

doi:10.3799/dqkx.2011.014

影响油包裹体均一温度的主要控制因素及其地质涵义

平宏伟¹, 陈红汉^{1,2}

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. 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029

摘要: 成岩矿物中捕获的油包裹体已经广泛应用到油气成藏过程约束研究之中, 但对油包裹体均一温度的影响因素及其地质涵义还了解得不够清楚。主要运用热动力学模拟的方法, 通过模拟黑油和挥发性油两种不同原油类型在不同温—压条件下捕获时油包裹体均一温度与捕获时温度之间的关系, 发现油包裹体的均一温度受到油组分、捕获温度和压力等多种因素影响; 利用同期盐水包裹体约束的温—压条件并结合单包裹体组分分析结果, 反过来可以给出油包裹体均一温度以及与同期盐水包裹体均一温度差值地质解释, 从而为获得较为准确的油气充注幕次划分和古流体压力热动力学模拟结果奠定基础。

关键词: 油包裹体; 均一温度; PVT 组分; 石油地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2011)01-0131-08

收稿日期: 2010-06-09

Main Controlling Factors on Oil Inclusion Homogenization Temperatures and Their Geological Significance

PING Hong-wei¹, CHEN Hong-han^{1,2}

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

2. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

Abstract: Petroleum inclusions trapped in diagenetic minerals have been extensively applied to studies of constraint hydrocarbon migration and accumulation, but the effects on petroleum inclusion homogenization temperatures and their geological implications have not been completely understood. In this paper, a thermodynamic modeling method was employed, and two types of black oil and volatile oil were used to simulate their homogenization temperatures and to establish the homogenization temperature relationship between petroleum inclusions and their coeval aqueous inclusions under different P - T conditions. It is concluded that all the petroleum composition, trapped temperature and pressure have influence on the petroleum inclusion homogenization temperature. In contrast, if the trapped P - T and petroleum composition of single inclusion are known, the petroleum inclusion homogenization temperature and the difference between petroleum inclusions and their coeval aqueous inclusions can give geological meanings, which can play a great role on hydrocarbon charging episodes and paleofluid pressure modeling.

Key words: petroleum inclusion; homogenization temperature; PVT composition; petroleum geology.

0 引言

油包裹体因其特有的荧光特性而被广泛应用于油成熟度预测(George *et al.*, 2001; Munz, 2001)、油气运移路径追踪和油气成藏史研究(McLimans, 1987; Eadington *et al.*, 1991; 丰勇等, 2009; 李华明等, 2009)。和油包裹体同期的盐水包裹体均一温

度(T_{haqu})与油包裹体均一温度(T_{boil})的差值($\Delta T_{\text{h}} = T_{\text{haqu}} - T_{\text{boil}}$)可以指示油含天然气的程度(Tseng and Pottorf, 2002)及判断气顶存在与否(Vityk *et al.*, 2002)。油包裹体的均一温度不仅与油捕获时的温度有关, 还与油捕获时的组分和流体压力有关(Grimmer *et al.*, 2003; 刘德汉等, 2007)。油包裹体捕获后因地层温压的变化, 产生变形(卡脖子、延伸)、爆裂或泄漏等, 均会较大地影响

均一温度(Goldstein, 2001). 此外,随着温度的增加,油包裹体内的油组分裂解对油成熟度及均一温度也有很大的影响(Teinturier *et al.*, 2003; Okubo, 2005; 赵艳军和陈红汉, 2008). 由此可见,影响油包裹体均一温度的因素很多,如何认识油包裹体的均一温度及其与同期盐水包裹体均一温度之间的差异,以及合理解释油包裹体均一温度的地质含义,对了解油气成藏过程至关重要.

本文根据流体热力学方法,利用 Peng-Robinson 状态方程(Peng and Robinson, 1976)计算烃类流体的物理化学性质(密度、组分摩尔体积、 P - T 相图等),计算了不同类型油在不同地温梯度和不同压力系统(常压和超压)条件下捕获的油包裹体的均一温度,分析油包裹体捕获时的流体压力、温度和油组分对油包裹体均一温度以及 ΔT_h 的影响,从而为在实际地质环境中的油包裹体均一温度合理解释提供一种新的途径.

1 油包裹体均一温度计算原理及过程

1.1 油包裹体均一温度计算原理

油包裹体均一温度的物理意义可从图 1 得到阐述. 直线 AB 代表给定成分的油从 A 点的温度和压力条件捕获经过等容变化达到泡点 B 点; B 点对应的温度代表 A 点捕获的油包裹体的均一温度. 理论上,只要知道油的成分及油包裹体捕获时的温度和压力,那么油包裹体的均一温度就是唯一确定的(图 1). 本次模拟的原油模型采用了 Aplin *et al.* (1999) 中北美黑油和挥发性油两种油组分,这两种油包裹体组分数据列于表 1.

根据图 1,油包裹体均一温度的获取必须要满足两个条件:首先要精确计算已知油组分的 P - T 相图;其次,要根据油包裹体捕获温度和压力求取等容线. 一旦油包裹体被捕获,则其等容线就是唯一确定的. 挥发油和黑油 P - T 相图计算采用 Peng-Robinson 流体热动力学状态方程及其相关的算法(Peng and Robinson, 1976; Asselineau *et al.*, 1979). 下面主要阐述根据 Peng-Robinson 状态方程计算 A 点捕获温度和压力已知情况下的油包裹体的等容线(AB)的理论基础:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha}{v(v+b) + b(v-b)}, \quad (1)$$

式(1)中, P 为压力,Pa; v 为摩尔体积, $\text{m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$; T 为温度,K; $a\alpha$ 为与温度相关的参数; R 为气体常

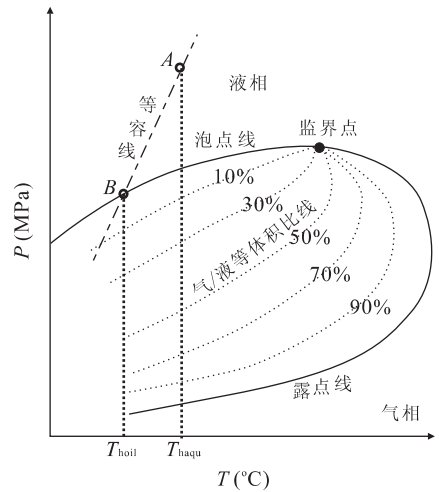


图 1 捕获的油包裹体示意性 P - T 相图

Fig. 1 The schematic P - T phase diagram of trapped oil inclusion

T_{hoil} 为油包裹体均一温度; T_{haqu} 为同期盐水包裹体均一温度

表 1 不同类型北美原油的组分数据及参数

Table 1 The composition distribution and parameters of different North American oils

组分	黑油 挥发油		临界压力 (MPa)	临界温度 (K)	偏心因子 (ω)	组分摩尔质量 (g/mol)
	摩尔分数 (mol)					
N_2	—	0.42	3.35	126.20	0.040	28.02
CO_2	0.84	0.28	7.28	304.20	0.225	44.10
C_1	26.57	62.06	4.54	190.60	0.008	16.04
C_2	10.74	9.50	4.82	305.40	0.098	30.07
C_3	9.27	6.19	4.19	369.80	0.152	44.09
$i\text{-C}_4$	0.52	1.28	3.60	408.10	0.176	58.12
$n\text{-C}_4$	6.30	2.54	3.75	425.20	0.193	58.12
$i\text{-C}_5$	1.26	0.98	3.34	460.40	0.227	72.15
$n\text{-C}_5$	3.92	1.39	3.33	469.60	0.251	72.15
C_6	1.76	2.26	2.93	507.40	0.296	86.17
	38.82	—	1.539	699.43	0.670	207.00
C_{7+}	—	13.6	1.754	669.01	0.602	180.00

注:据 Aplin *et al.*, 1999; i 代表异构烃; n 代表正构烷烃; C_{7+} 代表碳数大于等于 7 的烃类, C_{7+} 的临界温度和临界压力根据 Riazi and Daubert(1987),偏心因子根据 Edmister and Lee(1986).

数,数值为 $8.3145 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$. 方程的三次形式可表示为:

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3), \quad (2)$$

式(2)中, Z 为压缩因子,其中的

$$A = \frac{(a\alpha)_m^p}{(RT)^2}, \quad (3)$$

$$B = \frac{b_m^p}{RT}, \quad (4)$$

$$(\alpha\alpha)_m = \sum_i^n \sum_j^n \left[X_i X_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - K_{ij}) \right], \quad (5)$$

$$b_m = \sum_i^n \left[X_i b_i \right], \quad (6)$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c}, \quad (7)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c}. \quad (8)$$

公式(7~8)中 $\Omega_a = 0.45724$, $\Omega_b = 0.07780$,

$$\alpha = \left[1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2, \quad (9)$$

式(9)中, T_r 为对比温度,其表达式为:

$$T_r = \frac{T}{T_c}, \quad (10)$$

当 $\omega \leq 0.49$ 时,

$$m = 0.3796 + 1.54226\omega - 0.2699\omega^2, \quad (11)$$

当 $\omega > 0.49$ 时,

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.1644\omega^2 + 0.016667\omega^3, \quad (12)$$

式(5)~(12)中, X_i 为液相组分摩尔分数, n 为组分数, K_{ij} 为不同组分相互作用参数, P_c 为临界压力(Pa), T_c 为临界温度(K).

油包裹体等容线的计算是通过其摩尔体积来约束,假设油包裹体捕获时是均一液相流体,则捕获时油的液相摩尔体积(V)通过由下式来求取:

$$V = \frac{Z^1 RT}{P}, \quad (13)$$

式(13)中, Z^1 为液相压缩因子,即为方程(2)解的唯一实数根.

需要指出的是,相互作用参数 K_{ij} 在纯烃类系统中可以认为是 0; Peng-Robinson 方程中非烃组分 (N_2 , CO_2) 与烃类组分之间的相互作用参数 K_{ij} 可以通过 Knapp *et al.* (1982) 计算. 本文中只考虑非烃组分之间及其与烃类组分之间的相互作用参数,具体计算过程如下:

以图 1 中 AB 等容线计算过程为例. 首先,假设已知油组分的油包裹体在 A 点温度和压力条件下捕获,则 A 点压力和温度是已知量,则可根据方程式(13)分别求取 A 点的摩尔体积;其次,假设包裹体是封闭体系且满足等容变化,则组分摩尔体积和密度为定值(均一相态下与 A 点摩尔体积一致),然后在小于 A 点捕获温度附近选取一温度值,假设为 $T_{hA'}$,使得 $T_{hA'} < T_{hA}$;然后赋一初始压力值(可设为捕获压力),通过迭代的方法逐步减小压力值计算其相应的组分摩尔体积,直到获得与 A 点的组分摩尔

体积一致为止,理论上,此时获得的压力值和温度值与 A 点压力值和温度值之间在 P - T 相图上的两点连线与相包络线交点(图 1 中的 B 点)对应的温度即为油包裹体均一温度.

1.2 油包裹体均一温度计算过程

计算过程中假设地表温度为 20°C 和地温梯度分别为 $20^\circ\text{C}/\text{km}$, $25^\circ\text{C}/\text{km}$, $30^\circ\text{C}/\text{km}$, 压力梯度为 $10.63 \text{ MPa}/\text{km}$ (静水压力) 和 $15.95 \text{ MPa}/\text{km}$ (超压) 几种情况. 通过不同的埋藏深度可以计算不同情况下对应的温度和压力. 另外,假设油包裹体捕获温度范围与石油产生的温度范围基本一致,为 $50 \sim 120^\circ\text{C}$ (Tissot and Welte, 1978). 综合压力、温度和油组分数数据(表 1), 利用 PR 热力学状态方程计算 P - T 相图, 根据方程(2)~(13) 计算油包裹体等容线. 这样就可以获得给定压力、温度及组分条件下捕获的油包裹体的均一温度, 即等容线与相包络线的交点对应的温度.

2 油包裹体均一温度与压力、温度和组分关系

在给定压力梯度分别为 $10.63 \text{ MPa}/\text{km}$ 、 $15.95 \text{ MPa}/\text{km}$, 地温梯度分别为 $20^\circ\text{C}/\text{km}$ 、 $25^\circ\text{C}/\text{km}$ 、 $30^\circ\text{C}/\text{km}$ 和黑油和挥发油两种油组分(表 1) 前提下, 计算了在 $50 \sim 150^\circ\text{C}$ 之间捕获的油包裹体均一温度结果如图 2 所示. 从图 2a 和图 2b 中看出, 不管是挥发油还是黑油组分, 地温梯度越大、压力梯度越小, 相同捕获温度下的油包裹体的均一温度就越大, 即其均一温度越接近油包裹体的捕获温度. 另外, 捕获的挥发油油包裹体的均一温度与捕获温度为负相关关系, 即相同地温梯度和压力梯度条件下, 捕获温度越大油包裹体均一温度越小. 而黑油油包裹体的均一温度在大于 40°C 左右时, 油包裹体均一温度与捕获温度为正相关关系; 油包裹体均一温度小于 40°C 左右时, 均一温度与捕获温度为负相关关系.

图 2a 和 2b 中气液两相分离线代表的是任意给定的地温梯度、压力梯度和油组分的条件下的泡点温度. 当达到泡点压力和泡点温度后, 油中溶解的气体开始析出, 油组分虽然随之发生变化, 但相当于气体来说依然是饱和的. 因此, 在气液两相分离线及其以上区域, 油包裹体均一温度与其捕获温度是相同的.

从图 2a 和 2b 中还可以看出, 相同温度条件捕

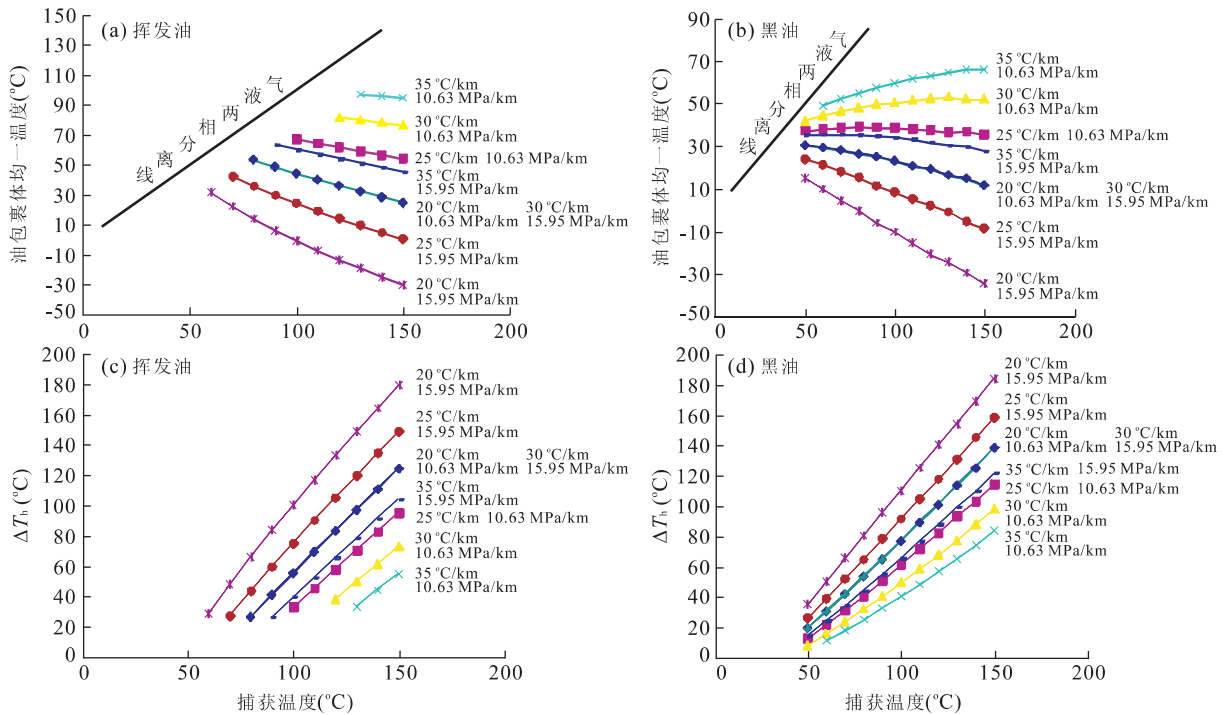


图 2 油包裹体捕获温度与模拟的均一温度和 ΔT_h 关系

Fig. 2 Plots of trapped temperatures of oil inclusions vs. their simulated homogenization temperatures and ΔT_h

获的不管是黑油还是挥发油包裹体,总体上压力梯度越大,地温梯度越小,油包裹体均一温度就越小,油包裹体在室温下的气/液比随之减小,直到单一液相油包裹体。这与通过人工合成烃类包裹体实验取得的认识一致(Burruss, 2003; Bourdet and Pironon, 2008; Pironon and Bourdet, 2008)。在地质条件下笔者也观测到相似的现象,如东营凹陷利津洼陷沙四下层位超高压油气层中检测到大量单一液相油包裹体,其共生的盐水包裹体均一温度在 150~180 °C 之间,表明单一液相油包裹体为超压成因。因此认为,室温下看到的大量单一液相油包裹体(排除气体泄漏情况)很可能指示其超压起源。另外,笔者在计算过程中也发现,图 2a 中地温梯度和压力梯度分别为 20 °C/km、10.63 MPa/km 与地温梯度和压力梯度分别为 30 °C/km 和 15.95 MPa/km 在相同温度下所捕获的挥发油油包裹体均一温度是相同的。这是因为在这两种条件下的 $P-T$ 斜率都为 0.53 MPa/°C,其热埋藏曲线在 $P-T$ 相图中是重合的,因此在相同温度下捕获的油包裹体均一温度也是相同的。在具有超压的同一压力梯度(15.95 MPa/km)条件下,对比不同地温梯度捕获的挥发油包裹体均一温度,笔者发现地温梯度大的(30 °C/km)油包裹体均一温度要远高于地温梯度低的(20 °C/km)挥发油包裹体均一温度。

从图 2c 和 2d 可看出,无论是挥发性油还是黑油,其 ΔT_h 与捕获温度均呈正相关关系,即捕获温度越高, ΔT_h 越大;其他条件不变时,同一捕获温度下黑油的 ΔT_h 较挥发油 ΔT_h 来得大。地温梯度和压力梯度对 ΔT_h 的影响与对油包裹体均一温度的影响正好相反,即地温梯度越小,压力梯度越大, ΔT_h 越大。

总体上看,油包裹体均一温度和 ΔT_h 是油组分、地温梯度和压力梯度共同作用的结果,地温梯度越小、压力梯度越大、油质越重,在相同温度下捕获的油包裹体均一温度就越小, ΔT_h 就越大。

上述计算结果是在固定 $P-T-x$ 中两个变量而改变第 3 个变量条件下获得的。然而,油气成藏过程中的 $P-T-x$ 变化极其复杂,快速沉降、构造抬升、盆地冷却、充注的烃类成熟度变化等都有可能使得油包裹体的均一温度发生更为复杂的变化。图 3 表示 A 点地层在埋藏过程中不同 $P-T-x$ 条件下(即不同阶段)捕获油包裹体的轨迹。其中,黑油和挥发性油分别代表两种热演化程度不同的石油流体,线 ABCDEF 代表热埋藏曲线。线 AB 表示 A 点地层正常埋深过程(地温梯度 = 25 °C/km, 压力梯度 = 10.63 MPa/km, 温度范围为 50~100 °C),假设此时捕获黑油油包裹体。当 A 点地层埋藏到 B 点的温度和压力条件后开始捕获挥发油油包裹体,线 BCD

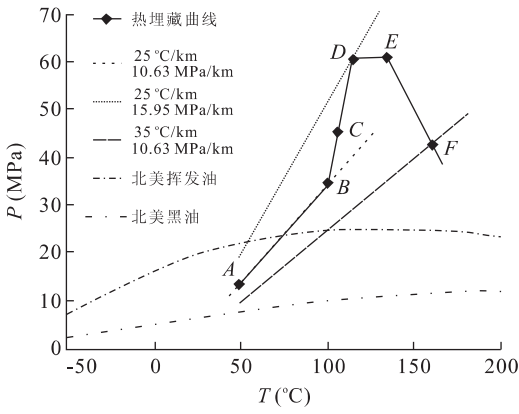


图 3 不同压力—温度—组分条件下油包裹体捕获过程

Fig. 3 Loci of oil inclusions trapped in the different P - T - x space

表示盆地快速沉降,超压开始发育(地温梯度 = 25 °C/km,压力梯度 = 15.95 MPa/km);当 A 点地层埋藏到 D 点后,盆地沉降速度减小,地热活动异常活跃,D 点开始地层温度急剧增大.这里为了简化,假设此时仍然捕获挥发油包裹体;EF 表示超压释放过程,此时捕获挥发性油包裹体(地温梯度 = 35 °C/km,压力梯度 = 10.63 MPa/km).

图 4 给出了图 3 中的 A 点地层热埋藏过程中捕获的油包裹体均一温度和 ΔT_h 与捕获温度关系.从图 4 可看出,在盆地演化过程中油包裹体的均一温度是复杂多变的,其受到盆地沉降、地温梯度和充注的石油成熟度等多种因素影响.但结合同期盐水包裹体的均一温度,利用 ΔT_h 可以指示影响油包裹体均一温度变化的条件.譬如,正常埋深、快速沉降等条件对应 ΔT_h 的变化是不同的,正常埋深 50~100 °C 范围内黑油包裹体均一温度由 37.6 °C 增加到 40.8 °C, ΔT_h 则由 12.4 °C 增大到 59.2 °C;而在快速沉降超压发育条件下,在 100~115 °C 范围内,挥发油包裹体均一温度由 67.5 °C 减小到 17.2 °C,

ΔT_h 则由 32.5 °C 增大到 97.8 °C.总体上随着热埋藏的进行石油流体对气的饱和程度变差, ΔT_h 总是增大的,只是增大的程度受埋藏过程中的温—压条件控制.温度增大的快, ΔT_h 增加的就较快,相反, ΔT_h 增加的就较慢(图 4).另外,如果 A 点地层埋深到 B 点过程中的 P - T 路径与此时捕获的黑油包裹体的等容线 P - T 路径重合,则 A 点地层埋藏到 B 点过程中所捕获的黑油包裹体的等容线始终与相包络线相交于 A 点.所以,不管黑油包裹体捕获温度如何变化,其均一温度始终为 A 点的泡点温度.

从图 3 和图 4 均可以看出,均一相捕获的油包裹体均一温度总是小于或等于其捕获温度.如果用其同期盐水包裹体均一温度(T_{baqu})作为其最小捕获温度约束,则存在 $T_{hoil} \leq T_{baqu}$ 或 $\Delta T_h = T_{baqu} - T_{hoil} \geq 0$ 的关系;但相同的油包裹体均一温度可以对应不同的捕获温度,从而说明了应用油包裹体模拟古流体压力可能存在多解问题(Chen *et al.*, 2002).过去曾经有人用高于油包裹体均一温度 5~15 °C 的温度代替同期盐水包裹体的均一温度来模拟古压力显然也是不恰当的(Liu *et al.*, 2003).油包裹体的均一温度通常比同期盐水包裹体均一温度低的原因有多种,例如,由于油和水的压缩率存在差异(Burruss, 1981)、烃类包裹体中气泡比盐水包裹体中水蒸汽气泡收缩率来得大(施继锡等, 1987)或者由于油包裹体中溶解了少量盐水.油包裹体均一温度代表了部分均一温度,理想情况下,油包裹体均一温度应该为盐水相均一到单一油相,此时油包裹体均一温度与共生盐水包裹体均一温度相同(Munz, 2001).通常所说的油包裹体均一温度是指气相或液相均一到单一油相的温度(部分均一温度),其主要取决于包裹体油的饱和气程度(Nedkvitne *et al.*, 1993).如果油包裹体饱和气,捕获温度和压力

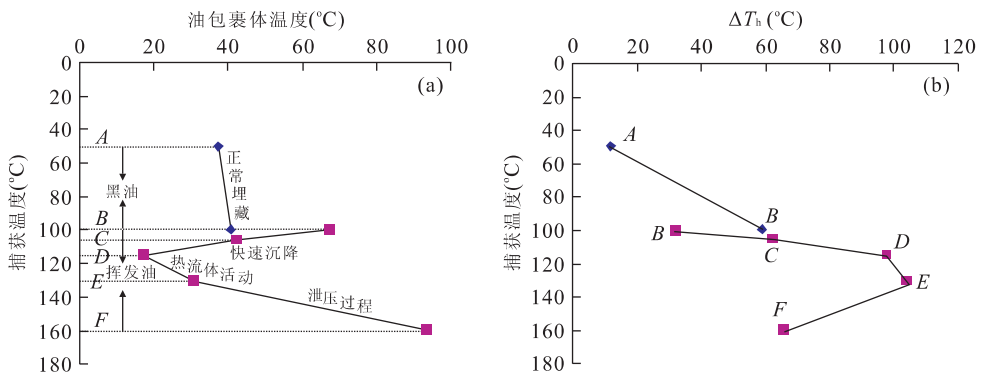


图 4 沿着 A 点到 F 点轨迹油包裹体的捕获温度与其均一温度和 ΔT_h 关系

Fig. 4 Trapped temperatures of oil inclusions vs. their homogenization temperatures and ΔT_h from A to F loci shown in Fig. 3

就是泡点温度和泡点压力. 对于同一流体, 增大温度和压力都会导致流体对气的不饱和, 必然减小油包裹体的均一温度, 也就是使 ΔT_h 增大.

了解油包裹体均一温度的主要控制因素可以为地质工作者或石油勘探家在地质解释过程中提供重要的参考依据. 由于油包裹体均一温度受捕获温度、捕获压力及油组分综合控制, 因此, 油包裹体均一温度单独不足以指示 PTx (压力—温度—组分) 属性, 通常应结合与油包裹体共生的盐水包裹体均一温度及油组分性质 (例如, 油 API 度或其详细组分) 共同约束地质过程. 原油产生到充注到储层被成岩矿物捕获成油包裹体过程是在地质时间尺度下进行的, 随着原油的不断充注, 其组分会随着烃源岩的成熟而逐渐变轻, 同时地层在逐渐沉降, 地层温度和压力也在随着增大. 简单的说, 地层温度、压力和油组分在油充注的地质时间是连续分布的, 地层温度、压力不会突然增大或降低, 油组分也不会突然变轻或者变重, 任何引起地层温度、压力及油组分变化的地质过程总会在油包裹体均一温度、与其共生盐水包裹体及油组分 3 个参数中留下痕迹. 例如, 可以通过建立油包裹体 API 度、油包裹体均一温度及与其共生的盐水包裹体均一温度的关系来外推油气充注过程中油气藏经历的地质过程. 另外, 在同一含油气系统中, 充注的原油成熟度对油包裹体均一温度影响较地层温度及压力对其影响要小的多, 因此, 充注到储层的原油的饱和气程度是随着储层埋深向不饱和方向演化的, 即 ΔT_h 是逐渐变大的, 除非发生了引起地层压力、温度或者原油组分显著变化的地质过程, 例如, 超压快速泄压、高温热流体活动和天然气大量充注等.

3 结论

石油从烃源岩中排出后在二次、甚至三次运移过程中被捕获成油包裹体的均一温度是油捕获时的压力、温度和油组分等共同作用的函数. 由于地质条件的复杂性, 油在运移过程中的组分、地温梯度及压力梯度在整个地质历史中可能经历多次变化, 从而使油包裹体均一温度变得更加复杂. 通过计算在不同温压条件捕获的油包裹体的均一温度及其与捕获温度之间的差值表明, 油包裹体组分和温压梯度共同制约油包裹体的均一温度变化, ΔT_h 在超高压条件下可达几十乃至上百度, 所以不能简单地认为油包裹体均一温度低, 其共生的盐水包裹体均一温度

就一定低. 当然, 本文计算油包裹体条件过于简化和理想, 实际地质条件中未必会遇到, 如本文中油包裹体计算过程中压力过高导致油包裹体均一温度过低. 然而, 本文的研究具有重要的启示意义, 油包裹体均一温度和 ΔT_h 变化是与储层的地质历史演化是相耦合的.

理论上, 在某一相对较短的地质间隔中, 油组分、地温梯度和压力梯度可以认为是相对稳定的, 那么油包裹体均一温度和 ΔT_h 之间可能存在如图 4 所示的可预测的相关性. 这时可建立起油包裹体均一温度或 ΔT_h 与石油流体成熟度 (譬如, 荧光参数) 演化关系, 从而有助于更深入地揭示盆地地质历史过程中压力—温度—油组分的变化, 最重要的是在获取油包裹体组分的前提下, 准确测定油包裹体和与其同期的盐水包裹体均一温度, 并构建各个充注幕次油包裹体均一温度与同期盐水包裹体均一温度“数据对”, 为获得较为准确的油气充注幕次划分和古流体压力热动力学模拟结果奠定基础.

References

- Aplin, A. C., Macleod, G., Larter, S. R., et al., 1999. Combined use of confocal laser scanning microscopy and PVT simulation for estimating the composition and physical properties of petroleum in fluid inclusions. *Marine and Petroleum Geology*, 16(2): 97–110. doi: 10.1016/S0264-8172(98)00079-8
- Asselineau, L., Bogdanic, G., Vidal, J., 1979. A versatile algorithm for calculating vapour-liquid equilibria. *Fluid Phase Equilibria*, 3(4): 273–290. doi: 10.1016/0378-3812(79)80002-3
- Bourdet, J., Pironon, J., 2008. Strain response and re-equilibration of CH_4 -rich synthetic aqueous fluid inclusions in calcite during pressure drops. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 72(12): 2946–2959. doi: 10.1016/j.gca.2008.04.012
- Burruss, R. C., 1981. Hydrocarbon fluid inclusions in studies of sedimentary diagenesis. In: Hollister, L. S., Crawford, M. L., eds., *Fluid inclusions, applications in Petrology; short course handbook*. Mineralogical Association of Canada, Toronto, Canada, 6: 138–156.
- Burruss, R. C., 2003. Petroleum fluid inclusions, an introduction. In: Samson, I., Anderson, A., Marshall, D., eds., *Fluid inclusions, analysis and interpretation*. mineralogical association of Canada. Mineralogist Association of Canada, Toronto, Canada, 32: 159–174.
- Chen, H. H., Yao, S. Z., Wang, J. H., 2002. Thermodynamic modeling of fluid-bearing natural gas inclusions for geother-

- mometer and geobarometer of overpressured environments in Qiongdongnan basin, South China Sea. *Journal of China University of Geosciences*, 13(3):240—247.
- Eadington, P., Hamilton, P., Bai, C., 1991. Fluid history analysis—a new concept for prospect evaluation. *The APEA Journal*, 31(1):282—294.
- Edmister, W. C., Lee, B. K., 1986. Applied hydrocarbon thermodynamics, Vol. 1, 2nd. Gulf Publishing Company Houston, U. S. A.
- Feng, Y., Chen, H. H., Ye, J. R., et al., 2009. Reservoir-forming periods and accumulation process of Chaluhe fault depression of Yitong basin. *Earth Science — Journal of China University of Geosciences*, 34(3):502—510 (in Chinese with English abstract).
- George, S. C., Ruble, T. E., Dutkiewicz, A., et al., 2001. Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours. *Applied Geochemistry*, 16(4):451—473. doi:10.1016/S0883—2927(00)00051—2
- Goldstein, R. H., 2001. Fluid inclusions in sedimentary and diagenetic systems. *Lithos*, 55(1—4):159—193. doi:10.1016/S0024—4937(00)00044—X
- Grimmer, J. O. W., Pironon, J., Teinturier, S., et al., 2003. Recognition and differentiation of gas condensates and other oil types using microthermometry of petroleum inclusions. *Journal of Geochemical Exploration*, 78—79:367—371. doi:10.1016/S0375—6742(03)00137—7
- Knapp, H., Doring, R., Oellrich, L., et al., 1982. Vapor-liquid equilibria for mixtures of low boiling substances. Chem. Data Ser., Vol. VI, DECHEMA, Frankfurt, Germany.
- Li, H. M., Chen, H. H., Zhao, Y. J., 2009. The hydrocarbon charging events and ages in the volcanic reservoir of Santanghu basin. *Earth Science — Journal of China University of Geosciences*, 34(5):785—791 (in Chinese with English abstract).
- Liu, D. H., Lu, H. Z., Xiao, X. M., 2007. Oil and gas inclusions and the applications of it in petroleum exploration and development. Guangdong Technological Press, Guangzhou, 100 (in Chinese).
- Liu, D. H., Xiao, X. M., Mi, J. K., et al., 2003. Determination of trapping pressure and temperature of petroleum inclusions using PVT simulation software—a case study of Lower Ordovician carbonates from the Lunnan Low Uplift, Tarim basin. *Marine and Petroleum Geology*, 20(1):29—43. doi:10.1016/S0264—8172(03)00047—3
- McLimens, R. K., 1987. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs. *Applied Geochemistry*, 2(5—6):585—603. doi:10.1016/0883—2927(87)90011—4
- Munz, I. A., 2001. Petroleum inclusions in sedimentary basins: systematics, analytical methods and applications. *Lithos*, 55(1—4):195—212. doi:10.1016/S0024—4937(00)00045—1
- Nedkvitne, T., Karlsen, D. A., Bjørlykke, K., et al., 1993. Relationship between reservoir diagenetic evolution and petroleum emplacement in the Ula Field, North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 10(3):255—270. doi:10.1016/0264—8172(93)90108—5
- Okubo, S., 2005. Effects of thermal cracking of hydrocarbons on the homogenization temperature of fluid inclusions from the Niigata oil and gas fields, Japan. *Applied Geochemistry*, 20(2):255—260. doi:10.1016/j.apgeochem.2004.09.001
- Peng, D. Y., Robinson, D. B., 1976. A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1):59—64. doi:10.1021/i160057a011
- Pironon, J., Bourdet, J., 2008. Petroleum and aqueous inclusions from deeply buried reservoirs: experimental simulations and consequences for overpressure estimates. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 72(20):4916—4928. doi:10.1016/j.gca.2008.07.019
- Riazi, M. R., Daubert, T. E., 1987. Characterization parameters for petroleum fractions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 26(4):755—759. doi:10.1021/ie00064a023
- Shi, J. X., Li, B. C., Fu, J. M., et al., 1987. Organic inclusions and relationships between organic inclusions and oil and gas. *Science in China (Ser. B)*, 3:318—326 (in Chinese).
- Teinturier, S., Elie, M., Pironon, J., 2003. Oil-cracking processes evidence from synthetic petroleum inclusions. *Journal of Geochemical Exploration*, 78—79:421—425. doi:10.1016/S0375—6742(03)00135—3
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1978. Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration, Springer-Verlag, New York.
- Tseng, H. Y., Pottorf, R. J., 2002. Fluid inclusion constraints on petroleum PVT and compositional history of the Greater Alwyn—South Brent petroleum system, northern North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 19(7):797—809. doi:10.1016/S0264—8172(02)00088—0
- Vityk, M. O., Pottorf, R. H., Chimenti, R. J., et al., 2002. Method to evaluate the hydrocarbon potential of sedimentary basins from fluid inclusions. United States Pa-

tent, U. S. A. .

Zhao, Y. J., Chen, H. H., 2008. The relationship between fluorescence colors of oil inclusions and their maturities. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 33(1):91—96 (in Chinese with English abstract).

502—510.

李华明, 陈红汉, 赵艳军, 2009. 三塘湖盆地火山岩油气藏油气充注幕次及成藏年龄确定. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(5):785—791.

刘德汉, 卢焕章, 肖贤明, 2007. 油气包裹体及其在石油勘探和开发中的应用. 广州: 广东科技出版社, 100.

施继锡, 李本超, 傅家馍, 等, 1987. 有机包裹体及其与油气的关系. *中国科学(B辑)*, 3:318—326.

赵艳军, 陈红汉, 2008. 油包裹体荧光颜色及其成熟度关系. *地球科学——中国地质大学学报*, 33(1):91—96.

附中文参考文献

丰勇, 陈红汉, 叶加仁, 等, 2009. 伊通盆地岔路河断陷油气成藏过程. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(3):

《地球科学——中国地质大学学报》
2011 年 第 36 卷 第 2 期 要目预告

区域矿产资源概率估计原理	Frits Agterberg
张性盆地裂后异常沉降的正反演数值模拟方法	周 蒂等
末次间冰期以来渭南黄土地区土壤有机碳库的演变	秦小光等
基于整数小波变换的空间矢量数据压缩方法	余先川等
基于地质与重磁数据集成的栾川钼多金属矿区三维地质建模	王功文等
便携式 X 射线荧光光谱技术在泥河铁矿岩心矿化蚀变信息识别中的应用	夏庆霖等
MML-EM 方法及其在化探数据混合分布中的应用	刘向冲等
三江南段—中南半岛特提斯蛇绿岩大地构造与成矿	张宏远等
应用奇异值分解(SVD)技术提取鲁西铜石金矿田致矿重力异常	赵彬彬等
构造应力场三维数值模拟的有限单元法	田宜平等