文章编号:1001-6112(2015)06-0681-08 doi:10.11781/sysydz201506681

塔里木盆地寒武系深层油气赋存相态研究

马安来[1],金之钧[1],刘金钟[2]

(1.中国石化 石油勘探开发研究院,北京 100083; 2.中国科学院 广州地球化学研究所,广州 510640)

摘要:塔里木盆地寒武系深层烃类相态是地球化学家和石油勘探家密切关注的科学问题。应用封闭体系黄金管热模拟方法,对塔里木盆地塔河油田稠油、正常原油、高蜡原油进行热模拟实验。在频率因子为 $1.78\times10^{14}\,s^{-1}$ 的前提下,塔河油田奥陶系井稠油具有最宽的 C_1-C_5 质量生成的活化能分布,分布范围为 56~66 kcal/mol,主频活化能最低,为 59 kcal/mol。根据原油转化率,使用 Kinetic 软件计算表明原油作为油相可以存在于 178~205 ℃的储层中。依据塔里木盆地塔北、塔中、塔东、巴楚 4 个古隆起典型钻井寒武系古地温演化,建立了 4 个古隆起寒武系古油藏裂解动力学模型。模型表明塔北隆起塔深 1 井寒武系建隆Ⅰ顶部的古油藏至今可以保持独立油相状态,建隆Ⅰ底部的古油藏能保持凝析油状态。巴楚、塔中、塔东地区典型寒武系钻井模拟表明,寒武系中的烃类可能以天然气、凝析油为主要相态类型。

关键词:原油稳定性;原油裂解;生烃动力学;油气相态;寒武系;塔里木盆地

中图分类号:TE122.1 **文献标志码**:A

Hydrocarbon phase in the deep Cambrian of the Tarim Basin

Ma Anlai[1], Jin Zhijun[1], Liu Jinzhong[2]

(1.*SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute*, *Beijing*100083, *China*; 2. *Guangzhou Institute of Geochemistry*, *Chinese Academy of Sciences*, *Guangzhou*, *Guangdong* 510640, *China*)

Abstract: The hydrocarbon phase of the deep Cambrian in the Tarim Basin is a scientific focus of geochemists and explorationists. Thermal simulations of heavy oil, normal oil and waxy-oil from the Tahe Oilfield in the Tarim Basin were carried out using a gold-tube confined system. For a frequency factor (A) of $1.78\times10^{14}\,s^{-1}$, the activation energy range of C_1-C_5 gas yield of heavy oil is the widest, ranging from 56 to 66 kcal/mol, and the dominant potential is at 59 kcal/mol. In view of the ratio of oil conversion to gas, oil can be a separate phase at temperatures of 178 - 205 ℃. According to the paleo-temperatures of the Cambrian wells from the Tabei, Tazhong, Tadong and Machu uplifts, four dynamic models of the Cambrian reservoir cracking were established. The paleo-oil reservoir of well Tashen1 in the Tabei Uplift can be as a separate oil phase above Builtup Ⅰ in the Cambrian at present, whereas only condensate oil phase existsat the bottom of the Uplift Ⅰ. The models of the Cambrian paleo-oil reservoirs of typical wells from the Bachu Uplift, Tazhong Uplift and Tadong Uplift suggest that the hydrocarbon phase of the above areas may be dominated by gas and condensate phases.

Key words: oil stability; oil cracking; hydrocarbon generation kinetics; hydrocarbon phase; Cambrian; Tarim Basin

深层油气是指深度大于 4 500 m 的油气资源[1],截至 2012 年 6 月,在全球(不含美国)349 个含油气盆地中的 87 个盆地内,发现了 1 595 个深层油气藏。全球深层石油、天然气和凝析油探明和控制可采储量(2P)分别为 57.55×10^8 t,$100\,836\times10^8$ m^3,13.83×10^8 t,合计为 152.38×10^8 t 油当量。在已发现的深层油气中,石油、天然气和凝析油可采储量分别占深层油气 2P 总可采储量的 37.8%,53.1% 和 9.1%,即深层油气以天然气为主[2]。目前世界上最深的油田为美国墨西哥湾深水盆地 Sigsbee 次盆中的 Tiber 油田,储层为古新统 Wilcox 群砂岩,储层顶界埋深为 9 999 m,其中水深 1 259 m,钻井最深深度为 10 605 m;原油 API 重度为 41 °,储层最大温度为 126.7 ℃,储层压力为 137.9 MPa[3]。

Tissot 等干酪根热降解理论是指导盆地油气相态预测的基础[4],在盆地模拟时常依据盆地有机质类型的不同,生油窗界限略有差异。20 世纪以来,随着温度大于 160 ℃,甚至 180~207 ℃的高温

收稿日期:2015-03-30;**修订日期**:2015-09-17。

作者简介:马安来(1969—),男,博士,副教授,从事油气地球化学与油气成藏机理研究。E-mail:maal.syky@ sinopec.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2012CB214800,2005CB422108)、中石化科技部项目(P07021)及国家重大专项项目(2011ZX05005-001,2008ZX05005-001)联合资助。

高压油气藏的不断发现[5]，如冀中坳陷霸县凹陷牛东 1 井雾迷山组埋深 5 641.5~6 027 m 潜山凝析油气藏，井底温度达 201 ℃，20 ℃ 原油密度为 0.772 g/cm^3[6]，这使研究者在盆地模拟时采用原油不同组分的裂解活化能[7]、研究不同矿物对原油裂解的效应[8]，考虑压力对裂解抑制效用[9-10]、提出自由基理论对高温高压油气藏的存在进行解释[11]。研究表明，TSR 作用使得油气藏原油裂解温度降低[12]；油气生成及裂解服从化学动力学方程，温度和时间是控制油气相态最重要的因素[4]。

塔北塔深 1 井在埋深 8 408~8 406 m 的寒武系白云岩储层中氯仿浸泡获得了少量液态烃，原油来源于寒武系[13]。在温度超过 161.4 ℃、压力超 90.16 MPa 的地层保存着寒武系的液态烃引起了广大学者的极大关注。如朱光有等提出塔里木盆地 7 000~9 000 m 深度范围赋存在寒武系的可能还是石油为主[14]。2013 年，中国石油塔中隆起中深 1 井寒武系盐下 6 439~6 458 m 中寒武统挥发油藏、6 597.63~6 785 m 下寒武统干气气藏的发现，揭开了塔里木盆地寒武系盐下油气勘探的新篇章[15]。

本文应用生烃动力学方法，基于塔河油田不同类型原油金管热模拟实验，结合寒武系油藏充注时间及储层热历史，试图回答寒武系深层能否作为黑油勘探目标这一科学问题。

1 样品与实验

原油样品选自塔里木盆地塔河油田 T740 井一间房组(O_2yj)稠油、T915 井阿克库勒组(T_2a)正常原油、奥陶系 9 区 T901 井 O_2yj 高蜡原油(表 1)。实验方法见文献[16-17]。原油裂解动力学参数计算及地质体裂解动力学模型采用 Kinetic 软件。

2 结果

塔河油田不同类型原油裂解过程相似，差异在于原油产气丰度的差异。以 T740 井奥陶系稠油为例，描述原油裂解过程及动力学参数模拟过程。

2.1 原油裂解生烃动力学结果

图 1 列出了在 2 ℃/h 和 20 ℃/h 升温速率下

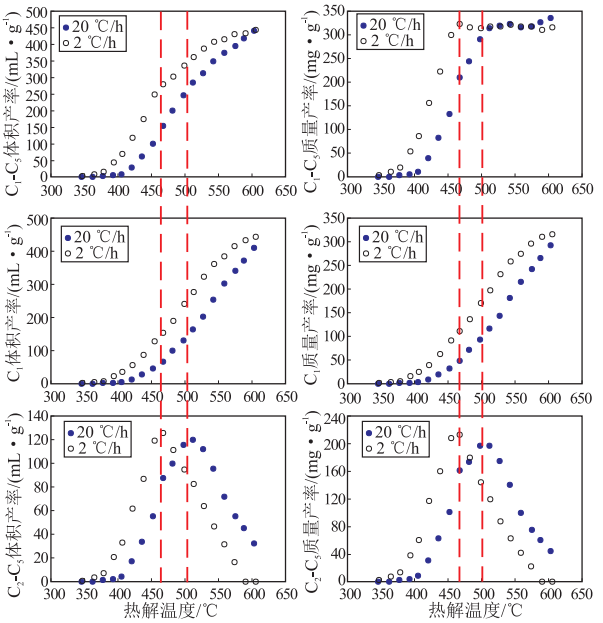

图 1 塔河油田 T740 井原油热解过程中气体体积和质量产率随热解温度的变化

Fig.1 Gas volume and mass yields with pyrolysis temperatures of oil samples from well T740, the Tahe Oilfield

T740 井原油的生烃量。可以看出原油裂解气产率与热解温度、加热速率密切相关；随着热解温度的增高，甲烷和总气体积和质量产率不断增加，慢速升温条件(2 ℃/h)原油裂解生成的气体产率高于快速升温条件下的气体产率，C_1-C_5在 2 ℃/h 升温速率下，产率最大，为 442.64 mL/g。此外，原油裂解过程中可以生成大量的 C_2-C_5的重烃，C_2-C_5烃类随热解温度的增加表现出先增大后降低的特点，体积产率的最大值对应于热解温度 460~500 ℃之间，体积产率值为 125 mL/g，质量产率的最大值则对应于热解温度 460~500 ℃之间，对应值为 212 mg/g。

2.2 动力学参数模拟

2.2.1 C_1-C_5质量产率动力学参数模拟

Schenk 等[18]、Waples[19]提出用气体形成来描述原油裂解动力学，总气体产率的最大值代表原油完全裂解，这时定义原油转化率为 1。运用 Kinetic 软件，对原油进行了生烃动力学计算。在频率因子为 $1.78\times10^{14}s^{-1}$的前提下，T740 原油总气质量产率活化能在 56~66 kcal/mol，主频活化能为 59 kcal/mol(图 2)。

表 1 塔河油田原油热动力学实验样品

Table 1 Characteristics of oil samples from the Tahe Oilfield used for kinetic experiments

井号	井深/m	层位	密度/(g·cm^{-3})	黏度/(mPa·s)	含蜡量/%	含硫量/%	饱和烃含量/%	芳烃含量/%	非烃+沥青质含量/%
T740	6 260~6 290	O_2yj	0.972 3	1 055.37	6.42	2.29	35.40	41.69	22.91
T915	4 603~4 606	T_2a	0.908 0	79.86	11.83	1.63	48.99	32.68	24.48
T901	5 820~5 875	O_2yj	0.857 5	14.84	29.67	0.20	67.34	7.10	29.47

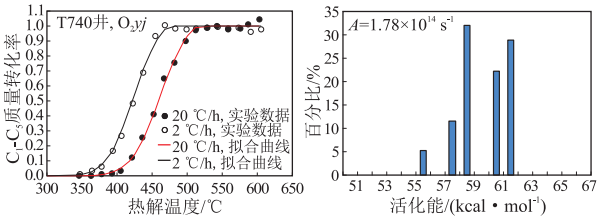

图 2　塔河油田 T740 井奥陶系稠油 C_1–C_5气体质量产率动力学参数

Fig.2　Kinetic parameters of mass yields of C_1–C_5 from the Ordovician heavy oils from well T740, the Tahe Oilfield

用获得的动力学参数可以很好拟合实验结果。

为了对比不同类型原油裂解产气活化能之间的差异,对 T915 井正常原油、T901 井高蜡原油活化能计算时,统一将频率因子 A 定为 1.78×10^{14} s^{-1},总体而言,稠油具有最宽的活化能分布范围(56~66 kcal/mol)和最低的活化能主频(59 kcal/mol),而正常原油和高蜡原油活化能分布范围较窄,活化能主频分别为 61 kcal/mol 和 60 kcal/mol(表 2)。

2.2.2　本研究 C_1–C_5质量产率动力学参数与文献比较

从表 3 看出海相原油裂解活化能比陆相原油裂解活化能低,如 Schenk 等认为海相原油的活化能为 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[18];李贤庆等对牙哈陆相原油裂解生气体积产率活化能主频为 69 kcal/mol,而哈德逊海相原油裂解生气体积产率活化能主频为 66 kcal/mol[17]。同一样品,质量产率活化能低于体积产率活化能,如哈德逊海相原油[17,25];同为质量产率活化能,高斯分布平均活化能要低于离散分布活化能分布主频。

表 2　塔河油田不同类型原油裂解 C_1–C_5气体质量产率活化能分布对比

Table 2　Comparison of activation energy distribution of C_1–C_5 among different oil types from the Tahe oilfield

活化能值/(kcal · mol^{-1})	活化能所占比例/%		
	T740 井,稠油,O_2yj	T915 井,正常原油,T_2a	T901 井,高蜡原油,O_2yj
56	5.21	0	0
57	0	0	0
58	11.55	0	0
59	32.10	10.08	0
60	0	35.43	54.48
61	22.17	54.49	24.34
62	28.80	0	21.18
63	0	0	0
64	0	0	0
65	0	0	0
66	0.16	0	0

由于离散型分布活化能比高斯型分布具有稍高的活化能主频,为了更好描述地质边界条件的不确定性(如压力边界条件、古地温恢复的误差),采用最低裂解活化能的 T740 井稠油裂解动力学参数进行原油独立油相温度的确定以及钻井裂解动力学模型的建立。

3　原油独立油相保存温度

国内外学者对地下原油的稳定性进行了研究[23-28],McCain 等认为独立油相存在时,原油转化率 C 小于 51%,此时对应的 GOR 为 570 m^3/m^3[27],而 Hunt 等认为独立油相存在时,原油转化率 C 小于 62.5%,此时对应的 GOR 为 891 m^3/m^3[28]。表 4 是

表 3　不同类型原油裂解动力学参数

Table 3　Comparison of kinetic parameters of oil-cracking of different oil types

地区		原油类型	裂解气体	活化能/(kcal · mol^{-1})	频率因子 A/s^{-1}	活化能分布类型	来源
Smackover[a]		海相碳酸盐岩,高硫,Ⅱ型	C_1–C_4,M[c]	68[e]	2.67×10^{16}	非对称非高斯分布	Schenk 等[18]
Tuscaloosa[a]		海相碎屑岩,低蜡低硫,Ⅱ型	C_1–C_4,M[c]	68[e]	2.67×10^{16}		
Tulang[a]		湖相,高蜡,Ⅰ型	C_1–C_4,M[c]	73.1[e]	8.32×10^{17}		
Mahakam[a]		河流三角洲相,高蜡,Ⅲ型	C_1–C_4,M[c]	72.6[e]	5.70×10^{17}		
North Sea[a]			C_1–C_4	67.1[e]	1.10×10^{16}		Horsfield 等[20]
		一般原油	C_1–C_5	59.0, σ=1.5[f]	1.78×10^{14}	高斯分布	Waples[19]
塔里木[b]	牙哈	YH5,陆相高蜡原油	C_1–C_5,V[d]	66~88/69[g]	1.22×10^{17}	离散分布	李贤庆等[17]
	英买力	YM2,海相正常原油	C_1–C_5,V[d]	52~66/60[g]	1.16×10^{15}		王铜山等[21]
	塔北	LG1,海相正常原油	C_1–C_5,V[d]	58~76/64[g]	4.50×10^{14}		Wang 等[16]
				59~72/62[g]	1.00×10^{14}		王云鹏等[22]
		LN14,海相正常原油	C_1–C_5,M[c]	59.7, σ=1.5[f]	2.01×10^{14}	高斯分布	田辉等[23]
	哈德逊	HD11,海相正常原油	C_1–C_5,M[c]	59.8[e]	2.13×10^{14}		何坤等[24]
		HD4-87,海相正常原油	C_1–C_5,M[c]	59~70/62[g]	5.0×10^{14}	离散分布	李贤庆等[25]
			C_1–C_5,V[d]	63~84/66[g]	1.43×10^{16}		李贤庆等[17]

注:a.MSSV 实验;b.金管实验;c.质量产率;d.体积产率;e.从活化能分布计算的平均活化能;f.平均活化能,均方差;g.活化能分布范围/主频活化能。

表 4 不同地质升温条件下独立油相存在的地质温度

Table 4 Geological temperatures of separate oil phase at different geological heating rates

升温速率/(℃·Ma^{-1})	独立油相保存的地质温度/℃					
	使用 T740 参数		Waples[19]		田辉等[23]	
	C=51%	C=62.5%	C=51%	C=62.5%	C=51%	C=62.5%
0.5	178	184	170	173		
1.2	183	189	174	178		
2.0	188	193	179	182	184	187
5.0	194	200	185	188	188	194
10	199	205				

使用 T740 井奥陶系原油 C_1-C_5气体质量产率动力学参数,运用 Kinetic 软件计算了地质条件下独立油相保存的地质温度。可以看出,在一般的地质条件下,独立油相存在的地质温度范围为 178~205 ℃,51%和 62.5%的原油转化率之间的差别导致地质温度之间的差别也仅在 3~6 ℃。计算的独立油相保存的地质温度与 Waples 提出的温度相差 8~12 ℃[19](表 4),而与田辉等计算的温度相差4~8 ℃[23]。这主要是由于所使用的原油活化能大小及分布类型的差异。Waples 认为高斯分布 1 kcal/mol 活化能的差异,将导致裂解温度产生 2~3 ℃的差异[19]。

4 寒武系典型探井裂解动力学分析

4.1 端元条件的界定

塔里木盆地油气储量富集在塔北、塔中和巴楚隆起上,商业油气来源于 2 套海相烃源岩:寒武系—中下奥陶统、上奥陶统烃源岩[29]。2 套烃源岩具有不同的地球化学特征[29-30],目前发现的商业原油塔北主要来自上奥陶统[31],塔中则显示了寒武系、上奥陶统 2 套烃源岩的混源贡献[32],塔东、巴楚隆起的天然气来自于寒武系烃源岩[29]。台盆区现今油气的分布与 2 套烃源岩的热演化历史密切相关,寒武系烃源岩演化快、生烃早,对应的生烃时期为加里东中晚期,上奥陶统烃源岩演化慢、生烃晚,海西晚期进入大量生排烃阶段,喜马拉雅期为寒武系烃源岩生干气时期及油气藏调整期[29]。

目前台盆区寒武系储层来自寒武系烃源岩的端元原油较少,文献中广为引用的为塔东隆起塔东 2 井寒武系—下奥陶统稠油[33],该原油经历了一定的热蚀变,原油中含有高度缩合的稠环芳烃化合物,中深 1 井下寒武统少量的凝析油具有寒武系生源的特征[15,34]。对于寒武系深层储层,加里东期为储层形成时期。

为了研究塔里木盆地寒武系深层油气赋存相态,选择塔北塔深 1 井、塔中塔参 1 井、塔东尉梨 1 井、巴楚和田 1 井典型寒武系钻井,它们分别代表了塔北演化型、塔中演化型、塔东早期快速演化后期剥蚀型、巴楚早期演化后期停滞型的寒武系(图 3,4)。依据塔河奥陶系 T740 井原油裂解动力学参数,根据油气藏充注时间、储层热历史,研究寒武系储层早期充注油气藏相态随地质历史的变化。

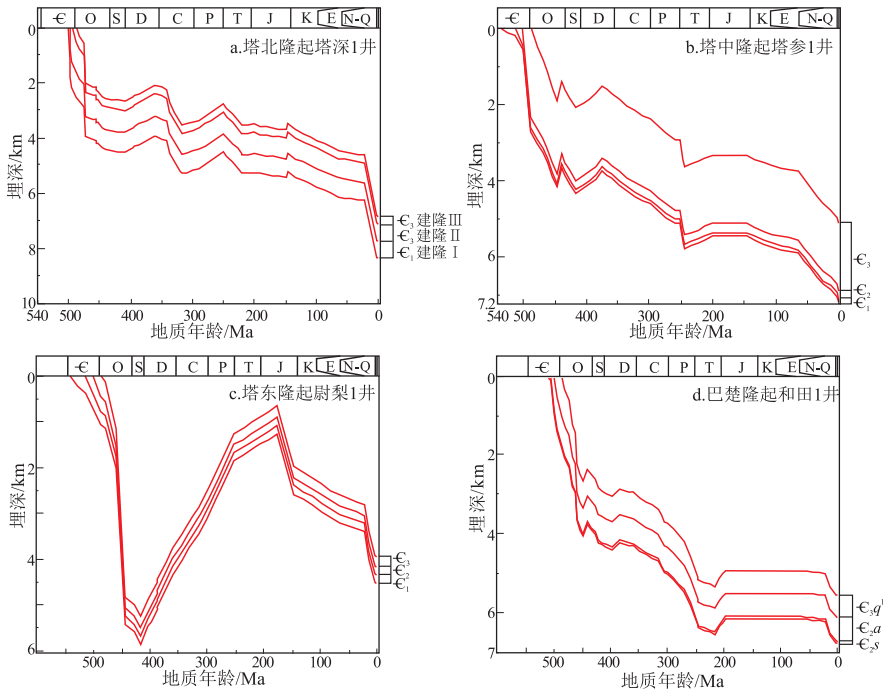

图 3 塔里木盆地典型寒武系钻井埋藏史

Fig.3 Burial history of Cambrian strata of typical wells in the Tarim Basin

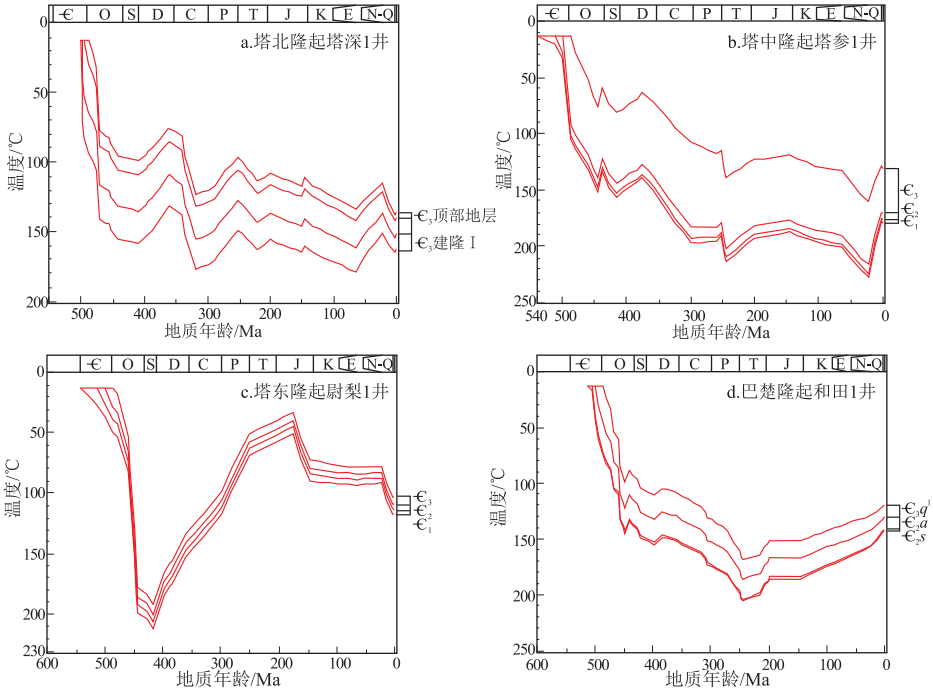

图 4　塔里木盆地典型钻井寒武系古地温

Fig.4　Paleo-temperature of the Cambrian strata of typical wells in the Tarim Basin

4.2　塔北塔深 1 井

塔深 1 井寒武系古油藏原油裂解动力学模拟方法如下:

(1)目标点:塔深 1 井寒武系建隆Ⅰ的顶部、底部,建隆Ⅲ以上寒武系地层的顶部及底部。若建隆Ⅰ顶部古油藏至今保持油相状态,则不进行建隆Ⅲ以上寒武系地层的古油藏裂解动力学的模拟。

(2)埋藏史:如图 3a。

(3)古地表温度与古地温梯度:古地表温度为 13 ℃,古地温梯度参考文献[29]。需要指出的是现今的地温梯度设为 1.78 ℃/hm,以保证与 8 331 m 的实际地层测试温度为 161.4 ℃对应。这一地温梯度比前人的 2 ℃/hm 的地温梯度略低,但现今的地温梯度的差别对原油的裂解动力学结果的影响并不明显(图 4a)。

(4)原油进驻储层时间设为 440 Ma。

各模拟点的古油藏裂解动力学模拟结果如下:

上寒武统建隆Ⅰ底部(8 408 m),代表了建隆Ⅰ古油藏的底部。建隆Ⅰ底部 8 408 m 古油藏在 309 Ma,C_1-C_5质量转化率为 49.8%;在 135 Ma,C_1-C_5质量转化率为 62%,此时独立油相消失;现今,C_1-C_5质量转化率为 74%。古油藏没有完成初次裂解过程,至今可以保持凝析油相(图 5)。

上寒武统建隆Ⅰ顶部(7 792 m),代表了建隆Ⅰ古油藏的顶部。建隆Ⅰ顶部古油藏裂解程度较低,在 309 Ma,C_1-C_5质量转化率仅为 8.9%;在 135 Ma,C_1-C_5质量转化率为 16.3%,现今,C_1-C_5质量转化率也仅为 31.9%,远远小于 51%,古油藏至今尚未达到完全裂解,仍保持油相状态(图 5)。

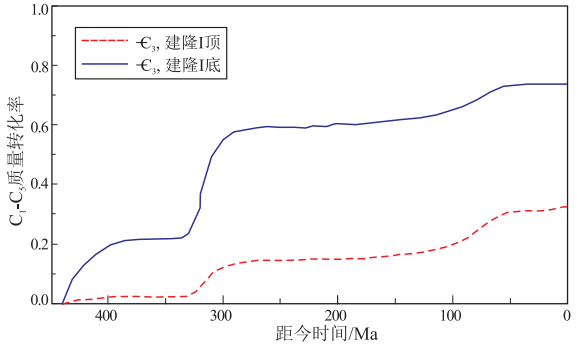

图 5　塔里木盆地塔深 1 井上寒武统建隆Ⅰ古油藏裂解动力学模型

Fig.5　Kinetic model of C_1-C_5 pyrolysis in Builtup Ⅰ reservoir in the Upper Cambrian, well Tashen 1, the Tarim Basin

需要指出的是,本文的动力学模型中没有考虑压力的效应,建隆Ⅰ底部的古油藏目前仍能保持凝析油相,目前深度为 8 331.53 m,地层压力为 90.16 MPa,若考虑此压力阶段的压力对原油裂解的抑制作用,可以使裂解温度降低 6~8 ℃,抑制程度在 10%左右[7],深部油藏就可能处于油相和凝析气的临界处。由于上寒武统建隆Ⅰ的古油藏至今仍能保持油相状态,其上部的地层至今可以保存油相状态,因此结束模拟计算。

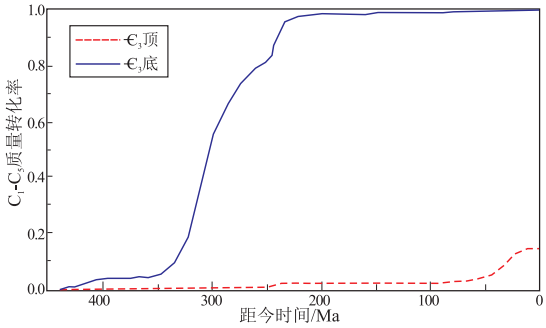

图 6 塔里木盆地塔参 1 井上寒武统古油藏裂解动力学模型

Fig.6 Kinetic model of paleo-oil reservoir cracking in the Upper Cambrian, well Tacan 1, the Tarim Basin

4.3 塔中塔参 1 井

塔参 1 井位于塔里木盆地塔中下古生界大型复式台背斜西北翼塔中 4 内幕断背斜高点上。该井在寒武系之下钻遇花岗岩类 31 m,井深 7 200 m。

塔参 1 井寒武系古地温演化见图 4b。上寒武统底部代表了上寒武统古油藏的底部。在 299 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 55%,在 286 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 66.7%,此时古油藏独立油相消失,进入凝析油相,在 199 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 99%,古油藏进入二次裂解阶段(图 6)。上寒武统顶部,代表了上寒武统古油藏的顶部。从油藏进入储层后,C_1-C_5质量转化率仅有 14%,古油藏至今可以保存独立油相[29]。

4.4 塔东尉犁 1 井

尉犁 1 井寒武系古油藏裂解动力学模型为早期快速演化、后期剥蚀型。尉犁 1 井寒武系古地温演化见图 4c。

(1)下寒武统底部,代表寒武系古油藏的最深部,C_1-C_5质量转化率在 416 Ma 分别达到 99%,古油藏在志留纪末期就完全初次裂解,以后主要发生的是天然气的二次裂解过程;下寒武统顶部,代表下寒武统古油藏的顶部,C_1-C_5质量转化率在 416 Ma 分别达到 98%,古油藏在志留纪末期基本完成了初次裂解,独立油相已消失(图 7)。

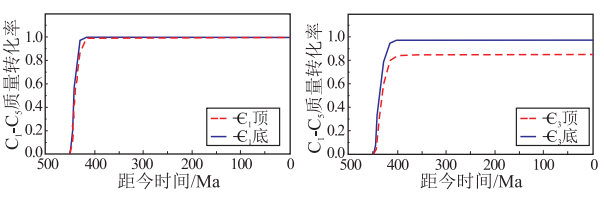

图 7 塔里木盆地尉犁 1 井寒武系古油藏裂解动力学模型

Fig.7 Kinetic model of paleo-oil reservoir cracking in the Cambrian, well Yuli 1, the Tarim Basin

(2)上寒武统底部,代表上寒武统古油藏的底部,C_1-C_5质量转化率在 402 Ma 分别达到 95%,独立油相已消失;上寒武统顶部,代表上寒武统古油藏的顶部,C_1-C_5质量转化率在 402 Ma 分别达到 79%,原油至今没有完成初次裂解,但独立油相已于志留纪消失。

由此可见,塔东地区寒武系地层中的古油藏在志留纪、泥盆纪独立油相均已消失,下寒武统古油藏在不同深度可存在不同程度的二次裂解,上寒武统古油藏裂解程度相对较低,尚未完成初次裂解。生成的天然气可能的聚集层位为寒武系地层中。由于塔东地区泥盆纪—三叠纪持续抬升,原油裂解气很难保存到侏罗纪,即便保存到侏罗纪,考虑到侏罗纪早期断裂活动,因而难以在侏罗系储层中聚集成藏。因而,塔东地区的天然气很可能是裂解程度更低的中奥陶统古油藏。

4.5 巴楚和田 1 井

和田 1 井位于巴楚隆起卡拉沙依构造带和田河西区块 6 号断背斜构造高部位,其寒武系古油藏裂解动力学模型为巴楚早期演化、后期停滞型。

和田 1 井寒武系古地温演化见图 4d。中寒武统沙依里克组底部,代表了中寒武统古油藏的底部。古油藏在 290 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 50%,此时古油藏独立油相消失,进入凝析气相,约在 226 Ma,原油 C_1-C_5质量转化率达到 1,进入天然气二次裂解阶段。中寒武统沙依里克组顶部,古油藏的裂解模式几乎与底部古油藏的裂解模式相同,在 216 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 100%,进入天然气二次裂解阶段(图 8)。

上寒武统下丘里塔格组底部,代表上寒武统古油藏的底部,古油藏在 246 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 54.9%,在 235 Ma,C_1-C_5质量转化率达到 67.7%,此时独立油相消失,古油藏进入凝析气相,约在 146 Ma,C_1-C_5质量转化率稳定在 80%;至今,C_1-C_5质量转化率为 80.9%,古油藏仍可以保持凝析气相。上寒武统下丘里塔格组顶部,代表上寒武

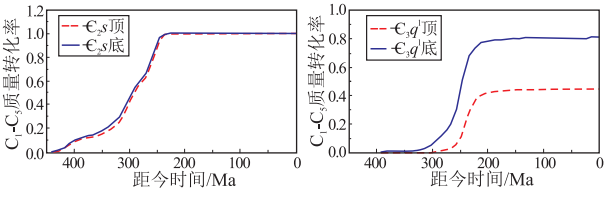

图 8 塔里木盆地和田 1 井寒武系古油藏裂解动力学模型

Fig.8 Kinetic model of paleo-oil reservoir cracking in the Cambrian, well Hetian 1, the Tarim Basin

统古油藏的顶部,古油藏现今 C_1-C_5质量转化率为 44.6%,原油至今可以保持独立油相。

从塔里木盆地四大古隆起典型寒武系油藏裂解动力学模型可以看出,中下寒武统油藏均不能以独立油相存在,因此塔中、巴楚寒武系盐下的油气勘探应以天然气、凝析油为主要目标,这与塔中隆起中深 1 井的油气勘探成果是一致的。

5　结论

(1)采用黄金管热模拟实验方法对塔里木盆地塔河油田海相稠油、正常原油及高蜡原油 3 种不同类型原油进行了热模拟实验,在频率因子 A 为 $1.78\times10^{14}s^{-1}$前提下,奥陶系稠油具有最宽的 C_1-C_5质量生成的活化能分布,范围为 56~66 kcal/mol,最低的活化能主频为 59 kcal/mol。

(2)依据奥陶系稠油裂解动力学参数,使用 Kinetic 软件计算原油作为独立油相可以至少存在于 178 ℃的储层中。

(3)依据原油裂解动力学参数,结合塔深 1 井寒武系古地温在地质时期的演化,在不考虑压力的情况下,模拟计算结果表明塔深 1 井上寒武统建隆Ⅰ顶部的古油藏至今仍能保持油相状态,建隆Ⅰ底部的古油藏能保持凝析油状态,表明塔北 8 000 m 的深层仍具有石油的勘探前景。

(4)塔中、巴楚、塔东地区典型寒武系钻井裂解动力学模拟表明,塔中、巴楚地区寒武系烃类相态可能以天然气、凝析油为主要类型。

致谢:感谢中国科学院广州地球化学研究所田辉博士、潘长春研究员在研究中给予的指导与帮助。

参考文献:

[1] Dyman T S, Crovelli R A, Bartberger C E, et al. Worldwide estimates of deep natural gas resources based on the U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000[J]. Natural Resources Research, 2002, 11(3): 207-218.

[2] 白国平,曹斌风.全球深层油气藏及其分布规律[J].石油与天然气地质,2014,35(1):19-25.
Bai Guoping, Cao Binfeng. Characteristics and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 19-25.

[3] IHS Data[DB]. Ver 1.9.0, USA, 2014.

[4] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. New York: Springer-Verleg, 1984.

[5] Knott D, Elf U K. Expands HP-HT Expertise with Elgin-Franklin development[J]. Oil & Gas Journal, 1999, 21(6): 18-22.

[6] 赵贤正,金凤鸣,王权,等.渤海湾盆地牛东 1 超深潜山高温油气藏的发现及其意义[J].石油学报,2011,32(6):915-927.
Zhao Xianzheng, Jin Fengming, Wang Quan, et al. Niudong 1 ultra-deep and ultra-high temperature subtle buried hill field in Bohai Bay Basin: Discovery and significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 915-927.

[7] Vanden broucke M, Behar F, Rudkiewicz J L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea)[J]. Organic Geochemistry, 1999, 30(9): 1105-1125.

[8] 姜兰兰,潘长春,刘金钟.矿物对原油裂解影响的实验研究[J].地球化学,2009,38(2):165-173.
Jiang Lanlan, Pan Changchun, Liu Jinzhong. Experimental study on effects of minerals on oil cracking[J]. Geochimica, 2009, 38(2): 165-173.

[9] Al Darouich T, Behar F, Largeau C. Pressure effect on the thermal cracking of the light aromatic fraction of Safaniya crude oil: Implications for deep prospects[J]. Organic Geochemistry, 2006, 37(9): 1155-1169.

[10] Behar F, Vanden broucke M. Experimental determination of the rate constants of the n-C_{25} thermal cracking at 120 400, and 800 bar: implications for high-pressure/high-temperature prospects[J]. Energy & Fuel, 1996, 10(4): 932-940.

[11] Donimé F, Bounaceur R, Scacchi G, et al. Up to what temperature is petroleum stable? New insights from a 5200 free radical reactions model[J]. Organic Geochemistry, 2002, 33(12): 1487-1499.

[12] 张水昌,帅燕华,朱光有.TSR 促进原油裂解成气:模拟实验证据[J].中国科学:D 辑:地球科学,2008,38(3):307-311.
Zhang Shuichang, Shuai Yanhua, Zhu Guangyou. TSR promotes the formation of oil-cracking to gas: evidence from simulation experiment[J]. Science in China: Series D: Earth Sciences, 2008, 51(3): 451-455.

[13] 翟晓先,顾忆,钱一雄,等.塔里木盆地塔深 1 井寒武系油气地球化学特征[J].石油实验地质,2007,29(4):329-333.
Zhai Xiaoxian, Gu Yi, Qian Yixiong, et al. Geochemical characteristics of the Cambrian oil and gas in well Tashen 1, The Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(4): 329-333.

[14] 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(3):1344-1347.
Zhu Guangyou, Yang Haijun, Su Jin, et al. True exploration potential of marine oils in the Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2012, 28(3): 1333-1347.

[15] 王招明,谢会文,陈永权,等.塔里木盆地中深 1 井寒武系盐下白云岩原生油气藏的发现与勘探意义[J].中国石油勘探,2014,19(2):1-13.
Wang Zhaoming, Xie Huiwen, Chen Yongquan, et al. Discovery and exploration of Cambrian subsalt dolomite original hydrocarbon reservoir at Zhongshen-1 well in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(2): 1-13.

[16] Wang Y P, Zhang S C, Wang F Y, et al. Thermal cracking history by laboratory kinetic simulation of Paleozoic oil in eastern Tarim Basin, NW China, implications for the occurrence of residual oil reservoirs[J]. Organic Geochemistry, 2006, 36(12): 1803-1815.

[17] 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.

[18] Schenk H J, diPrimio 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.

[19] 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.

[20] Horsfield B, Schenk H J, Mills N, et al. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas: compositional and kinetic findings from closed-system programmed-temperature pyrolysis[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1/3): 191-204.

[21] 王铜山,耿安松,熊永强,等.塔里木盆地海相原油及其沥青质裂解生气动力学模拟研究[J].石油学报,2008,29(2):167-172.
Wang Tongshan, Geng Ansong, Xiong Yongqiang, et al. Kinetic simulation study on generation of gaseous hydrocarbons from the pyrolysis of marine crude oil and its asphaltene in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 167-172.

[22] 王云鹏,赵长毅,王兆云,等.利用生烃动力学方法确定海相有机质的主生气期及其初步应用[J].石油勘探与开发,2005,32(4):153-158.
Wang Yunpeng, Zhao Changyi, Wang Zhaoyun, et al. Kinetic method for determining the main gas-generation period of marine organic matters and its application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 153-158.

[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] 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.

[25] 李贤庆,仰云峰,田辉,等.原油裂解成气动力学参数及其应用研究[J].沉积学报,2012,30(6):1156-1164.
Li Xianqing, Yang Yunfeng, Tian Hui, et al. Study on kinetic parameters of crude oil cracking gas and its application[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(6): 1156-1164.

[26] 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.

[27] McCain W D Jr, Bridges B. Volatile oils and retrograde gases: What's the difference[J]. Petroleum Engineer International, 1994, 66(1): 35-36.

[28] Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology[M]. 2nd ed. New York: W. H. Freeman and Company, 1996.

[29] 张水昌,梁狄刚,张宝民,等.塔里木盆地海相油气的生成[M].北京:石油工业出版社,2004.
Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Baoming, et al. The generation of marine oil in the Tarim Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Publishing Press, 2004.

[30] 马安来,金之钧,张水昌,等.塔里木盆地寒武—奥陶系烃源岩的分子地球化学特征[J].地球化学,2006,35(6):593-601.
Ma Anlai, Jin Zhijun, Zhang Shuichang, et al. Molecular geochemical characteristics of Cambrian-Ordovician source rocks in Tarim Basin, NW China[J]. Geochimica, 2006, 35(6): 593-601.

[31] 马安来,张水昌,张大江,等.轮南、塔河油田稠油油源对比[J].石油与天然气地质,2004,25(1):31-38.
Ma Anlai, Zhang Shuichang, Zhang Dajiang, et al. Oil and source correlation in Lunnan and Tahe heavy oil fields[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(1): 31-38.

[32] 李素梅,庞雄奇,杨海军,等.塔里木盆地海相油气源与混源成藏模式[J].地球科学:中国地质大学学报,2010,35(4):663-673.
Li Sumei, Pang Xiongqi, Yang Haijun, et al. Generation, migration and accumulation model for the marine oils in the Tarim Basin[J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2010, 35(4): 663-673.

[33] 张水昌,王招明,王飞宇,等.塔里木盆地塔东2油藏形成历史:原油稳定性与裂解作用实例研究[J].石油勘探与开发,2004,31(6):25-31.
Zhang Shuichang, Wang Zhaoming, Wang Feiyu, et al. Oil accumulation history in Tadong 2 oil reservoir in Tarim Basin, NW China: A case study of oil stability and cracking[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 25-31.

[34] 王铁冠,宋到福,李美俊,等.塔里木盆地顺南—古城地区奥陶系鹰山组天然气气源与深层天然气勘探前景[J].石油与天然气地质,2014,35(6):753-762.
Wang Tieguan, Song Daofu, Li Meijun, et al. Natural gas source and deep gas exploration potential of the Ordovician Yingshan Formation in the Shunnan-Guchengregion, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 753-762.

(编辑 黄 娟)