

文章编号: 1001- 6112(2004)06- 0580- 05

应用生烃动力学方法研究 渤海湾盆地埕岛油田成藏地质时期

陈永红^{1,2}, 鹿洪友^{1,2}, 曾庆辉^{1,2}, 肖贤明^{1,2}, TANG Yong-chun³

(1. 中国科学院 广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640;

2. 中国科学院 研究生院, 北京 100039; 3. 加州理工学院 环境与能源研究中心, 加利福尼亚 巴萨迪那 CA61 769)

摘要: 渤海湾盆地埕岛油田油气成因与成藏较复杂, 对成藏期次与时间一直存在疑问。本研究应用多冷阱热解气相色谱仪及相匹配的 Kinetics 软件, 研究了该盆地典型 E_s^3 与 E_d^2 暗色泥岩生烃动力学参数, 并在此基础上对该油田油源区埕北凹陷与沙南凹陷生油岩生烃史进行了模拟计算。结果表明, 埕北凹陷 E_s^3 生油岩主体在 5 Ma 后才开始明显生烃, 目前 C_{75} 转化率已达 0.65 左右; 沙南凹陷 E_s^3 生油岩生烃作用发生在 2 Ma 以后, 现今 C_{75} 转化率在 0.24 左右, 这 2 个凹陷 E_d^2 生油岩尚处在未成熟阶段。埕岛油田主体存在 2 个有效的油气聚集系统: 潜山—东营组下段与东营组上段—明化镇组。结合这 2 套油气聚集系统地质与地化特征, 研究认为: 下部潜山—东营组下段油气聚集系统油气主要来源于埕北凹陷 E_s^3 生油岩早期生成的油气, 上部东营组上段—明化镇组油气聚集系统油气来源于埕北凹陷 E_s^3 生油岩在较高成熟阶段生成的油气。沙南凹陷 E_s^3 生油岩可能对斜坡带潜山油气藏有一定贡献。

关键词: 成藏时间; 烃源岩; 生烃动力学; 埕岛油田; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122. 1

文献标识码: A

埕岛油田位于渤海湾盆地埕北低隆起东南端。勘探实践证明, 它是一个以上第三系披覆背斜油藏为主, 并广泛发育下第三系超覆—披覆的构造、岩性、地层油藏以及前第三系潜山油藏的大型复式油气聚集带(图 1)^[1-3]。埕岛油田主体包括 2 个有效的油气聚集系统: 潜山—东营组下段聚集系统与东营组上段—明化镇组聚集系统^[3], 本文分别简称为下部与上部系统, 目前探明储量 90% 以上在上部聚集系统内^[4,5]。埕岛油田已有研究工作表明, 埕岛油田上述 2 套聚集系统内油气性质存在一定差别, 并认为主要是不同地质时期油气注入的结果^[3-5]。从石油地质角度考虑, 埕岛油田主体的油气有 2 个可能的来源: 埕北凹陷与沙南凹陷。对这 2 个凹陷油气生成历史所见资料不多, 这在一定程度上限制了对埕岛油田成因的认识。因此, 有必要对埕岛油田油源区生烃史进行详细研究。

近年来, 油气地球化学领域的一项重要进展是发展了生烃动力学研究方法^[6-11]。应用生烃动力学方法将热模拟实验结果外推至地质条件下的生烃过程, 进行烃源岩油气评价^[5-13]。这项研究在国外已得到普遍推广应用, 近年来也开始应用于国内有

些盆地的烃源岩评价。本研究应用生烃动力学方法, 对埕岛油田主体的 2 个可能的油源区: 沙南凹陷

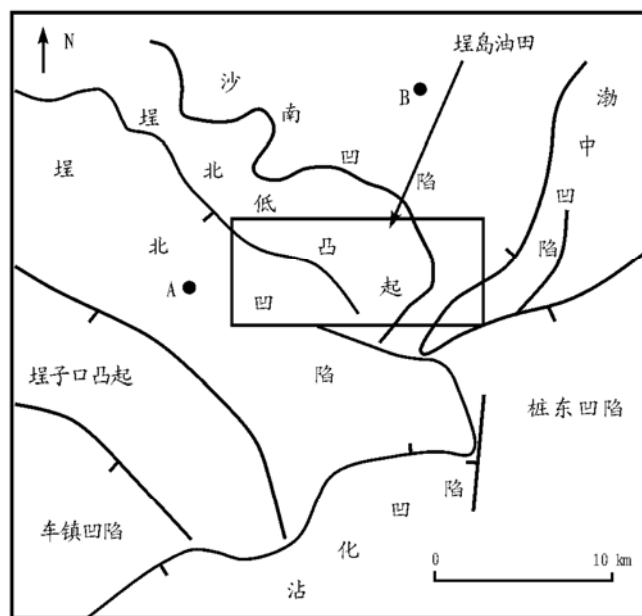


图 1 埕岛油田区域构造位置示意图

A. 埕北凹陷生烃史模拟计算点;
B. 沙南凹陷生烃史模拟计算点

Fig. 1 Sketch map showing geological position of the Chengdao Oil Field

收稿日期: 2004- 02- 06; 修订日期: 2004- 09- 16.

基金项目: 国家自然科学基金(40072043).

作者简介: 陈永红(1965—), 男(汉族), 山东商河人, 博士研究生、高级工程师, 主要从事油气地质研究.

表1 热模拟样品有机地球化学分析结果

Table 1 Organic geochemical analysis results of thermal simulation samples

样号	井号	孔深/m	地层时代	岩性	Rock-Eval 分析结果					类型
					TOC, %	S ₁ /(mg·g ⁻¹)	S ₂ /(mg·g ⁻¹)	HII/(mg·g ⁻¹)	T _{max} /°C	
CFD	CFD23- 1- 1	3 399~ 3 345	E _s ³	灰黑泥岩	3.60	0.58	18.36	510	432	㊟
CB	CB32	2 972~ 2 968	E _d ²	灰褐泥岩	2.34	0.08	8.02	342	432	㊟

与埕北凹陷烃源岩生烃史进行了研究,并在综合的基础上,对该油田上述2套油气聚集系统的油气充注时间与来源进行了探讨。

1 实验方法与样品

本研究烃源岩生烃动力学实验在美国加州理工学院完成,使用仪器为多冷阱热气相色谱仪(简称MCTP-GC)。该仪器是目前研究生烃动力学参数较有效的手段,主要特点是可把有机质热解过程在不同成熟阶段产生的热解产物分别收集,进行GC分析,进而可得GC谱图上任一可识别组分的转化率数据,进而获取生烃动力学参数。该仪器工作原理详见Tang和Stauffer(1993)^[9]。

本研究热解生烃动力学实验样品取自渤中坳陷南部的CFD23- 1- 1井与CB32井。分析结果表明这2个样品成熟度较低,母质类型均为㊟型(表1)。实验过程如下:称取全岩样品10~15 mg,首先在300 °C温度下加热3 min以去除吸附烃,然后以10 °C/min与1 °C/min的升温速率进行热解,分10个热解段,终温为600 °C,并将不同温度段的热解产物由氦气携带进入冷阱,热解结束后,冷阱被加热至300 °C,冷阱中的热解产物送入GC进行分析。上述全套过程由计算机控制。

MCTP-GC模拟的过程相当于开放体系。地质资料表明埕岛油田油源区通过断层与不整合面与储集岩相沟通,有较好的运移通道^[3-5],因此用该系统求取生烃动力学参数比较适应该区地质条件。

2 结果与讨论

2.1 烃源岩生烃动力学参数

MCTP-GC分析结果不能直接获得烃产率具体数据,它只能求取烃转化率^[9-11]。本研究根据MCTP-GC分析产物特点,对烃产物进行如下分组:1)气态烃部分C₁₋₅;2)轻质油部分C₆₋₁₂;3)重质油部分C₁₃。对这3组组分计算了转化率。

生烃动力学参数采用美国Lawrence Livermore

国家实验室Kinetics软件进行处理与计算。数据处理与计算方法参见Tang等(1993)^[9]。生烃动力学参数计算结果见表2。从中可见,本研究样品活化能分布有这样一种规律:烃类组成分子量越低,其生成活化能越大。

2.2 生烃史模拟计算结果

应用上述生烃动力学参数,根据埋藏史与热史,应用Kinetics软件可计算烃源岩生烃史。

2.2.1 地质参数

与生烃动力学计算有关的地质参数如下:

1)埋藏史:沙南凹陷与埕北凹陷模拟计算点见图1。简化的埋藏史见图2。沙南凹陷与埕北凹陷新生界地层属于连续沉降。模拟计算点选择E_s³底与E_d²底;模拟计算点的埋深具有较好的代表性。

2)古地温梯度:渤中坳陷现今古地温梯度平均为3.4 °C/100m^[14]。据研究,第三纪以来,古地温

表2 生烃动力学参数计算结果

Table 2 Kinetics parameters of hydrocarbon generation of the studied samples

井号	地层时代	烃类组分	活化能分布/(kJ·mol ⁻¹)
			最小值~最大值/主峰
CB23- 1- 1	E _s ³	C ₁₃	209~ 293/255
		C ₆₋₁₂	217~ 300/263
		C ₁₋₅	200~ 330/294
CB32	E _d ²	C ₁₃	242~ 293/255
		C ₆₋₁₂	213~ 300/263
		C ₁₋₅	242~ 330/284

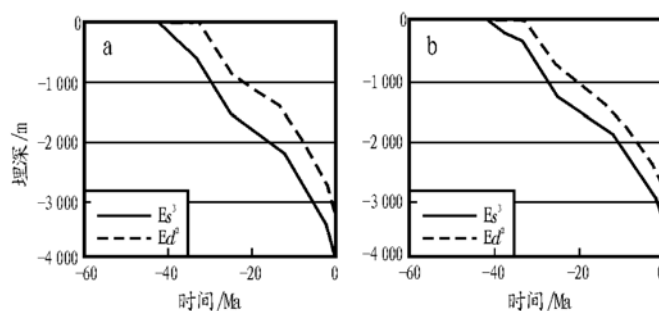


图2 沙南凹陷(a)与埕北凹陷(b)模拟计算点烃源岩埋藏史略图

Fig. 2 Burial history of source rocks from the Sha'n'an Depression (a) and the Chengbei Depression (b)

梯度不低于现今地温梯度,取 3.4 °C/100 m 计算^[14,15]。

3) 古地表温度: 第三纪 20 °C, 第四纪 15 °C^[15]。

2.2.2 生烃史计算结果

埕北凹陷与沙南凹陷 Es³ 与 Ed² 生油岩生烃史模拟计算结果见图 3 和图 4。从中可见, 2 个凹陷 Ed 生油岩尚处在未成熟阶段, Ci₃ 转化率均在 0.1 以下, 对埕岛油田油气聚集没有贡献。埕北凹陷 Es³ 生油岩在 5 Ma 后开始明显生烃, 目前 Ci₃ 转化率已达 0.65, 说明生油岩处在成熟阶段。沙南凹陷 Es³ 生油岩生油较晚, 在 2 Ma 以后才明显生烃, 生油岩 Ci₃ 现今转化率在 0.24 左右。

2.2.3 埕岛油田成藏时期与油源

根据廖永胜等(1997)^[3]的研究, 埕岛油田主体下部聚集系统与上部聚集系统原油均来源于 Es³ 生油岩, 但成熟度不同。上部聚集系统成熟度较高, 原油 C₂₉ 甾烷 20S/20(S+R) 高达 0.49~0.51, 相当于烃源岩在校正镜质组反射率 VR₀ 为 0.78%~0.82% 时产出的原油; 下部聚集系统成熟度较低, 原油 C₂₉ 甾烷 20S/20(S+R) 在 0.42 左右, 对应 VR₀ 为 0.68%~0.70%。从这 2 类原油的分布来看, 以浅部聚集系统为主, 占总资源量的 90% 以上。目前, 对这 2 套聚集系统的形成仍存在较多的疑问, 如充注时间、充注过程、油气来源等。从石油地质角度考虑, 埕北凹陷与沙南凹陷生成的油气均可向埕岛油田运聚, 问题的关键在于是否有充足的油源。

本研究认为, 埕岛油田上述 2 套油气聚集系统可以这样解释: 埕北凹陷 Es³ 生油岩早期生成的油气沿埕北断层运移, 在就近的储集部位充注, 如潜山带与 Ed² 储层, 形成了下部聚集系统。随着烃源岩成熟度的进一步增加, 生成的大量油气继续沿埕北断层运移, 在早期充注过的储集层部位受阻, 向上继续运移至东营组上段—明化镇组储层内储集, 形成了成熟度较高的上部油气聚集系统(图 5)。因此, 埕岛油田这 2 套聚集系统的形成是埕北凹陷油气生成运聚连续过程的 2 个阶段。

据研究, 东营凹陷 Es³ 生油岩 Ci₃ 转化率与镜质组 VR₀ 的对应关系大致是: Ci₃ 转化率 0.10%~0.25% 对应 VR₀ 0.65%~0.70%, Ci₃ 转化率 0.70% 对应 VR₀ 0.85% 左右^[10]。据此, 结合图 6, 可以认为下部聚集系统油气充注时间在 2~5Ma 期间, 上部聚集系统充注时间在 2Ma 以后。

此外, 沙南凹陷 Es³ 生油岩在 2Ma 后也开始明显生烃, 并可沿由断层、不整合面构成的运移通道运移。由于沙南凹陷 Es³ 生油岩成熟度不高, 主体仍处在低

成熟阶段, 生成的油气规模较小, 主要聚集在近烃源岩的储集层, 如古生代潜山, 形成油气的地化性质与埕北凹陷 Es³ 生油岩早期生成的油气类似(图 5)。

由此可见, 埕岛油田这 2 套油气聚集系统主要来源于埕北凹陷 Es³ 生油岩, 是生烃—运聚连续过程的 2 个阶段。深部聚集系统形成较早, 大约在 2~5Ma 之间; 浅部系统形成较晚, 在 2Ma 以后。在靠近沙南凹陷的下部聚集系统, 可能有沙南凹陷 Es³ 生油岩在 2Ma 以后生成的油气贡献。

3 结论

1) 应用多冷阱热解气相色谱仪获取了渤中凹陷典型 Es³ 与 Ed² 生油岩 C₁₋₅, C₆₋₁₂, Ci₃ 生成活化能

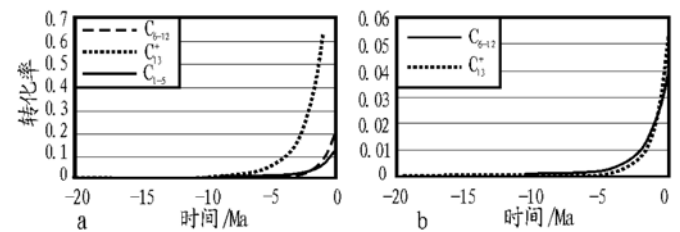


图 3 埕北凹陷 Es³ (a) 和 Ed² (b) 生油岩生烃史模拟计算结果

Fig. 3 Hydrocarbon generation history of Es³ (a) and Ed² (b) source rocks from the Chengbei Depression

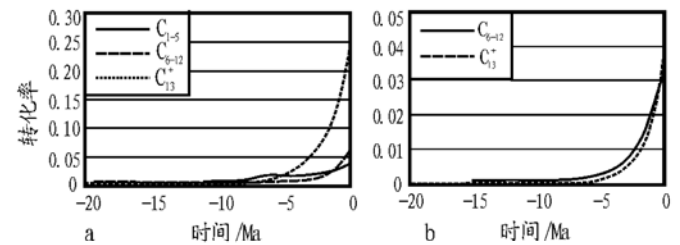


图 4 沙南凹陷 Es³ (a) 和 Ed² (b) 生油岩生烃史模拟计算结果

Fig. 4 Hydrocarbon generation history of Es³ (a) and Ed² (b) source rocks from the Shaan Depression

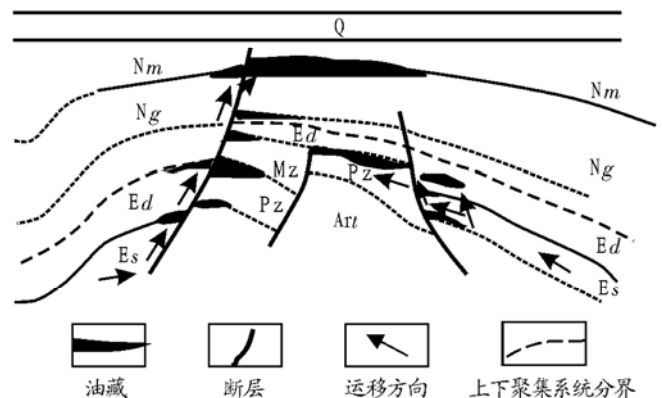


图 5 埕岛油田 2 套聚集系统形成示意图

Fig. 5 Sketch map showing formation of 2 petroleum accumulation systems from the Chengdao Depression

分布。应用 Kinetics 动力学软件与上述动力学参数,对埕北凹陷与沙南凹陷生油岩生烃规律进行了模拟计算。结果表明 E_d^2 生油岩尚处在未成熟阶段;埕北凹陷 E_s^3 生油岩生烃作用出现在 5 Ma,目前已进入主生油阶段;沙南凹陷 E_s^3 生油岩在 2 Ma 进入成熟阶段,目前仍处于低成熟阶段。

2) 埕岛油田主体发现的 2 套油气聚集系统主要来源于埕北凹陷 E_s^3 生油岩,早期生成的较低成熟度油气在近油源的潜山及下东营组储层充注形成下部聚集系统;晚期形成的成熟原油沿埕北断层运移至浅部储层聚集,形成上部聚集系统。在近沙南凹陷的深部聚集系统可能还有来源于沙南凹陷 E_s^3 形成的较低成熟度油气的贡献。

参考文献:

- 1 杨凤丽,才巨宏.埕岛油田馆陶组上段的定量地震相分析及砂体预测[J].石油实验地质,1998,20(2):143~148
- 2 陈广安,张善文.试论埕岛和桩西之间低潜山的勘探[J].石油实验地质,24(4):306~310
- 3 廖永胜,才巨宏,刘慧民等.油气运聚系统的地球化学研究[A].见:杜贤樾编.胜利油区勘探开发论文集[C].北京:地质出版社,1997.104~120
- 4 杨凤丽,周祖翼,王永诗等.埕岛大油田形成机理与油气成藏模式[J].勘探家,2001,5(4):16~18

- 5 杨凤丽,周祖翼,廖永胜.埕岛复杂油气田的油气运聚系统分析[J].同济大学学报,2001,29(7):238~245
- 6 Ritter U K, Myhr M B, Vinge T, et al. Experimental heating and kinetic models of source rocks: comparison of different methods[J]. Org Geochem, 1995, 23(1):1~9
- 7 Ungger P, Pelet R. Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins[J]. Nature, 1987, 327(1):52~54
- 8 Ungerer P. State of the art of research in kinetics modeling of oil formation and expulsion[J]. Org Geochem, 16(1~3):1~25
- 9 Tang Y, Stauffer M. Multiple cold trap pyrolysis gas chromatography: a new technique for modeling hydrocarbon generation[J]. Org Geochem, 1993, 22(3~5):863~972
- 10 刘金钟,唐永春.多冷阱热解气相色谱仪对生烃动力学研究[J].科学通报,1996,41(11):1021~1024
- 11 王建宝,肖贤明,郭汝泰.渤海湾盆地东营凹陷烃源岩生烃动力学研究[J].石油实验地质,2003,25(4):403~409
- 12 刘金钟,唐永春.用干酪根生烃动力学方法预测甲烷生成量[J].科学通报,1998,43(11):1187~1191
- 13 高喜龙,肖贤明,王建宝.用开放体系的热解方法对烃源岩生烃动力学研究[J].地球化学,2003,32(5):485~490
- 14 中国石油地质志编委会.中国石油地质志.第16卷(上册)[M].北京:石油工业出版社,1990.32~161
- 15 米立军.新构造运动与渤海海域上第三系大型油气田[J].中国海上油气(地质),2001,15(1):21~28

INVESTIGATION ON THE POOL-FORMING TIME OF THE CHENGDAO OILFIELD IN THE BOHAIWAN BASIN USING THE HYDROCARBON GENERATION KINETICS METHOD

CHEN Yong-hong^{1,2}, LU Hong-you^{1,2}, ZENG Qing-hui^{1,2}, XIAO Xian-ming^{1,2}, TANG Yong-chun³

(1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China; 2. Graduate School, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100039, China; 3. Californian Institute of Technology, Pasadena, California CA 61 769, USA)

Abstract: The Chengdao oilfield of the Bohaiwan Basin is characterised by complicated petroleum infilling history. Up to now, there still remain some problems to be solved. In this paper, the multi-cool traps GC, a patented instrument from the Californian Institute of Technology, is used, combined with related Kinetics software, to investigate hydrocarbon generation kinetics parameters of 2 typical source rocks from the southern part of Bozhong Depression. Based on this, petroleum generation history of source rocks from the Chengbei Depression and Sha'nan Depression is modeled with Kinetics software. The results have shown that, the E_s^3 source rocks from Chengbei Depression entered into oil window about 5 Ma ago, and the present conversion of hydrocarbons C_{13}^+ has reached 0.65. The E_s^3 source rocks from Sha'nan Depression have lower maturation level, with petroleum generation occurring 2 Ma ago, and the present C_{13}^+ conversion has reached 0.24. However, the E_d^2 source rocks from these 2 depressions have not become mature. The Chengdao oilfield can be subdivided into 2 petroleum accumulation systems: the lower system of buried

hill-lower Dongying Formation and the upper system of upper Dongying Formation-Minghuazhen Formation. Combined with petroleum geology and geochemistry of the petroleum accumulation systems, it is believed that, the lower accumulation system is mainly related to the earlier formed petroleum from the Es³ source rocks from Chengbei Depression, and petroleum in the upper accumulation system originated from the later stage petroleum generation of the Es³ source rocks from Chengbei Depression. The Es³ source rocks from Sha'nan Depression possibly have contribution to the lower accumulation system near slope area.

Key words: petroleum infilling time; source rock; hydrocarbon generation kinetics; the Chengdao oilfield; the Bohaiwan Basin

(continued from page 579)

APPLICATION OF HYDROCARBON GEOCHEMICAL EXPLORATION TECHNIQUE IN NATURAL GAS EXPLORATION

ZHAO Ke-bin^{1,2}, SUN Chang-qing^{1,2}

(1. China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 2. Hefei Institute
of Petroleum Geochemical Exploration, SINOPEC, Hefei 230022, China)

Abstract: Oil and gas geochemical exploration technique is a direct exploration technique based on the detection of the subtle matters dominated by hydrocarbon gases. With its unique advantages of being quick, effective and cheap, this technique can play a positive role in natural gas exploration. By means of study of the characteristics of the geochemical indicators and their anomaly distribution regularities over the typical known gas reservoirs, the most suitable geochemical indicators and methods for natural gas exploration were proposed. And by taking Xinchang Gasfield as an example, the authors explored the formation of geochemical anomaly provides additional supports for the effectiveness of the oil and gas geochemical exploration technique in the exploration for natural gas.

Key words: oil and gas geochemical exploration; natural gas; anomalous pattern