

准噶尔盆地南缘中二叠统烃源岩 封闭体系生烃热模拟实验分析

秦黎明^{1,2}, 张枝焕², 朱雷², 刘洪军³, 席伟军²

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101;

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 西安石油大学油气资源学院, 陕西 西安 710065)

摘要:通过对准噶尔盆地妖魔山与大龙口剖面的2个烃源岩样品进行封闭体系模拟实验分析, 获取不同温度条件下中二叠统烃源岩生油气量及相关地球化学参数, 研究该地区Ⅰ型干酪根与Ⅱ₁型干酪根的生烃演化模式, 另外, 选取该地区的相关地球化学参数与烃源岩厚度, 计算淮南缘中二叠统烃源岩至现今的天然气不同组分强度。结果表明: 二叠系烃源岩Ⅰ型干酪根生油气量明显高于Ⅱ₁型干酪根, 生油能力持续时间长, 生油区间的 R_o 值为0.6%~2.0%; Ⅱ₁型干酪根生油能力明显较弱, 生油区间 R_o 值为0.7%~1.3%。Ⅰ型干酪根生气的 R_o 值从1.3%开始, 生气量逐渐增加, Ⅱ₁型干酪根生气要早一些, 从 R_o 值为1.0%时开始, 生气量也明显低于Ⅰ型。3个剖面以大龙口地区二叠系烃源岩的生气强度最高, 为 $167.52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 甲烷与乙烷的强度也最高; 其次为妖魔山剖面, 生气强度为 $118.88 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; 红雁池剖面的生气强度最低, 为 $11.46 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。总体而言, 准噶尔盆地南缘生气潜力较高, 勘探前景广阔。

关键词: 生气强度; 封闭体系模拟实验; 中二叠统烃源岩; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2011)05-0860-06

引用格式: 秦黎明, 张枝焕, 朱雷, 等. 准噶尔盆地南缘中二叠统烃源岩封闭体系生烃热模拟实验分析[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 860-865.

0 引言

前人^[1-10]对烃源岩生烃量的定量表征方法主要包括生烃模拟实验和盆地模拟2种, 生烃模拟实验包括开放体系、封闭体系及半封闭体系3种环境。封闭体系不仅可以模拟不同热演化阶段烃源岩的生油量, 还能模拟烃源岩最大生气量, 成为烃源岩定量表征的主要方法之一。对整个准噶尔盆地而言, 二叠系烃源岩生烃潜力极好, 油源贡献分布广, 西北缘、腹部及东部多数区域油气主要来源于二叠系烃源岩, 然而在南缘却未发现来源于二叠系的大型油气田。从野外地质剖面如妖魔山剖面、红雁池剖面

以及大龙口剖面均可发现优质烃源岩层段。由此, 本文通过封闭体系生烃模拟实验的方法来研究二叠系不同干酪根类型烃源岩的生烃潜力变化, 为今后的油气勘探提供参考。

1 实验条件

封闭体系的模拟实验采用胜利油田地质科学研究院的高压釜热模拟实验装置。封闭体系的实验装置见图1, 高压釜由GH4169高温合金制造, 指标温度高达800℃, 内部流压可达100MPa, 实验温度点分别为300℃、325℃、350℃、400℃、450℃和500℃, 每个温度点加热24h。实验过程结束后分别收集气

收稿日期: 2011-04-01; 修回日期: 2011-05-18.

基金项目: 国家重点基础研究发展计划“973”课题(编号: 2006CB202303); 国家科技“十一五”重大专项专题之“中西部重点碎屑岩领域油气富集规律与分布预测”联合资助。

作者简介: 秦黎明(1984-), 男, 山东潍坊人, 工程师, 博士, 主要从事测录井与石油地质研究. E-mail: qinliming2006 @ 126.com.

体与热解油,气体等冷却后再收集,残留热解油则用氯仿萃取后收集,并且将其进行族组分分离,饱和烃与芳烃采用气相色谱分析。残渣分别作有机碳与热解分析,并获取干酪根,测定 R_o 值。

选取了准噶尔盆地南缘中二叠统芦草沟组 (P_2l) 2 个野外露头样品,其有机质类型分别为 I 型

与 II_1 型,样品的 R_o 值低(用于模拟实验样品基本的情况见表 1),可满足模拟整个烃源岩演化过程与生烃特征的要求。通过实验可以得到不同演化程度下烃源岩的生烃特征,并且确定其内在物质基础的变化特征以及含有生物标志物的相对含量与参数的演化特征。

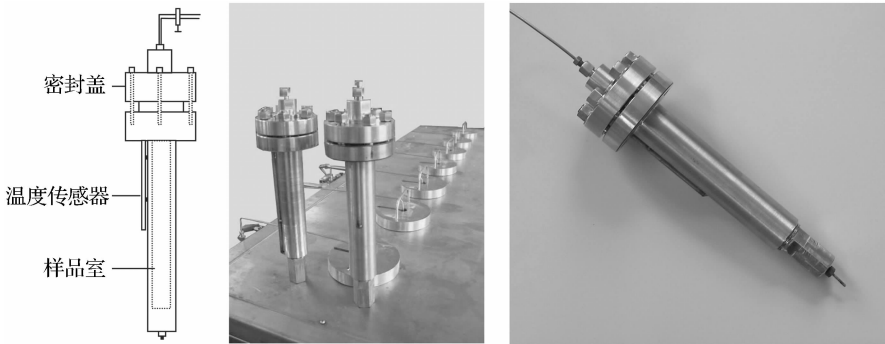


图 1 封闭体系热模拟实验装置

表 1 热模拟实验样品的常规地球化学参数

样品号	层位	岩性	$S_1+S_2/(mg/g)$	$T_{max}/^{\circ}C$	$S_4/(mg/g)$	TOC/%	有机质类型	$I_H/(mg/g)$	$R_o/\%$
YM-8	P_2l	深灰色泥岩	17.71	439	37.38	5.21	II_1	336	0.50
DLK-28	P_2l	黑色页岩	89.38	437	61.69	13.59	I	648	0.58

2 实验结果讨论

2.1 液态产物的变化

样品 YM-8(II_1 型干酪根)在 $300^{\circ}C$ 、 $325^{\circ}C$ 、 $350^{\circ}C$ 、 $400^{\circ}C$ 、 $450^{\circ}C$ 和 $500^{\circ}C$ 的 5 个温度点模拟实验得到残渣的 R_o 值分别为 0.55%、0.69%、0.75%、1.31% 和 2.02%。热解油量与 R_o 值的关系如图 2a 所示,在 $R_o=0.55\%$ 时,热解量较低;随 R_o 值增加,热解量增加,在 $R_o=1.0\%$ 左右时,热解油量达到高峰,可达 80 mg/g_{TOC} ,之后热解油量逐渐降低;至 R_o 值达到 2.0% 左右时,热解油量仍为 30 mg/g_{TOC} 。

DLK-28 样品(I 型干酪根,油页岩)在 $300^{\circ}C$ 、 $325^{\circ}C$ 、 $350^{\circ}C$ 、 $400^{\circ}C$ 、 $450^{\circ}C$ 与 $500^{\circ}C$ 6 个温度点模拟实验得到残渣的 R_o 值分别为 0.7%、0.75%、0.85%、1.22%、1.88% 与 2.22%。热解油量与 R_o 的关系如图 2b 所示,从图中可以看出,油页岩的生排烃模式不同于泥岩样品, R_o 值在 0.7% 左右时,热解油量较低,但仍可达 100 mg/g_{TOC} ;随演化程度的增加, R_o 值在 0.9% 左右时,热解油达到高峰,为 800 mg/g_{TOC} ;在 R_o 值达到 2.0% 左右时,几乎无热解油量。

2.2 气态产物的变化

气态产物包括甲烷、乙烷、丙烷、丁烷和戊烷,并

且检测到了 CO_2 与 N_2 。YM-8 样品(II_1 型干酪根)气态产物与 R_o 值关系如图所示(图 3a),从中可以看出,甲烷、乙烷与丙烷的产率随着 R_o 值逐渐增大,其中甲烷的产率持续增加,而戊烷的产率在 R_o 值为 1.2% 左右达到峰值,丁烷在 R_o 值为 1.9% 左右达到峰值。甲烷最高累积产率在 1.0% 左右,总气累积产率在 2.2% 左右, CO_2 累积产率在 2.0% 左右,烷烃气体与 CO_2 的产率在 R_o 值大于 1.0% 之后均有迅速增加的趋势。

DLK-28 样品(I 型干酪根)气态产物与 R_o 值关系如图所示(图 3b),从图中可以看到,甲烷、乙烷的产率随 R_o 值的增大而增加,而丁烷与丙烷的产率在 R_o 值为 2.0% 左右达到峰值,戊烷的产率在 R_o 值大于 1.3% 左右达到峰值, CO_2 的产率随 R_o 值增加而增加,烷烃类气体在 R_o 值大于 2.1% 之后迅速增加。总累积产率达到 8%, CO_2 的累积产率达到 2%。

2.3 热解油常规饱和烃化合物的演化特征

图 4 为 YM-8 样品与 DLK-28 样品不同演化程度的抽提物饱和烃总离子流图, R_o 值在 0.7%~1.3% 范围内,随演化程度的增加,正构烷烃的主峰碳数迁移,低碳数正构烷烃逐渐增加,YM-8 样品的轻重比 C_{21}^{-}/C_{22}^{+} 值与 C_{21+22}/C_{28+29} 值有增加的趋

势,DLK-28 样品 C_{21-}/C_{22+} 值变化不明显,而 C_{21+22}/C_{28+29} 值有降低的趋势。类异戊二烯烷烃含量较低,YM-8 样品的 Pr/Ph 值随 R_o 值增加而增加,DLK-28 样品的 Pr/Ph 值也有一些变化,但变化幅度不大,其余相关参数 Pr/ nC_{17} 、Ph/ nC_{18} 、CPI 值与 OEP 值也有一些变化,在 R_o 值达到 1.3‰之后,

烃源岩中生物标志化合物的含量很低,几乎无姥蛟烷与植烷的分布,并失去了指示意义(表 2)。因此,能够反映烃源岩生源与沉积环境的参数即使在成熟生油阶段也会受到热演化的影响,在应用这些生物标志化合物的参数用于判识沉积环境与母质生源时需要综合利用各类参数来分析。

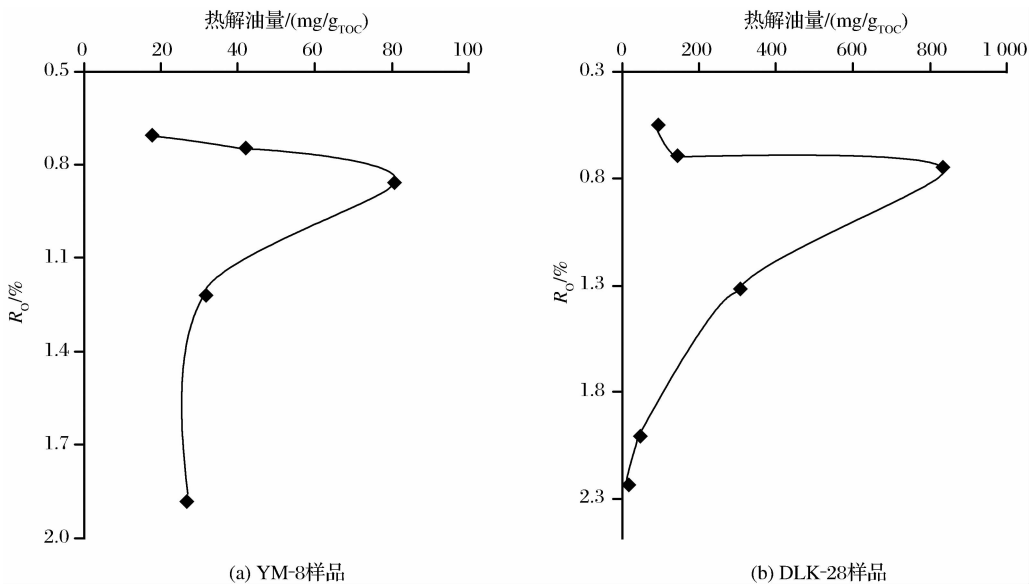


图 2 模拟样品的液态产物含量与 R_o 关系

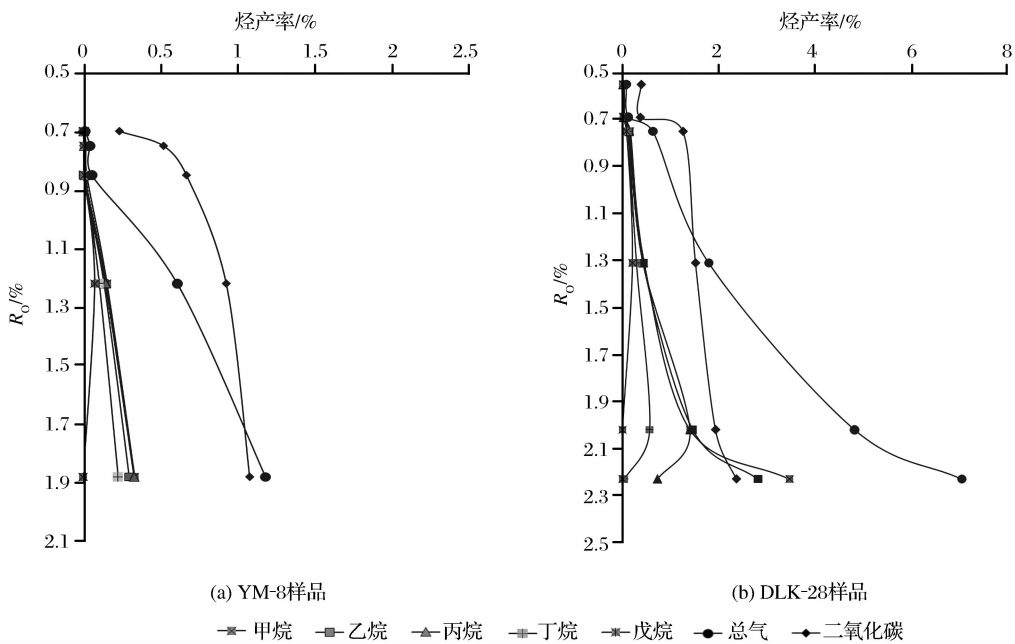


图 3 气态产物的变化特征

2.4 资源潜力分析

妖魔山地区与红雁池地区野外露头剖面分析表明,中二叠统烃源岩以泥岩、灰质泥岩及页岩为主,其有机碳含量、生烃潜力与干酪根类型均表明,中二叠统烃源岩的生烃潜力较好。选取的 3 个剖面的地

球化学相关参数见表 3,在妖魔山剖面,泥岩 TOC 值高于 1.5% 的优质烃源岩层段主要位于芦苇沟组,厚度约为 200 m,TOC 值大于 1.5% 的烃源岩其 TOC 平均值为 7.25%,干酪根以 II_1 型为主;红雁池剖面泥岩 TOC 值大于 1.5% 的优质烃源岩层段

表 2 热解油饱和和烃常规地球化学参数分布

样品	$R_o/\%$	C_{21-}/C_{22+}	C_{21+22}/C_{28+29}	Pr/Ph	Pr/ nC_{17}	Ph/ nC_{18}	CPI	OEP
DLK-28 样 300℃	0.55	1.91	38.24	1.98	0.53	0.29	1.11	1.16
DLK-28 样 325℃	0.69	1.63	18.82	2.25	0.42	0.20	1.10	1.17
DLK-28 样 350℃	0.75	2.29	11.40	1.69	0.12	0.08	1.08	1.13
DLK-28 样 400℃	1.31	1.88	3.66	/	/	0.00	1.05	1.07
DLK-28 样 450℃	2.02	1.01	2.18	/	/	0.24	1.09	1.08
DLK-28 样 500℃	2.23	0.45	1.83	/	/	0.24	1.07	1.04
Ym-8 样 300℃	0.7	1.63	8.14	1.16	0.29	0.23	1.07	1.07
Ym-8 样 325℃	0.75	1.86	7.97	1.75	0.26	0.16	1.05	1.05
Ym-8 样 350℃	0.85	1.75	6.24	1.83	0.22	0.13	1.03	1.02
Ym-8 样 400℃	1.22	8.36	27.44	/	0.00	0.00	1.07	1.01
Ym-8 样 450℃	1.88	0.60	1.97	1.33	0.07	0.04	1.06	1.05
Ym-8 样 500℃	2.22	0.25	1.84	0.79	0.22	0.13	1.13	1.14

表 3 3 个剖面地球化学参数

剖面	层位	TOC>1.5%样品平均 TOC 值/%	烃源岩厚度	干酪根类型
妖魔山	芦草沟组	7.25	200	Ⅱ ₁
红雁池	红雁池组中、下部和芦草沟组中下部	3.32	150	Ⅱ ₁
大龙口	芦草沟组和红雁池组	8.56	100	I

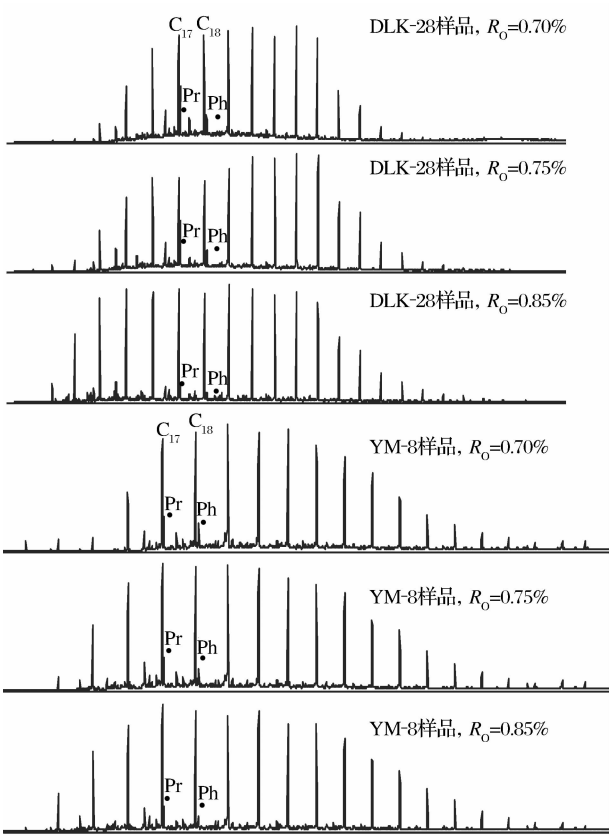


图 4 热解油饱和和烃总离子流特征

主要集中在中二叠统红雁池组中部、下部和芦草沟组中下部,其厚度约为 150 m,所采样品中仅有 3 个样品 TOC<1.5%,其余样品 TOC 值均大于 1.5%

(图 5),TOC 大于 1.5%层段的平均值为 3.32%,干酪根以Ⅱ₁型为主;大龙口剖面有利的烃源岩也主要分布在下部,也就是中二叠统的芦草沟组和红雁池组,生烃潜力强,其优质烃源岩(TOC>1.5%)厚度约 100 m 左右,TOC 平均值为 8.56%,干酪根以Ⅰ型为主,而上二叠统锅底坑组、梧桐沟组以及泉子街组的泥岩,因为地球化学参数太低,属于非一差烃源岩。

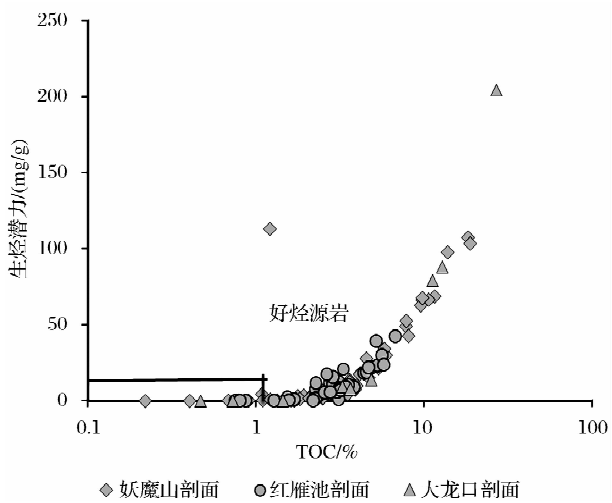


图 5 TOC 值与(S₁+S₂)值相关关系

目前南缘的热演化程度表明,昌吉凹陷南缘二叠系地层烃源岩早已进入过成熟阶段,R_o 值在 2.0%以上,二叠系烃源岩生烃历史基本终止。结合

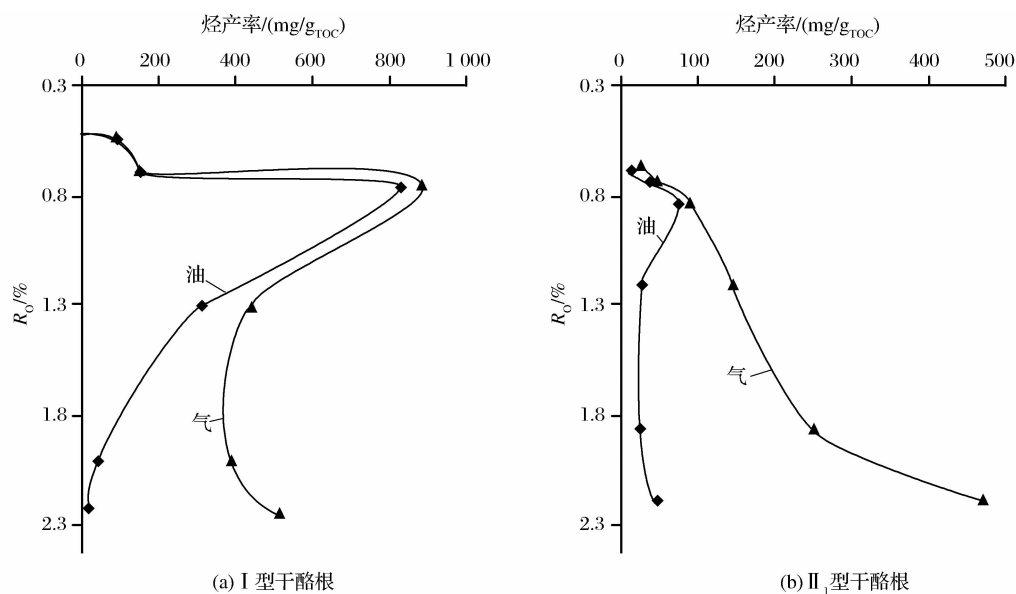


图 6 I 型烃源岩与 II₁ 型烃源岩热演化模式

封闭体系生烃模拟实验, 烃源岩的生油气量均很高, 并且 R_o 值演化至 2.0% 以上以后, 主要以生气为主, 生烃演化模式见图 6。以 I 型干酪根为主的油页岩生油量较高, 持续生油能力较强, II₁ 型干酪根至生油高峰 ($R_o > 0.9\%$) 结束之后, 生气量明显增加。总之, 至现今为主, 昌吉凹陷南缘地带以生气为主。因此, 本文在此基础上计算了到现今为止 3 个剖面的总生气及各组分强度, 计算公式^[11]如下:

$$Q_{\text{生气强度}} = 22.4 \times \rho \times \text{TOC} \times H \times X / 1\,600$$

式中: Q 为单位面积的生气强度, $\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; ρ 为岩石密度, g/cm^3 或 t/m^3 ; TOC 为有机碳含量, %; H 为烃源岩层厚度, m ; X 为气生成率, $\text{mg}/\text{g}_{\text{TOC}}$, 指单位重量有机质在转化过程中已产生的气量。

从实验得出不同的生气组分的含量, 可以计算出 3 个剖面烃源岩生成天然气中不同组分的强度 (图 7)。可以看出, 3 个剖面以大龙口剖面生气强度最高, 为 $167.52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 其不同组分烷烃类中以甲烷与乙烷的强度最高, 甲烷强度为 $82.44 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 乙烷强度为 $66.80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 而丙烷与丁烷的强度明显较低, 其次为妖魔山剖面生气强度为 $118.88 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 不同组分之间强度相差不大, 红雁池剖面的生气强度最低, 为 $11.46 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 不同组分之间强度也相差不大。

3 结论

(1) 二叠系烃源岩 I 型干酪根生油气量明显高于 II₁ 型, 生油能力持续时间长, 生油区间的 R_o 值为 0.6%~2.0%, II₁ 型干酪根生油能力明显较弱,

生油区间 R_o 值为 0.7%~1.3%, I 型干酪根生气 R_o 值从 1.3% 开始, 生气量逐渐增加, II₁ 型干酪根生气要早一些, 从 R_o 值为 1.0% 开始, 生气量也明显低于 I 型干酪根。

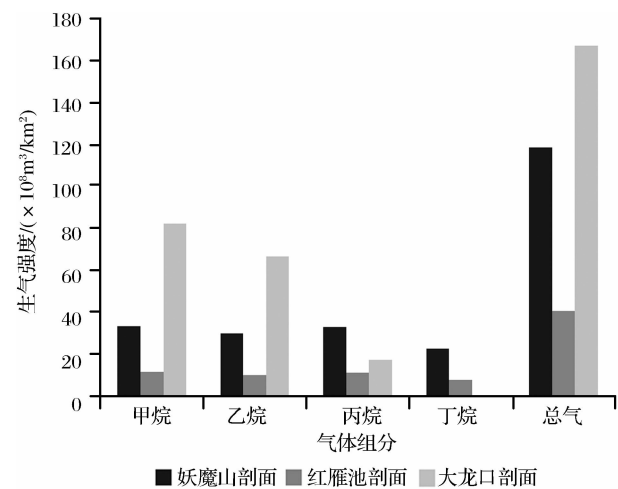


图 7 3 个剖面中二叠统现今气体组分的生气强度

(2) 3 个剖面以大龙口剖面生气强度最高, 为 $167.52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 其不同组分烷烃类以甲烷与乙烷的强度最高, 甲烷强度为 $82.44 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 乙烷强度为 $66.80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 而丙烷与丁烷的强度明显较低; 其次为妖魔山剖面的总生气强度, 为 $118.88 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 不同组分之间强度相差不大, 红雁池剖面的生气强度最低, 为 $11.46 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 不同组分之间强度也相差不大。

参考文献 (References):

[1] Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence

- [M]. New York:Springer-Verlag,1984.
- [2] Ungger P,Pelet R. Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins [J]. *Nature*,1987,327:52-54.
- [3] Sweeney J J,Burnham A K. Evolution of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. *AAPG Bulletin*,1990,74(10):1559-1570.
- [4] Behar F,Vandenbroucke M,Tang Y,*et al.* Thermal cracking of kerogen in open and closed systems;Determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation [J]. *Organic Geochemistry*,1997,26(5/6):321-339.
- [5] Primio R D,Horsfield B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction [J]. *AAPG Bulletin*,2006,90(7):1031-1058.
- [6] Cramer B,Faber E,Gerling P,*et al.* Reaction kinetics of stable carbon isotopes in natural gas-insights from dry,open system pyrolysis experiments[J]. *Energy & Fuels*,2001,15:517-532.
- [7] Lu Shuangfang. Theory and Application of Organic Matter Generating Hydrocarbon Kinetics[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,1996. [卢双舫. 有机质成烃动力学及其应用[M]. 北京:石油工业出版社,1996.]
- [8] Mi Jingkui,Zhang Shuichang,Wang Xiaomei. Comparison of different hydrocarbon generation simulation approaches and key technique[J]. *Petroleum Geology & Experiment*,2009,31(4):409-414. [米敬奎,张水昌,王晓梅. 不同类型生烃模拟实验方法对比与关键技术[J]. 石油实验地质,2009,31(4):409-414.]
- [9] Zhang Shuichang,Zhao Wenzhi,Wang Feiyu,*et al.* Paleozoic oil cracking gas accumulation history from eastern part of the Tarim basin:A case study of the YN2 gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*,2004,15(5):441-451. [张水昌,赵文智,王飞宇,等. 塔里木盆地东部地区古生界原油裂解气成藏历史分析——以英南2气藏为例[J]. 天然气地球科学,2004,15(5):441-451.]
- [10] Liu Dehan,Xiao Xianming,Tian Hui,*et al.* Methodology and results of dynamic and thermodynamic simulation for oil-cracked gas pool of Puguang[J]. *Natural Gas Geoscience*,2010,21(2):175-185. [刘德汉,肖贤明,田辉,等. 论普光原油裂解气藏的动力学和热力学模拟方法与结果[J]. 天然气地球科学,2010,21(2):175-185.]
- [11] Du Zhili,Wang Feiyu,Zhang Shuichang,*et al.* Gas generation history of Mesozoic hydrocarbon kitchen in Kuqa depression, Tarim basin[J]. *Geochimica*,2006,35(4):333-345. [杜治利,王飞宇,张水昌,等. 库车坳陷中生界气源灶生气强度演化特征[J]. 地球化学,2006,35(4):333-345.]

Productions of Closed System Experiments for Middle Permian Source Rock in Southern Junggar Basin

QIN Li-ming^{1,2},ZHANG Zhi-huan²,ZHU lei²,LIU Hong-jun³,XI Wei-jun²

(1. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering,Beijing 100101,China;

2. State Key Laboratory for Petroleum Resource and Prospecting,China Univesity of Petroleum,

Beijing 102249,China;3. School of Oil and Gas Source of Xi'an Shiyou University,Xi'an 710065,China)

Abstract: After two source rocks samples in the Yaomoshan and Dalongkou sections in Junggar basin are subjected to closed system experiment,we get the amounts of hydrocarbon generation and the geochemical parameters and set up a mode of hydrocarbon generation for the kerogen I and II₁ source rocks at different temperature conditions. The intensity of the different gas constitutes generated from the middle Permian source rock in southern Junggar basin is computed by choosing the related geochemical parameters and the thickness of the mudstone. The results indicate that the amount of oil and gas generation from the type I kerogen is more than that of type II₁ kerogen. The duration of oil generation of the type I kerogen is from 0.6% to 2.0% R_o ,in contrast that the thermal maturity for the type II₁ kerogen is in range of 0.7%—1.3%. The type kerogen begins to generate the gas at R_o of 1.3%,and the amounts of gas production go up with thermal maturity increase;the type II₁ kerogen onset the gas generation at R_o of 1.0%. Although the time of gas generation is earlier than that of the type I kerogen,the gas production in volume is less than that of the type I kerogen. In three geological sections,the gas generation intensity in the Dalongkou section is largest,about $167.52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,with the largest intensity of methane and ethane,the Yao-moshan section is second,about $118.88 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,and the last is the Hongyanchi section,about $11.46 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$. So,the gas generation potential in the Southern Junggar basin is great with extensive exploration.

Key words: The gas generation intensity;Close system experiment;Middle Permian source rock;Junggar basin.