

# 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层原油 裂解动力学及地质意义

李慧莉<sup>1</sup>, 马安来<sup>1</sup>, 蔡勋育<sup>2</sup>, 林会喜<sup>1</sup>, 李建交<sup>1</sup>, 刘金钟<sup>3</sup>, 朱秀香<sup>4</sup>, 吴 鲜<sup>4</sup>

- (1. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 102206;  
2. 中国石油化工有限公司 油田事业部, 北京 100728;  
3. 中国科学院 广州地球化学研究所, 广州 510640;  
4. 中国石化 西北油田分公司, 乌鲁木齐 830011)

**摘要:**随着塔里木盆地海相油气勘探向深层的拓展,超深层油藏赋存温度上限是有机地球化学和石油地质学关注的科学问题。使用封闭体系黄金管热模拟实验方法,对塔里木盆地顺北 7 井奥陶系超深层原油开展了 50 MPa、90 MPa 两种压力和 2 °C/h、20 °C/h 两种升温速率的热模拟实验;根据模拟实验结果,应用 Kinetics 软件进行化学动力学计算,对比不同温压条件下原油热裂解进程,讨论其地质意义。结果表明,在不同温压条件下,同一原油具有基本相似的裂解过程和基本一致的终点温度裂解总生气量。在原油裂解中,早期有重烃气的生成,晚期重烃气进一步转化为甲烷。升温速率对原油裂解进程影响显著,较高的升温速率下,原油裂解进程向高温推移,并且具有较高的油相保存温度上限。压力对原油裂解的影响较小。同一升温速率条件下,裂解早期压力对原油热裂解稍有“抑制”作用,而裂解晚期,压力则稍有“促进”作用。原油在不同温压条件下裂解过程的差异,可以用裂解活化能分布的差异进行解释。顺北 7 井原油在两种压力条件下均具有相对集中的活化能分布,表明原油发生裂解转化过程的“温度窗”相对较窄。顺北一区油相保持的温度上限高于 180 °C,在埋深 9 000 m 的深部仍可保持油相。

**关键词:**原油热裂解;动力学模拟;油气藏相态;奥陶系;超深层;顺北地区;塔里木盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

## Kinetics of oil-cracking of ultra-deep Ordovician oil in the North Shuntuoguole area of Tarim Basin and its geological implications

LI Huili<sup>1</sup>, MA Anlai<sup>1</sup>, CAI Xunyu<sup>2</sup>, LIN Huixi<sup>1</sup>, LI Jianjiao<sup>1</sup>, LIU Jinzhong<sup>3</sup>, ZHU Xiuxiang<sup>4</sup>, WU Xian<sup>4</sup>

- (1. SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 102206, China;  
2. Department of Oilfield Exploration & Development, SINOPEC, Beijing 100728, China;  
3. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Science, Guangzhou, Guangdong 510640, China;  
4. SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

**Abstract:** With the expansion to the deep strata for the exploration of marine oil and gas in the Tarim Basin, the upper limit of temperature for the occurrence of ultra-deep reservoirs has become a scientific concerning of organic geochemistry and petroleum geology. Thermal simulations of the ultra-deep Ordovician oil from well SB 7 in the North Shuntuoguole area of Tarim Basin were carried out using a gold-tube confined system under two different pressures of 50 and 90 MPa and two different heating rates of 2 and 20 °C/h, respectively. According to the results of simulation experiments, Kinetics software was used to calculate the chemical kinetics, and the mass yield of gas generation during oil-cracking under different temperature and pressure conditions was compared, and its geological significance was discussed. Under different temperature and pressure stages, the same oil sample experienced a similar process of oil-cracking as well as of total volume and mass yield of gas generation. Heavier gas compounds were generated in the early stage of oil-cracking and further transformed to form methane in the later stage. Heating rates impacted greatly on oil-cracking processes. Under a higher heating rate, the oil-cracking process moved to higher temperature and the separate oil phase can be kept with a higher temperature

收稿日期: 2021-06-09; 修订日期: 2021-08-13。

作者简介: 李慧莉 (1972—), 女, 博士, 高级工程师, 从事油气成藏及石油地质综合研究。E-mail: lihl.syky@sinopec.com。

通信作者: 马安来 (1969—), 男, 博士, 副教授, 从事油气地球化学及成藏机理研究。E-mail: maal.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金 (U19B6003, 41772153) 和中国石化科技部项目 (P19024-4, P21085-8) 联合资助。

limit. High pressures only played minor roles on oil-cracking. With the same heating rate, higher pressure negligibly suppressed oil-cracking in the early stage of oil-cracking, whereas in the later stage, higher pressure promoted oil-cracking a bit. The difference of oil-cracking process under different temperatures and pressures can be explained by the distribution of activation energy. The distribution of activation energy of  $C_1-C_5$  gas mass yield of oil-cracking of well SB 7 is relatively more concentrated, suggesting that the “temperature window” of oil-cracking is relatively narrower. According to the thermal simulation and kinetics calculation results, the maximum temperature of oil phase in the block 1 in the North Shuntuoguole area is greater than  $180\text{ }^\circ\text{C}$ , and oil phase can be maintained at a depth greater than  $9\ 000\text{ m}$ .

**Key words:** oil cracking; kinetics simulation; reservoir fluid phase; Ordovician; ultra-deep; North Shuntuoguole area; Tarim Basin

近年来中国深层和超深层海相碳酸盐岩不断取得油气突破,已成为国内能源接替的现实领域<sup>[1-4]</sup>。塔里木盆地深层、超深层勘探对象主要为寒武系—奥陶系碳酸盐岩,油气成藏的地质环境和过程较为复杂,已发现的油气藏类型多样,油气分布受多种因素影响。目前,在塔里木盆地顺托果勒地区(顺北—顺托—顺南)发现的顺北油气田,主要勘探开发目的层为中下奥陶统一间房组( $O_{2j}$ )—鹰山组( $O_{1-2y}$ )碳酸盐岩,油气藏埋深大于  $7\ 000\text{ m}$ ,地质储量达  $17\times 10^8\text{ t}$ <sup>[5]</sup>。顺北地区中下奥陶统油气主要沿走滑断裂带分布,表明多期发育的走滑断裂具有重要的控储控藏作用;奥陶系油气藏具有东气西油的分布特征,油气相态差异分布主要与烃源岩生烃史、差异充注和油气藏次生改造作用有关<sup>[5-17]</sup>。

随着顺北地区油气勘探持续向深层拓展,油藏赋存深度下限不断突破传统认识,如顺北 5-5H 井,在埋深超过  $8\ 000\text{ m}$  的超深层获得了轻质油藏(原油密度  $0.80\text{ g/cm}^3$ ,气油比  $185\text{ m}^3/\text{m}^3$ )。塔里木盆地超深层轻质油藏和挥发性油藏的发现,为超深层油气勘探带来了新的启示,研究超深层油藏赋存的温度上限和(或)深度下限,对于超深层油气勘探具有重要的指导意义。

前人利用黄金管原油热裂解模拟实验方法,对塔里木盆地不同地区和层位的原油开展了原油裂解动力学实验研究,样品包括塔河油田奥陶系重质

原油、高蜡原油和三叠系正常原油,哈德逊油田石炭系低蜡轻质原油和正常原油,轮南油田三叠系的低蜡轻质原油以及牙哈油田新近系的高蜡轻质原油<sup>[18-24]</sup>。前期研究揭示了不同类型原油裂解过程的普遍相似性,这对认识已发现油气田(藏)的相态赋存特征有重要作用;但不同地区和层位的原油热稳定性和化学动力学参数存在一定差异<sup>[18-24]</sup>。本文利用顺北地区顺北 7 井超深层奥陶系原油样品,开展两种高压条件下原油热裂解黄金管模拟实验,并应用 Kinetics 软件计算原油裂解生气的动力学参数,探讨顺北地区油藏赋存的温度上限和(或)深度下限。

## 1 样品与实验

### 1.1 样品

原油样品采自顺北地区顺北 7 井奥陶系一间房组—鹰山组( $O_{2j}+O_{1-2y}$ ),垂深  $7\ 568.41\sim 7\ 863.66\text{ m}$ 。该原油成熟度相对较低,密度为  $0.854\text{ g/cm}^3$ ,运动黏度为  $15.63\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,凝固点为  $-8\text{ }^\circ\text{C}$ ,含硫量为  $0.128\%$ ;油气藏气油比为  $73.85\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,油气藏温度、压力分别为  $148.1\text{ }^\circ\text{C}$  和  $78.61\text{ MPa}$ ;原油芳烃成熟度  $MPI_1$ 、 $F_1$  折算的等效镜质体反射率  $R_o$  约为  $0.77\%\sim 0.80\%$ <sup>[14]</sup>。顺北 7 井油藏为超深层、高温高压的轻质油藏。该原油全油色谱具有  $nC_6$  为主峰的特征(图 1);Pr/Ph 比值为 2.25,高于顺北 1 号带和 5 号带原油的 Pr/Ph 值<sup>[25-26]</sup>;全油碳同位

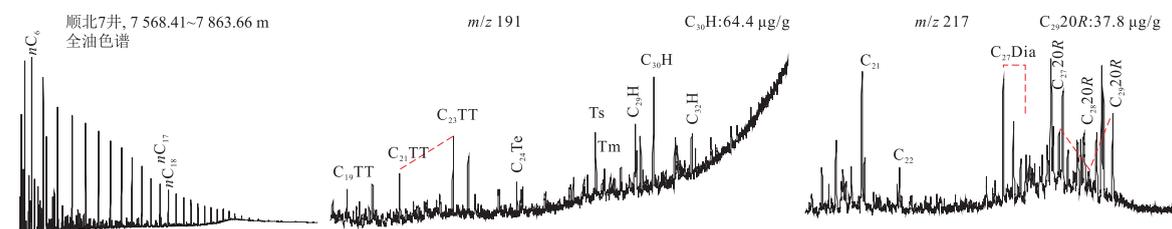


图 1 塔里木盆地顺北地区顺北 7 井原油全油色谱、饱和和轻色谱—质谱质量色谱图

Fig.1 Whole oil gas chromatogram, mass chromatograms of saturated fraction of oil from well SB 7 in North Shuntuoguole area, Tarim Basin

素值为-31‰,略重于顺北 1 号带和 5 号带原油;甾烷和萜烷特征与顺北 1 号带和 5 号带具有相似性<sup>[14,25-26]</sup>。

## 1.2 原油热裂解模拟实验

黄金管原油裂解热模拟实验是原油裂解化学动力学研究所采取的常用方法<sup>[15-23,27]</sup>。本文黄金管热模拟实验在中国科学院广州地球化学研究所完成。原油热裂解实验温度为 300~600 ℃,分别设置 2 ℃/h 和 20 ℃/h 两种升温速率,并根据塔河主体区和顺北地区奥陶系碳酸盐岩油藏压力的实际情况,选择 50 MPa 和 90 MPa 两种压力,开展两种升温速率和两个压力条件下的四组实验。

## 2 原油热裂解模拟实验结果与讨论

### 2.1 气态烃产率特征

图 2 展示了样品在两种压力条件(50, 90 MPa)、两种不同升温速率(2, 20 ℃/h)下生成  $C_1-C_5$ 、 $C_1$  和  $C_2-C_5$  气态烃体积产率(图 2a、c、e)

和质量产率(图 2b、d、f)与热解温度的关系。总体而言,两种压力和两种升温速率条件下,原油热裂解具有一致的演化趋势,但进程存在一定差异。

(1) 两种压力条件和两种升温速率条件下,模拟实验终点温度原油裂解生气量总体差异不大(图 2a、b)。50 MPa、2 ℃/h 升温速率条件下,模拟终点温度 600 ℃ 时,单位质量原油生气体积量(质量)为 620.71 mL/g(450.62 mg/g);50 MPa、20 ℃/h 升温速率条件下,模拟终点温度 598.1 ℃,单位质量原油生气体积量(质量)为 595.90 mL/g(464.49 mg/g)。90 MPa、2 ℃/h 升温速率条件下,模拟终点温度 600 ℃,单位质量原油生气体积量(质量)为 605.36 mL/g(433.60 mg/g);90 MPa、20 ℃/h 升温速率条件下,模拟终点温度 598.5 ℃,单位质量原油生气体积量(质量)为 593.74 mL/g(459.86 mg/g)。在相同升温速率下,50 MP 压力时的生气量略大于 90 MPa 的。在 50 MPa 条件下,两种升温速率模拟终点温度的生气量(质量)差为 24.81 mL/g

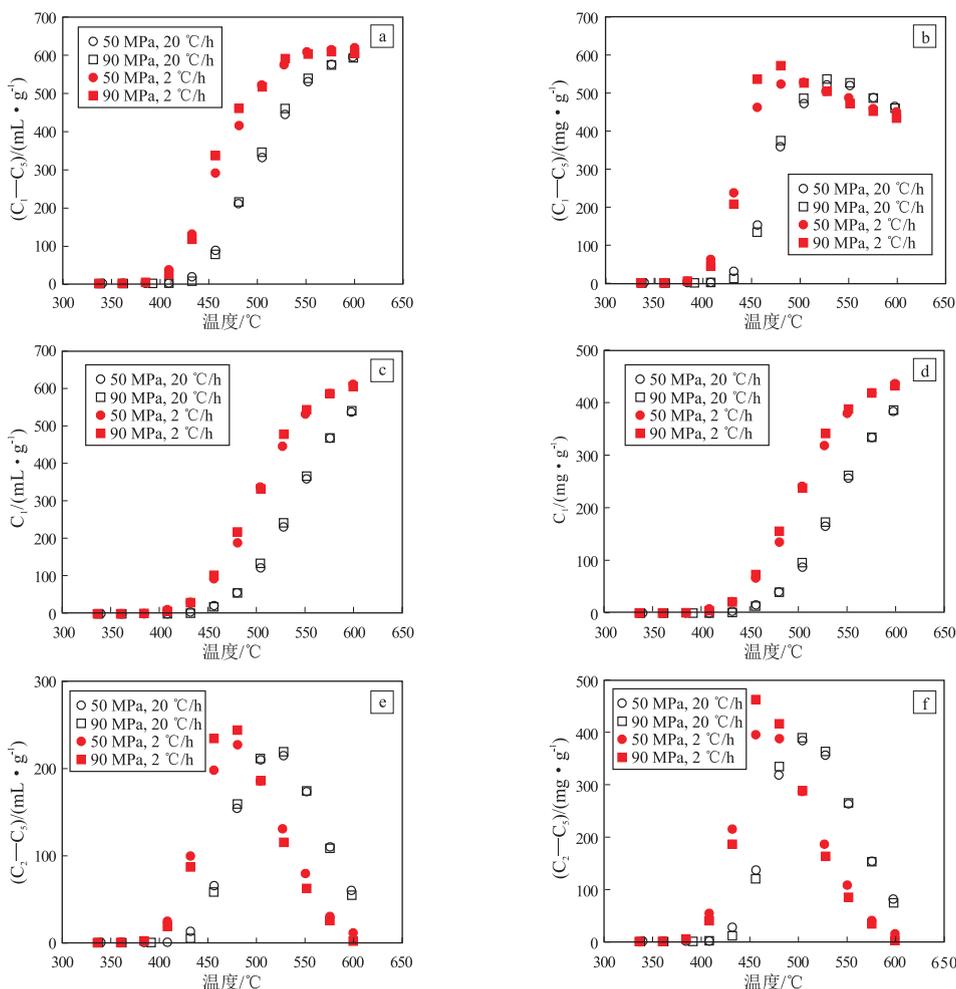


图 2 塔里木盆地顺北地区顺北 7 井原油热裂解模拟实验气体体积产率(a、c、e)、气体质量产率(b、d、f)与热裂解温度的关系

Fig.2 Gas volume (a, c, e) and mass yields (b, d, f) with pyrolysis temperatures of oil samples from well SB 7 in North Shuntuoguole area, Tarim Basin

(13.87 mg/g);在 90 MPa 条件下,两种升温速率模拟终点温度的生气量(质量)差为 11.62 mL/g (26.26 mg/g)。由此可见,不同压力的两种升温速率条件下,热裂解终点温度生气量存在一定的差异,反映热模拟实验并未达到原油裂解终点。

(2)两种压力和两种升温速率条件下,原油热裂解进程基本一致。两种压力和两种升温速率条件下,原油裂解总生气体积量( $C_1-C_5$ )随着热模拟温度的升高,先缓慢上升,后快速上升,继而又缓慢上升,直至趋于恒定(图 2a);而总生气质量则随着热模拟温度的升高,先缓慢上升,后快速上升,继而有所下降(图 2b)。原油裂解甲烷( $CH_4$ )生成的体积量和质量,均随着热模拟温度的升高先缓慢上升,后快速上升,继而缓慢上升,且上升速率不断减小(图 2c,d)。重烃气( $C_2-C_5$ )生成的体积量和质量,随着热模拟温度的升高先缓慢上升,后快速上升,达到峰值后不断下降,直至趋于零值(图 2e,f)。由总生气量变化特征可以看出,原油裂解过程主要集中在某一温度范围内,在该“温度窗”内,油相快速向气相转化。由甲烷和重烃气生成量变化特征可以看出,在原油裂解过程中,重烃气能够作为裂解产物出现,且在原油裂解早期,重烃气生成量与甲烷生成量相当,而在原油裂解后期,重烃气可进一步转化成为甲烷。总生气质量热裂解后期有所下降,可能与重烃气转化所导致的质量损失或实验误差有关。

(3)升温速率对原油热裂解进程有一定的影响,而压力变化对原油裂解过程影响甚微。同样压力条件下,总生气量和甲烷生气量的变化特征均反映,较低升温速率下原油快速裂解的“温度窗”低于较高升温速率下的;而在同样升温速率、不同压力条件下,总生气量和甲烷生气量的体积产率变化基本同步,并无差别(图 2a,b)。重烃气的生成量也有类似的特征,较低升温速率条件下重烃气生成量最大值所对应的温度较低(图 2e,f)。上述这些特征反映了热模拟条件下原油裂解的温度—时间效应,即较快的升温速率,需要更长的时间达到相同的热裂解程度。

本次实验与前人对塔里木盆地的研究结果<sup>[18-26]</sup>对比发现,不同地区、不同层系、不同类型的原油裂解进程具有普遍的相似性。在原油裂解早期,均有一定量的重烃气生成,而随着热裂解进程推进,裂解终产物为甲烷<sup>[18-20, 22-23]</sup>。此外升温速率均对热裂解进程有显著影响,表现为快速升温使热裂解进程向高温方向的推移<sup>[18-20, 22-23]</sup>。对比

不同地区和层系原油的热裂解模拟实验还可以看到,不同类型的原油最终裂解生气量存在一定差异。如在 50 MPa、2 °C/h 的升温速率条件下,塔河油田 T740 井奥陶系稠油<sup>[18-19]</sup>、牙哈新近系高蜡轻质原油、哈德逊石炭系正常原油<sup>[20]</sup>、轮南三叠系低蜡正常原油<sup>[23]</sup>单位质量原油裂解产气量分别为 442.64, 738.87, 598.98, 635 mL/g, 而顺北 7 井轻质原油单位质量原油裂解产气量为 620 mL/g。对比已有的实验结果,重质油具有较低的裂解产气量,轻质油具有较高的裂解产气量,正常油介于两者之间。这是由于轻质油、正常油和重质油的族组成不同、具有不同的氢碳原子比,最终导致了原油裂解产气量的差异。从本次实验结果看,在 50 MPa 和 90 MPa 条件下,原油热裂解过程和裂解生气量并不存在显著差异,表明高压条件可能并不显著抑制原油裂解的进程。

## 2.2 热动力学参数计算与原油热稳定性讨论

SCHENK 等<sup>[28]</sup>和 WAPLES<sup>[29]</sup>提出利用气体生成量来描述原油裂解的进程。将总生气量作为原油裂解过程的直接产物,用一系列活化能不同的平行一级热动力学反应来描述原油裂解过程。利用黄金管原油裂解热实验结果,运用 Kinetics 软件可以模拟计算原油裂解的热动力学参数(活化能分布及指前因子),并在此基础上,预测不同地质条件下原油热裂解的过程,探讨油相赋存的温度上限<sup>[18-20, 22-23]</sup>。

(1)利用顺北 7 井原油裂解热模拟实验中总生气量(质量)的计量结果,运用 Kinetics 软件对两种压力条件下原油裂解的活化能进行了计算,结果如图 3 所示。在频率因子为  $1.78 \times 10^{14} s^{-1}$  的前提下,50 MPa 压力下,顺北 7 井原油样品总气体质量产率的活化能为 60~64 kcal/mol,活化能主频为 61 kcal/mol,占活化能总数的 55%,60 kcal/mol 活化能占活化能总数的 29%;90 MPa 压力下,原油裂解总气体质量产率的活化能分布为 61~66 kcal/mol,主频仍为 61 kcal/mol,61 kcal/mol 活化能占活化能总数的 97%。模拟计算的活化能分布结果显示,两种压力条件下,活化能分布范围窄,主频一致;表明原油发生裂解生气是一个集中连续的过程,其中快速裂解的“温度窗”窄,且较为一致。

根据马安来等<sup>[18]</sup>的实验及计算结果,塔河油田 T740 井奥陶系稠油、T915 井三叠系正常原油、T901 井奥陶系高蜡原油的质量产率活化能分别为 56~62, 59~61, 60~62 kcal/mol;本文计算的顺北 7 井原油裂解生气活化能分布与马安来等<sup>[18-19]</sup>的计

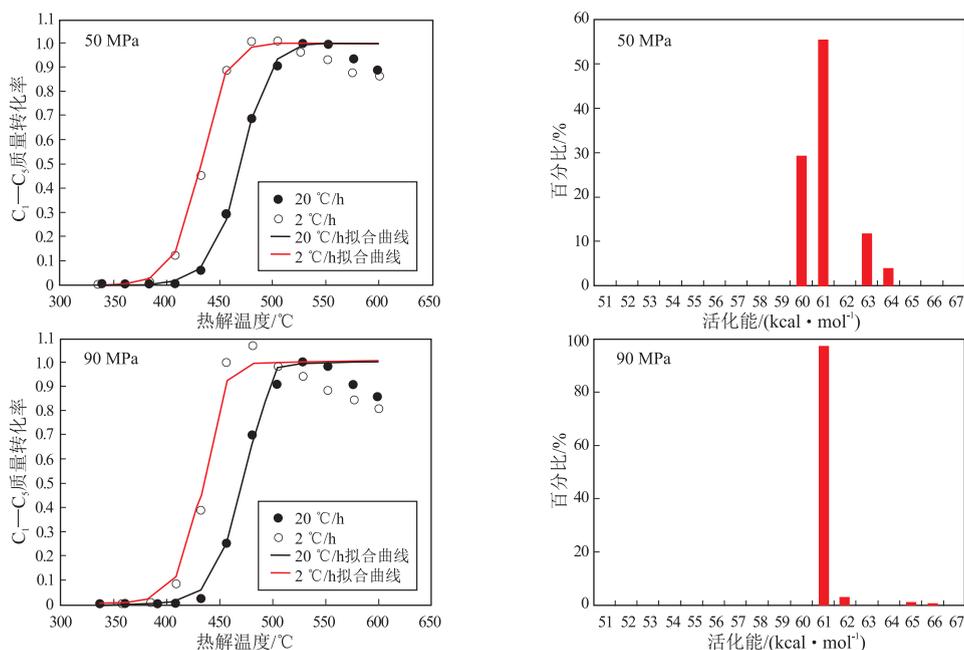


图 3 塔里木盆地顺北地区顺北 7 井原油在两种压力条件下裂解  $C_1-C_5$  质量转化率及活化能分布

Fig.3 Activation energy distribution and gas mass yields of  $C_1-C_5$  of oil from well SB7 in North Shuntuoguole area, Tarim Basin at 50 and 90 MPa

算结果较为一致。李贤庆等<sup>[20]</sup>研究认为,牙哈陆相原油、哈德逊海相原油的裂解生气体积产率活化能主频分别为 69 kcal/mol 和 66 kcal/mol。上述原油裂解生气视活化能分布的差异,除与所采用的计量单位有关外,还与原油的性质有关。SCHENK 等<sup>[28]</sup>认为,海相原油裂解活化能为 68 kcal/mol,而湖相和河流三角洲相原油裂解活化能为 73.1 kcal/mol。活化能主频越高,反映原油裂解所对应的温度越高;而活化能分布越集中,说明原油裂解“温度窗”越窄。结合前人研究结果,塔里木盆地的海相原油具有略低的活化能主频,超深层原油具有相对较窄的裂解“温度窗”。

(2) 根据上述两种压力条件下原油裂解总生气质量产率得到的视活化能分布,进一步运用 Kinetics 软件,设定四种升温速率(0.2,0.5,2,5 °C/Ma)进行模拟计算,并对其裂解生气过程进行对比分析。

图 4 为四种不同升温速率、两种压力条件下裂解生气转化率的变化特征。从图 4 可以看到,升温速率对热裂解生气进程有显著的影响,当升温速率分别为 0.2,0.5,2,5 °C/Ma 时,原油快速裂解的温度窗分别约为 160~190,170~200,180~210,185~215 °C。而在同一升温速率下,压力的影响则较小。在 90 MPa 条件下裂解生气转化过程较 50 MPa 条件下“温度窗”更窄;在裂解早期,达到相同转化率需要稍高的温度,而裂解后期,达到相同转化率的温度则稍低。这种差异的本质原因是 90 MPa

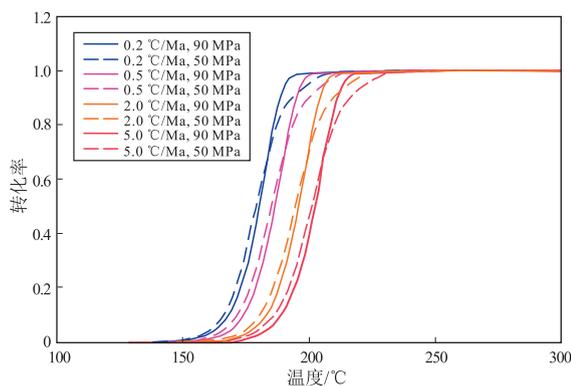


图 4 塔里木盆地顺北地区顺北 7 井原油在两种压力条件、不同升温速率下原油裂解生气转化率与温度的关系

Fig.4 Mass conversion rates of oil from well SB7 in North Shuntuoguole area, Tarim Basin with geological temperature at different pressures and heating rates

条件下,原油裂解的视活化能分布更为集中。

依据模拟计算的结果,在顺北地区实际地质情况下,一方面原油具有较高的热稳定性;另一方面原油裂解“温度窗”窄,一旦进入裂解温度窗,油气相态将快速转化。在顺北 5 号断裂带南段,钻井揭示目的层埋深 7 500~8 000 m,油气相态变化大,井间气油比差异显著<sup>[6-7, 13-17]</sup>。这可能与该区地温梯度较高(约 2.1 °C/hm)、沿走滑断裂分布的更深部油藏已进入原油裂解快速转化的“温度窗”之内(预测寒武系顶部温度超过 200 °C)及油气相态发生较大变化有关。顺北 5 号断裂带南段油气相态的分布除受烃源岩差异供烃影响外,还可能与喜马

拉雅期以来深部的“古油藏”裂解和断裂差异输导有关。

(3) 地质条件下,可以根据油气藏气油比(*GOR*)划分油气藏相态。CLAYPOOL等<sup>[30]</sup>提出了利用油气藏气油比划分油气藏破坏比例的计算公式: $C = GOR / (GOR + 3\ 000)$ 。式中*GOR*为气油比,单位为scf/bbl;*C*为原油转化率,即被破坏的原油比例;分母中的3 000单位为scf/bbl,相当于534 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。MCCAIN等<sup>[31]</sup>认为独立油相存在时,原油破坏比例为51%,此时对应的*GOR*为570 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;而HUNT等<sup>[32]</sup>认为独立油相存在时,原油最大破坏比例为62.5%,此时对应的*GOR*为891 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。WAPLES<sup>[29]</sup>使用频率因子为 $1.78 \times 10^{14} \text{ s}^{-1}$ 、高斯分布活化能 $E = 59 \text{ kcal/mol}$ 和 $\sigma = 1.5 \text{ kcal/mol}$ 计算了原油作为独立油相存在的地质温度,认为虽然原油转化率存在11.5%差别,但对应独立油相原油保存的地质温度仅相差3~4℃。

根据顺北7井原油裂解动力学参数,计算了顺北7井原油在多种升温速率下保持油相对应的温度上限(表1)。其中,50 MPa压力下,不同升温速率下独立油相保存的地质温度为179~209℃;90 MPa压力下,不同升温速率下独立油相保存的地质温度为180~210℃。从不同压力条件下独立油相保持的温度上限对比看,压力对油相保持温度上限影响较小,而升温速率对其有较大影响。快速升温条件下,原油具有更高的热稳定性。依据模拟计算结果(表1),在升温速率大于3℃/Ma的情况下,保持独立油相的温度上限可能超过200℃。CLAYPOOL等<sup>[30]</sup>认为仅有极少的原油保存温度可以在180℃以上,但对于第三系的含油气系统,加热速率在8℃/Ma,甚至达30℃/Ma,油相保存上限温度可以更高。此外,原油性质差异所决定的裂

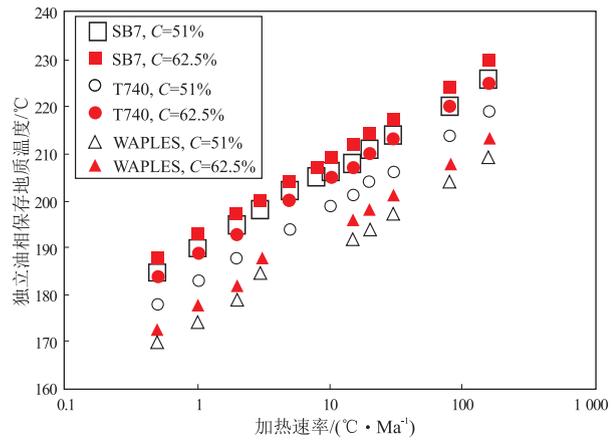


图5 50 MPa压力条件下塔里木盆地不同类型海相原油升温速率与独立油相保存地质温度上限的关系  
Fig.5 Temperature at which liquid oil as a separate phase for a possible geological heating rates under 50 MPa for different types of marine oil of Tarim Basin

解活化能分布差异也造成油相保持温度上限的差异。图5是50 MPa压力下,本次模拟计算与前人<sup>[18-19,29]</sup>模拟计算结果的对比。从图5可以看到,在同样的升温速率条件下,由于原油性质的差异,油相保持的温度上限存在一定的差异。50 MPa、0.5℃/Ma升温速率下,达到原油裂解转化率62.5%的油相温度保持上限,顺北原油计算结果(188℃)与WAPLES<sup>[29]</sup>模拟计算结果(173℃)相差约15℃,而与马安来等<sup>[18-19]</sup>在T740原油裂解模拟计算的结果(184℃)相差约4℃。

顺北一区实钻揭示的轻质油藏和挥发性油藏,原油密度为0.79~0.85 g/cm<sup>3</sup>,气油比小于400 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,油藏温度为150~165℃,压力为80~90 MPa。已有油气成藏研究表明,顺北一区的主要成藏期在海西晚期之后<sup>[6, 33-35]</sup>,结合地层埋藏史和温度史计算<sup>[6]</sup>。油藏海西晚期之后的升温速率大于0.2℃/Ma。根据模拟计算结果,顺北一区油相保存的温度上限大于180℃;依据顺北一区中下奥陶统碳酸盐岩层系地温梯度1.7~1.9℃/hm推算,在9 000 m深度仍可保持油相。

### 3 结论

(1) 不同温压条件下原油热裂解生气的过程具有相似性,甲烷的生成贯穿原油裂解全过程,可以作为一次裂解直接产物,也可作为重烃气二次裂解的产物,但裂解最终产物为甲烷。对同一性质原油而言,在不同温压条件下终点模拟温度原油裂解总生气量基本不变。

(2) 升温速率对原油裂解进程影响显著,较高

表1 塔里木盆地海相原油两种压力、不同升温速率独立油相保存的地质温度

Table 1 Geological temperatures of marine oil of Tarim Basin as a separate oil phase under two pressures and different heating rates °C

升温速率/ (°C · Ma <sup>-1</sup> )	50 MPa		90 MPa	
	C=51%	C=62.5%	C=51%	C=62.5%
0.2	179	181	180	182
0.5	185	188	186	189
1	190	193	191	193
2	195	197	196	198
3	197	200	198	200
5	202	204	202	204
8	204	207	205	207
10	206	209	207	210

的升温速率下,原油裂解进程向高温推移,并且具有较高的油相保持温度上限。压力大于 50 MPa 的高压条件下,压力对原油裂解的影响较小;同一升温速率条件下,裂解早期压力对原油热裂解稍有“抑制”作用,而在裂解晚期,则稍有“促进”作用。

(3)原油发生裂解转化的视活化能分布集中,裂解过程发生在一个相对较窄的“温度窗”之内,在此温度范围内,油相快速向气相转化。不同的压力条件,原油裂解的视活化能分布差异不大。顺北地区原油具有较高的热稳定性,顺北一区油相保持温度上限大于 180 ℃,深度下限可达 9 000 m。

#### 参考文献:

- [1] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等.中国海相深层油气富集机理与勘探开发:研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J].石油与天然气地质,2020,41(4):655-672.  
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: advances, technological bottlenecks and basic scientific problems[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-672.
- [2] 何治亮,张军涛,丁茜,等.深层—超深层优质碳酸盐岩储层形成控制因素[J].石油与天然气地质,2017,38(4):633-644.  
HE Zhiliang, ZHANG Juntao, DING Qian, et al. Factors controlling the formation of high-quality deep to ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 633-644.
- [3] 何治亮,李双建,刘全有,等.盆地深部地质作用与深层资源:科学问题与攻关方向[J].石油实验地质,2020,42(5):767-779.  
HE Zhiliang, LI Shuangjian, LIU Quanyou, et al. Deep geological processes and deep resources in basins: scientific issues and research directions[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 767-779.
- [4] 杨海军,李勇,唐雁刚,等.塔里木盆地克拉苏盐下深层大气田的发现[J].新疆石油地质,2019,40(1):12-20.  
YANG Haijun, LI Yong, TANG Yan'gang, et al. Discovery of Kelasu subsalt deep large gas field, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(1): 12-20.
- [5] 漆立新,云露,曹自成,等.顺北油气田地地质储量评估与油气勘探方向[J].新疆石油地质,2021,42(2):127-135.  
QI Lixin, YUN Lu, CAO Zicheng, et al. Geological reserves assessment and petroleum exploration targets in Shunbei oil & gas field[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(2): 127-135.
- [6] 云露.顺北地区奥陶系超深断溶体油气成藏条件[J].新疆石油地质,2021,42(2):136-142.  
YUN Lu. Hydrocarbon accumulation of ultra-deep Ordovician fault-karst reservoirs in Shunbei area[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(2): 136-142.
- [7] 漆立新.塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示[J].中国石油勘探,2020,25(1):102-111.  
QI Lixin. Characteristics and inspiration of ultra-deep fault-karst reservoir in the Shunbei area of the Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 102-111.
- [8] 文山师,李海英,洪才均,等.顺北油田断溶体储层地震响应特征及描述技术[J].断块油气田,2020,27(1):45-49.  
WEN Shanshi, LI Haiying, HONG Caijun, et al. Technology of seismic response characteristics and description of fault-karst reservoir in Shunbei Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(1): 45-49.
- [9] 焦方正.塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩断溶体油气藏发现意义与前景[J].石油与天然气地质,2018,39(2):207-216.  
JIAO Fangzheng. Significance and prospect of ultra-deep carbonate fault-karst reservoirs in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 207-216.
- [10] 漆立新.塔里木盆地顺北果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义[J].中国石油勘探,2016,21(3):38-51.  
QI Lixin. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 38-51.
- [11] 邹榕,徐中祥,张晓明,等.顺北和托甫台区块奥陶系断裂结构单元测井响应特征初探[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):18-23.  
ZOU Rong, XU Zhongxiang, ZHANG Xiaoming, et al. Log response characteristics of Ordovician fracture unit in Shunbei and Tuofutai block[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 18-23.
- [12] 谷茸,云露,朱秀香,等.塔里木盆地顺北油田油气来源研究[J].石油实验地质,2020,42(2):248-254.  
GU Rong, YUN Lu, ZHU Xiuxiang, et al. Oil and gas sources in Shunbei Oilfield, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(2): 248-254.
- [13] 刘宝增.塔里木盆地顺北地区油气差异聚集主控因素分析:以顺北 1 号、顺北 5 号走滑断裂带为例[J].中国石油勘探,2020,25(3):83-95.  
LIU Baozeng. Analysis of main controlling factors of oil and gas differential accumulation in Shunbei area, Tarim Basin: taking Shunbei No.1 and No.5 strike slip fault zones as examples[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3): 83-95.
- [14] 马安来,金之钧,李慧莉,等.塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层油藏蚀变作用及保存[J].地球科学,2020,45(5):1737-1753.  
MA Anlai, JIN Zhijun, LI Huili, et al. Secondary alteration and preservation of ultra-deep Ordovician oil reservoirs of North Shuntuoguole area of Tarim Basin, NW China[J]. Earth Science, 2020, 45(5): 1737-1753.
- [15] 顾忆,万璐璐,黄继文,等.“大埋深、高压”条件下塔里木盆地超深层油气勘探前景[J].石油实验地质,2019,41(2):157-164.  
GU Yi, WAN Yanglu, HUANG Jiwen, et al. Prospects for ultra-deep oil and gas in the “deep burial and high pressure” Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(2): 157-164.
- [16] 马安来,林会喜,云露,等.塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层原油金刚烷化合物分布及意义[J].天然气地球科学,2021,32(3):334-346.  
MA Anlai, LIN Huixi, YUN Lu, et al. Characteristics of diamond-

- doids in oils from the ultra-deep Ordovician in the North Shuntuoguole area in Tarim Basin, NW China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(3): 334-346.
- [17] 马安来,何治亮,云露,等.塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层天然气地球化学特征及成因[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(7): 1047-1060.
- MA Anlai, HE Zhiliang, YUN Lu, et al. The geochemical characteristics and origin of Ordovician ultra-deep natural gas in the North Shuntuoguole are, Tarim Basin, NW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(7): 1047-1060.
- [18] 马安来.塔河油田不同类型海相原油裂解动力学分析[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(6): 1120-1128.
- MA Anlai. Kinetics of oil-cracking of different types of marine oils from Tahe oilfield, Tarim Basin, NW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(6): 1120-1128.
- [19] 马安来,金之钧,刘金钟.塔里木盆地寒武系深层油气赋存相态研究[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 681-688.
- MA Anlai, JIN Zhijun, LIU Jinzhong. Hydrocarbon phase in the deep Cambrian of the Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 681-688.
- [20] 李贤庆,仰云峰,冯松宝,等.塔里木盆地原油裂解生烃特征与生气过程研究[J]. *中国矿业大学学报*, 2012, 41(3): 397-405.
- LI Xianqing, YANG Yunfeng, FENG Songbao, et al. Characteristics of hydrocarbon and gas generation process from pyrolyzed crude oils in Tarim Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2012, 41(3): 397-405.
- [21] 朱光有,杨海军,苏劲,等.塔里木盆地海相石油的真实勘探潜力[J]. *岩石学报*, 2012, 28(4): 1333-1347.
- ZHU Guangyou, YANG Haijun, SU Jin, et al. True exploration potential of marine oils in the Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2012, 28(4): 1333-1347.
- [22] 何坤,张水昌,米敬奎.原油裂解的动力学及控制因素研究[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(2): 211-218.
- HE Kun, ZHANG Shuichang, MI Jingkui. Research on the kinetics and controlling factors for oil cracking [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(2): 211-218.
- [23] 田辉,王招明,肖中尧,等.原油裂解成气动力学模拟及其意义[J]. *科学通报*, 2006, 51(15): 1821-1827.
- TIAN Hui, WANG Zhaoming, XIAO Zhongyao, et al. Oil cracking to gases: kinetic modeling and geological significance [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2006, 51(22): 2763-2770.
- [24] 田春志,卢双舫,李启明,等.塔里木盆地原油高压条件下裂解成气的化学动力学模型及其意义[J]. *沉积学报*, 2002, 20(3): 488-492.
- TIAN Chunzhi, LU Shuangfang, LI Qiming, et al. The chemical kinetic model of oil cracking to gas under high pressure in Tarim Basin and its significance [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2002, 20(3): 488-492.
- [25] 曹自成,路清华,顾忆,等.塔里木盆地顺北油气田1号和5号断裂带奥陶系油气藏特征[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 975-984.
- CAO Zicheng, LU Qinghua, GU Yi, et al. Characteristics of Ordovician reservoirs in Shunbei 1 and 5 fault zones, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 975-984.
- [26] 罗明霞,夏永涛,邵小明,等.塔里木盆地顺北油气田不同层系原油地球化学特征对比及成因分析[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(6): 849-854.
- LUO Mingxia, XIA Yongtao, SHAO Xiaoming, et al. Geochemical characteristics and origin of oil from different strata in Shunbei oil and gas field, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(6): 849-854.
- [27] 董鹏,李贤庆,仰云峰,等.原油裂解成气动力学研究进展[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2009, 28(2): 201-208.
- DONG Peng, LI Xianqing, YANG Yunfeng, et al. The advancement of kinetic study on crude oil-cracking gas [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2009, 28(2): 201-208.
- [28] SCHENK H J, DI PRIMIO R, HORSFIELD B. The conversion of oil into gas in petroleum reservoirs. Part 1: comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodeltaic origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis [J]. *Organic Geochemistry*, 1997, 26(7/8): 467-481.
- [29] WAPLES D W. The kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics [J]. *Organic Geochemistry*, 2000, 31(6): 553-575.
- [30] CLAYPOOL G E, MANCINI E A. Geochemical relationships of petroleum in Mesozoic reservoirs to carbonate source rocks of Jurassic Smackover Formation, southwestern Alabama [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(7): 904-924.
- [31] MCCAIN W D Jr, BRIDGES B. Volatile oils and retrograde gases: what's the difference [J]. *Petroleum Engineer International*, 1994, 66(1): 35-36.
- [32] HUNT J M. *Petroleum geochemistry and geology* [M]. 2nd ed. New York: W.H. Freeman and Company, 1995: 743.
- [33] 王斌,赵永强,何生,等.塔里木盆地顺北5号断裂带北段奥陶系油气成藏期次及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 965-974.
- WANG Bin, ZHAO Yongqiang, HE Sheng, et al. Hydrocarbon accumulation stages and their controlling factors in the northern Ordovician Shunbei 5 fault zone, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 965-974.
- [34] 王玉伟,陈红汉,郭会芳,等.塔里木盆地顺1走滑断裂带超深储层油气充注历史[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(5): 972-989.
- WANG Yuwei, CHEN Honghan, GUO Huifang, et al. Hydrocarbon charging history of the ultra-deep reservoir in Shun 1 strike-slip fault zone, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(5): 972-989.
- [35] 王昱翔,王斌,顾忆,等.塔里木盆地顺北地区中下奥陶统缝洞充填方解石地球化学特征及地质意义[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(4): 583-592.
- WANG Yuxiang, WANG Bin, GU Yi, et al. Geochemical characteristics and geological significance of calcite filled fractures and caves in Middle-Lower Ordovician, northern Shuntuoguole area, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(4): 583-592.