影响、生烃作用产生的超压对孔隙水和干酪根的压缩作用、天然气在孔隙水和石油中的溶解作用的基础之上建立了烃源岩生气增压定量评价模型.

(2) Ⅲ型干酪根生烃增压模型参数敏感性分析结果表明烃源岩有机碳含量、氢指数和天然气残留系数 3 个参数以氢指数对Ⅲ型干酪根生烃增压影响最大, 天然气残留系数影响最小, 天然气残留系数 β 只要大于 0.2 就可以产生超压意味着保存条件不是

Ⅲ型干酪根烃源岩形成生气增压特别重要的控制因素.

References

- Amyx, J. W., Bass, D. M., Whiting, R. L., 1960. Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties. McGraw-Hill, New York, 610.
- Barker, C., 1972. Aquathermal Pressuring Role of Temperature in Development of Abnormal Pressure Zones. *AAPG Bulletin*, 56: 2068 — 2071 doi: 10. 1306/819A41B0-16C5-11D7-8645000102C1865D
- Berg, R. R., Gangi, A. F., 1999. Primary Migration by Oil-Generation Microfracturing in Low-Permeability Source Rocks: Application to the Austin Chalk, Texas. *AAPG Bulletin*, 83(5): 727 — 756. doi: 10. 1306/E4FD2D6B-1732-11D7-8645000102C1865D
- Braun, R. L., Burnham, A. K., 1987. Analysis of Chemical Reaction Kinetics Using a Distribution of Activation Energies and Simpler Models. *Journal of Energy & Fuels*, 1(2): 153 — 161. doi: 10. 1021/ef00002a003
- Burnham, A. K., Braun, R. L., Gregg, H. R., et al., 1987. Comparison of Methods for Measuring Kerogen Pyrolysis Rates and Fitting Kinetic Parameters. *Journal of Energy & Fuels*, 1(6): 452 — 458. doi: 10. 1021/ef00006a001
- Dickinson, G., 1953. Geological Aspects of Abnormal Reservoir Pressures in Gulf Coast Louisiana. *AAPG Bulletin*, 37: 410 — 432.
- DuBow, J., 1984. Temperature Effects. In: Chong, K. P., Smith, J. W., eds., *Mechanics of Oil Shale*. Applied Science Publishers, London, 523 — 577.
- Falvey, D. A., Middleton, M. F., 1981. Passive Continental Margins: Evidence for a Prebreakup Deep Crustal Metamorphic Subsidence Mechanism. *Oceanologica Acta*, 4 (Supplement): 103 — 114.
- Freed, R. L., Peacor, D. R., 1989. Geopressured Shale and Sealing Effect of Smectite to Illite Transition. *AAPG Bulletin*, 73(10): 1223 — 1232.
- Guo, X. W., He, S., Liu, K. Y., et al., 2010. Oil Generation as the Dominant Overpressure Mechanism in the Cenozoic Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. *AAPG Bulletin*, 94(12): 1859 — 1881. doi: 10. 1306/05191009179
- Guo, X. W., He, S., Zheng, L. J., et al., 2011. A Quantitative Model for the Overpressure Caused by Oil Generation and Its Influential Factors. *Acta Petrolei Sinica*, 32(4): 637 — 644 (in Chinese with English abstract).
- He, S., He, Z. L., Yang Z., et al., 2009. Characteristics, Well-Log Responses and Mechanisms of Overpressures within the Jurassic Formation in the Central Part of Junggar Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 34(3): 457 — 470 (in Chinese with English abstract).
- Hubbert, M. K., Rubey, W. W., 1959. Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting I. *Geological Society of American Bulletin*, 70: 115 — 166.
- Hunt, J. M., 1990. Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments. *AAPG Bulletin*, 74: 1 — 12.
- Law, B. E., Dickinson, W. W., 1985. Conceptual Model of Origin of Abnormally Pressured Gas Accumulations in Low Permeability Reservoirs. *AAPG Bulletin*, 69: 1295 — 1304.
- Magara, K., 1975. Importance of Aquathermal Pressuring Effect in Gulf Coast. *AAPG Bulletin*, 59: 2037 — 2045.
- McCain, W. D., 1990. The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well, Tulsa, 248.
- Meissner, F. F., 1976. Abnormal Electric Resistivity and Fluid Pressure in Bakken Formation, Williston Basin, and Its Relation to Petroleum Generation, Migration, and Accumulation (Abs.). *AAPG Bulletin*, 60: 1403 — 1404.
- Meissner, F. F., 1978. Petroleum Geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana. In: Rebrig, D., ed., 24th Annual Conference, Williston Basin Symposium, Montana Geological Society, U. S., 207 — 227.
- Osborne, M. J., Swarbrick, R. E., 1997. Mechanisms for Generating Overpressures in Sedimentary Basins: A Re-evaluation. *AAPG Bulletin*, 81: 1023 — 1041. doi: 10. 1306/522B49C9-1727-11D7-8645000102C1865D
- Rubey, W. W., Hubbert, M. K., 1959. Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting II. *Geological Society of American Bulletin*, 70: 166 — 205.
- Spencer, C. W., 1987. Hydrocarbon Generation as a Mechanism for Overpressing in Rocky Mountain Region. *AAPG Bulletin*, 71(4): 368 — 388. doi: 10. 1306/94886EB6-1704-11D7-8645000102C1865D
- Standing, M. B., 1952. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems. Reinhold, New York, 123.
- Sweeney, J. J., Burnham, A. K., Braun, R. L., 1987. A Model of Hydrocarbon Generation from Type I Kerogen: Application to Uinta Basin, Utah. *AAPG Bulletin*, 71(8): 967 — 985.
- Sweeney, J. J., Burnham, A. K., 1990. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Ki-

netics. *AAPG Bulletin*, 74(10): 1559—1570. doi: 10.1306/OC9B251F-1710-11D7-8645000102C1865D

Ungerer, P., Behar, E., Discamps, D., 1983. Tentative Calculation of the Overall Volume Expansion of Organic Matter during Hydrocarbon Genesis from Geochemistry data; Implications for Primary Migration. In: Bjory, M., et al, eds, *Advances in Organic Geochemistry*. John Wiley, Chichester, 129—135.

Yang, Z., He, S., He, Z. L., et al., 2008. Distribution of Overpressure Stratum and Its Relationship with Hydrocarbon Accumulation in the Central Part of Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 29(2): 199—205 (in Chinese

with English abstract).

附中文参考文献

郭小文, 何生, 郑伦举, 等, 2011. 生油增压定量模型及影响因素. *石油学报*, 32(4): 637—644.

何生, 何治亮, 杨智, 等, 2009. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(3): 457—470.

杨智, 何生, 何治亮, 等, 2008. 准噶尔盆地腹部超压层分布与油气成藏. *石油学报*, 29(2): 199—205.

祝贺本刊发表的 7 篇文章入选 “领跑者 5000——中国精品科技期刊顶尖学术论文”

2013 年 9 月 27 日, 7 篇刊发于《地球科学——中国地质大学学报》(简称《地球科学》)的文章入选了“领跑者 5000——中国精品科技期刊顶尖学术论文”, 这是由中国科学技术信息研究所经过定量分析遴选和同行评议的推荐结果。“精品期刊顶尖论文平台——领跑者 5000”, 是中国科学技术信息研究所为了进一步提升中国精品科技期刊品牌价值, 巩固精品期刊学术影响力, 构建展示精品期刊最高学术水准的舞台, 促进学术交流和知识传播, 而研究和建设的平台。平台的总体目标是充分利用精品科技期刊评价成果, 形成面向宏观科技期刊管理和科研评价工作直接需求, 具有一定社会显示度和国际国内影响的新型论文成果数据平台。同时在评价的基础上, 进一步引领我国高水平科技期刊事业的发展 and 成长。平台将集中展示我国精品期刊上发表的最高端的学术研究成果, 是开展科技评价工作的有力用具, 同时也是开展科研管理、科技政策以及相关研究的新途径。

具体入选的文章如下:

①张克信, 王国灿, 陈奋宁, 等, 2007. 青藏高原古近纪—新近纪隆升与沉积盆地分布耦合. *地球科学——中国地质大学学报*, 32(5): 583—597.

②付广, 王有功, 2008. 火山岩天然气成藏要素时空匹配及对成藏的控制作用: 以徐家围子地区深层为例. *地球科学——中国地质大学学报*, 33(3): 342—348.

③唐功建, 王强, 赵振华, 等, 2009. 西准格尔包古图成矿斑岩年代学与地球化学: 岩石成因与构造、铜金成矿意义. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(1): 56—74.

④吴信才, 2009. 数据中心集成开发技术: 新一代 GIS 架构技术与开发模式. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(1): 540—546.

⑤张夏林, 吴冲龙, 翁正平, 等, 2010. 数字矿山软件(QUANTYMYNE)若干关键技术的研发和应用. *地球科学——中国地质大学学报*, 35(2): 302—310.

⑥索书田, 钟增球, 周汉文, 2012. 大别—苏鲁区超高压(UHP)变质岩的多阶段构造折返过程. *地球科学——中国地质大学学报*, 37(1): 1—17.

⑦成秋明, 2012. 覆盖区矿产综合预测思路与方法. *地球科学——中国地质大学学报*, 37(6): 1109—1125.

在此对以上入选的论文作者表示热烈祝贺!