

文章编号:1000-0550(2004)增刊-0084-07

不同地质条件下各种类型气源岩气态烃产率的求取

姜正龙¹ 罗霞² 李剑² 胡国艺² 王春怡² 李志生²

1(中国矿业大学 北京 100083)

2(中国石油勘探开发研究院廊坊分院 河北廊坊 065007)

摘要 气源岩的气态烃产率是评价气源岩生气潜力的重要指标,也是盆地资源评价中的重要参数。但在不同的地质条件下,同一种气源岩气态烃产率不同。需要有一种新方法求取气源岩的产气率。采用实验与数值模拟相结合的新方法,求取了不同类型气源岩在不同地质条件下的气态烃产率,为我国天然气资源评价提供了重要的地质参数。

关键词 气源岩 地质条件 气态烃产率

第一作者简介 姜正龙 男 1969 年出生 博士 石油地质

中图分类号 P593 **文献标识码** A

气源岩的气态烃产率是评价气源岩生气潜力的重要指标,也是盆地资源评价中的重要参数,气源岩的气态烃产率直接决定了盆地中天然气的资源量其勘探前景,因此,需要准确求取不同类型气源岩的气态烃产率。应用低成熟源岩进行热模拟实验是求取源岩气态烃产率的常用方法、体系条件有两种:完全封闭体系和完全开放体系。这两种情况都是地质中的极端情况。热模拟实验在完全封闭体系下是指在特定的温度下,烃源岩生成的原油和天然气不能排出体系,随着温度的进一步增高,原油和干酪根进一步裂解成气,得到的是源岩的最大气态烃产率,这类体系适合于烃源岩层渗透性能差,生成的烃类没有排出烃源层,在烃源岩层继续演化,最终生成气体;热模拟实验在完全开放体系下是指在特定的温度下,烃源岩生成的原油和天然气能完全排出体系,因此,在每一阶段得到的天然气产率仅指干酪根裂解气产率,得到的是源岩最小气态烃产率,这类体系适合于烃源岩层渗透性能好,生成的烃类能完全排出烃源岩层,生成的天然气主要为干酪根裂解气,油则排出烃源岩层在适当条件下聚集成藏。然,当烃源岩层或油藏成熟度很高,也能发生原油裂解气。但是实际地质条件并不是上述那么简单,也没有绝对封闭和绝对开放两种体系存在。不同类型的气源岩在不同的地质条件下气态烃产率均不相同,在同一盆地中,由于气源岩所处的位置不同,气态烃产率也不相同,如处于生气中心和斜坡带的气源岩气态烃产率不同,因此,选取一种合适的方法对不同类型的气源岩在不同地质条件下进行气态烃产率的求取就显得尤为重要。

本文利用 Basin Mod 2D 软件,改变源岩和上覆岩层的渗透性能,利用密闭和开放体系下烃源岩气态烃

产率曲线作为端元值,模拟出一系列由密闭向开发体系过渡的天然气产率曲线。

1 样品分布及基本参数

样品选取应具有代表性;类型全、分布广。其类型主要有海相泥岩(I)和海相碳酸盐岩(I),湖相泥岩(I、I₁、I₂、II),碳质泥岩(III)及煤(富含镜质组煤、富含惰质组煤)。表 1、表 2 列出了全国不同类型的成熟度相对较低的适合进行热模拟实验的样品的基本参数;其中封闭体系进行的热模拟样品参数及实验结果主要为前人的研究报告^[1-6],开放体系下不同类型源岩的气态烃产率应用廊坊分院在“八五”“九五”期间组装完善的热模拟分析进行实验^[7]。这些样品基本具有一定的代表性,包括了主要的气源岩类型,分布于全国各个主要盆地。

2 实验结果分析

2.1 煤气态烃产率

不同类型的煤气态烃产率相差较大,烛藻煤产气能力最高,可达 350 m³/t 煤;惰质煤气态烃产率最低,仅为 100 m³/t 煤,封闭体系下惰质煤气态烃产率分布范围为 95~123 m³/t 煤,开放体系下为 85~110 m³/t 煤,中值为 95 m³/t 煤;封闭体系下镜质煤气态烃产率,分布范围为 150~250 m³/t 煤,中值为 200 m³/t 煤(图 1a),开放体系下为 112~174 m³/t 煤,中值为 153 m³/t 煤(图 1b)。

比较而言,无论镜质煤和惰质煤在开放和封闭体系下气态烃产率均相差不大,说明煤是以产气为主。烃源类型越差(如惰质煤、开放体系和封闭体系下气态烃

表 1 封闭体系下源岩基本参数

Table 1 Basic parameters of source rock samples under sealed system (to be continued)

序号	盆地	井号	岩性	层位	类型	TOC/%	S ₁ +S ₂ /mg·gr ⁻¹	R _o /%	来源
1	鄂尔多斯	环 14	碳酸盐岩	O	I	0.49	1.16	0.60	文献[2]
2	四川		碳酸盐岩	P _{1q}	I ₁	2.05		0.51	四川油田
3	约旦		碳酸盐岩	E		16.78		0.49	文献[6]
4	张家口下花园		碳酸盐岩	O		4.61	22.52	0.60	刘宝泉
5	华北		碳酸盐岩	O _{1m}				0.65	刘宝泉
6	塔里木	巴 4	碳酸盐岩	C		1.00		0.42	文献[2]
7	苏南苟容		碳酸盐岩	T		0.28		0.57	文献[5]
8	泌阳	泌 80	泥岩	E _{s3}	I	4.68		0.27	文献[2]
9	泌阳	沁 80-1	泥岩		I			0.46	文献[2]
10	泌阳	泌 80-2	泥岩		I			0.46	文献[2]
11	准噶尔		泥岩		I			0.60	新疆油田
12	渤海湾	扣 16	泥岩	E _{s1}	I	4.91		0.35	秦若敏
13	渤海湾	官 962	泥岩	E _{k2}	I	5.64		0.60	秦若敏
14	渤海湾	桩 88	泥岩		I	4.12		0.36	文献[3]
15	南海北部				I			0.50	张泉兴“七五”
16	松辽	杜 611	泥岩	K ₁	I ₁	3.11	14.57	0.43	文献[2]
17	渤海湾	沧 8	泥岩	E _{s3}	I ₁	1.96		0.40	秦若敏
18	准噶尔		泥岩		I ₁			0.60	新疆油田
19	南海北部		泥岩		I ₁			0.50	张泉兴“七五”
20	库车	库车河	泥岩		I ₁	3.66	14.05	0.72	塔里木油田
21	渤海湾	中 9-65	泥岩		I ₁	1.02		0.35	秦若敏
22	库车	华英参 1	泥岩		I ₂	2.73		0.53	塔里木油田
23	柴达木	鱼 33	泥岩		I ₂			0.48	徐景楨
24	酒东	营参 1	泥岩		I ₂	1.35		0.52	玉门油田
25	南海北部		泥岩		I ₂			0.50	张泉兴“七五”
26	柴达木		泥岩		I ₂			0.48	徐景楨
27	准噶尔		泥岩		I ₂			0.50	新疆油田
28	吐哈	托参 1	泥岩	J	II	2.14	2.87	0.33	文献[4]
29	内蒙古		泥岩	J ₃ -K ₁	II	1.92		0.44	陈克明
30	松南前 32		泥岩		II			0.60	
31	库车	六深 1	泥岩		II			0.65	塔里木油田
32	塔里木	铁南 1	泥岩		II			0.55	塔里木油田
33	东海	灵峰 1	泥岩		II			0.55	
34	波斯	波斯 1	泥岩		II			0.51	
35	库车		泥岩		II			0.83	广州地化所“九五”
36	柴达木	深 86	泥岩	J	II				徐景楨
37	云南	小龙潭	泥岩		II			0.60	关德师“六五”
38	海拉尔	海参 2	泥岩		II			0.50	陈章明“七五”
39	海拉尔	新乌 1	泥岩		II			0.60	陈章明“七五”
40	南海北部		泥岩		II			0.50	张泉兴“七五”
41	柴达木	红 301	泥岩		II			0.45	姜正龙博士论文
42	柴达木	鱼卡	泥岩		II			0.50	姜正龙博士论文
43	柴达木	鱼卡	泥岩		II			0.46	姜正龙博士论文
44	沈北	蒲河	碳质泥岩		II			0.5	文献[1]
45	柴达木	鱼卡	碳质泥岩		II			0.48	徐景楨
46	新疆		碳质泥岩		II			0.42	陈克明
47	库车		碳质泥岩	T _{3t}	II	5.17	1.81	0.76	塔里木油田
48	山东黄县		褐煤		镜质煤	60.80	130.10	0.42	文献[2]
49	云南寻甸		褐煤		镜质煤	54.04		0.22	文献[2]
50	云南宝秀		褐煤		镜质煤	56.20		0.21	文献[2]
51	陕西府谷		煤	P _{1s}	镜质煤	68.99	178.20	0.50	文献[2]
52	柴达木	冷科 1	煤		镜质煤			0.81	徐景楨
53	库车		煤	J	镜质煤	77.00	180.39	0.57	广州地化所“九五”
54	淮南		亮煤	J _{2x}	镜质煤			0.56	新疆油田
55	淮南		暗煤	J _{2x}	镜质煤			0.47	新疆油田
56	淮南		冒烟煤	J	镜质煤			0.62	新疆油田
57	吐哈	托参 1	煤		镜质煤	63.7	216.34	0.44	文献[4]
58	柴达木	鱼卡	煤		镜质煤			0.28	高岗 2002
59	内蒙古	东胜	褐煤		镜质煤			0.46	关德师“六五”

续表 1

序号	盆地	井号	岩性	层位	类型	TOC/%	S ₁ +S ₂ /mg·gr ⁻¹	R _o /%	来源
60	四川	合哨	煤		镜质煤			0.56	关德师“六五”
61	云南	小龙潭	褐煤		镜质煤			0.41	关德师“六五”
62	四川	杨家岩	煤		镜质煤			0.69	四川油田
63	四川	凡家岩	不粘煤		镜质煤			0.57	四川油田
64	四川		褐煤		镜质煤			0.56	四川油田
65	四川	绵竹	气肥煤		惰质煤			1.00	四川油田
66	四川	唐家河	煤		惰质煤			1.30	四川油田
67	库车		煤		惰质煤	66.96	92.42	0.50	塔里木油田
68	渤海湾	孤南 31	煤		惰质煤	47.18		0.71	文献[3]
69	吉林舒兰		煤		惰质煤			0.46	关德师“六五”

表 2 开放体系下气源岩的基本地化参数

Table 2 Basic geochemical parameters of gas source rocks under opened system(to be continued)

编号	盆地	井号	井深/m	岩性	层位	类型	TOC/%	S ₁ +S ₂ /mg·gr ⁻¹	R _o /%
1	加拿大			灰岩	O ₂	I	0.40		0.61
2	渤海湾	曲古 3		灰岩	C _{3t}	II	0.11		0.78
3	鄂尔多斯	平凉		灰岩	O _{2p}	II	0.07		0.65
4	塔里木	塔中 101	3 895	泥灰岩	O ₂₊₃	II	0.87		1.10
5	塔里木	塔中 6	3 954	泥灰岩	O ₂₊₃	II	0.44		1.10
6	加拿大			海相页岩	O ₂	I ₂	31.80		0.62
7	鄂尔多斯			黑色页岩	O _{2p}	I ₂	0.37		0.62
8	鄂尔多斯	平凉		灰质泥岩	O _{2p}	I	0.44		0.67
9	三塘湖			灰岩		I	4.13		0.58
10	塔里木	玛 4		泥质灰岩		II	0.92	0.69	0.83
11	陆家堡	陆参 3	1 113	泥岩	J _{3sh}	I	4.65		0.45
12	陆家堡	陆参 2	1 709.5	泥岩	J _{3jf}	I	4.59		0.42
13	渤海湾	义 155	3 761	泥岩	E	I	2.16		0.52
14	伊通	伊 19	1 638-164	泥岩	E	I ₁	2.49		0.45
15	陆家堡	陆参 1	2 111.5	泥岩	J _{3jf}	I ₁	3.60		0.65
16	陆家堡	陆参 1	1 950.5	泥岩	J _{3jf}	I ₁	4.97		0.54
17	陆家堡	陆参 2	2 088.6	泥岩	J _{3jf}	I ₁	7.15		0.54
18	莺一琼	乌 16-1-2		泥岩		I ₁	0.82		0.62
19	松辽外围	陆参 1	2 111.5	泥岩		I ₁	3.60		0.52
20	济阳坳陷	王 12	1 691-16	泥岩	E	I ₂	2.46		0.44
21	塔里木	库车河		泥岩	T-J	I ₂	4.08		0.50
22	渤海海洋	K18-1-1		泥岩		I ₂	1.32		0.51
23	莺一琼	湾二井		泥岩		I ₂	1.52		0.68
24	柴达木	鱼卡		灰黑色泥岩	J	II	4.90	2.90	0.48
25	松辽	红 301	893	泥岩	K ₁	II	0.80	0.30	0.40
26	塔里木	依南 2	4 315.1	泥岩	J	II	0.85	0.69	0.55
27	塔里木	杨叶剖面		泥岩	J	II	2.90	3.02	0.62
28	渤海湾	曲古 2	3 507	泥岩	C-P	II	2.14		0.63
29	塔里木	依南 2	4 404.3	泥岩	T _{3h}	II	3.68		0.82
30	张强	强参 1	1 372	泥岩	J _{3f}	II	2.01		0.45
31	阜新	梁 4	938.5	泥岩	J _{3sh}	II	0.98		0.70
32	南华北	淮南		粉砂质泥岩	P _{1s}	II	1.39	0.62	1.26
33	塔里木	依南 2	4 314.1	碳质泥岩	T _{3h}	II	2.87		0.85
34	渤海湾	曲古 3	4 016	碳质泥岩		II	5.62		0.74
35	南华北	周参 16		碳质泥岩	C _{3t}	II	5.34	3.35	0.68
36	南华北	平顶山煤矿		碳质泥岩	P _{1s}	II	3.17	2.07	0.75
37	南华北	淮南		碳质泥岩	P _{1s}	II	0.81	0.46	0.63
38	南华北	平顶山煤矿		煤	P _{2x}	镜质煤	63.10	148.3	0.78
39	南华北	平顶山煤矿		煤	P _{2x}	镜质煤	56.30	135.7	0.93
40	南华北	平顶山煤矿		煤	P _{2x}	镜质煤	81.40	165.8	0.89
41	南华北	平顶山煤矿		煤	P _{1s}	镜质煤	62.80	100.4	0.94
42	南华北	平顶山煤矿		煤	C _{3t}	镜质煤	69.90	132.9	0.76
43	南华北	淮南		煤	P	镜质煤	73.00	145.1	0.68

续表 2

编号	盆地	井号	井深/m	岩性	层位	类型	TOC/%	S ₁ +S ₂ /mg·gr ⁻¹	R _o /%
44	南华北	淮南		煤	P	镜质煤	75.75	203.1	0.62
45	柴达木	鱼卡		煤	J	镜质煤	77.40	104.8	0.43
46	莺—琼	Ya13-1	4 054~4 055	煤	E _y	镜质煤	59.20		1.16
47	鲁西南	杨村 17		煤	C _{3t}	镜质煤	70.50	197.8	0.62
48	塔里木	依南 2	4 250	煤	J _{2k}	镜质煤			0.85
49	南华北	平顶山煤矿		煤	P _{2x}	镜质煤	60.50	68.67	0.86
50	塔里木	KC205		煤	J _{1y}	镜质煤			0.78
51	塔里木	Kp80		煤		镜质煤			0.83
52	四川	双石		煤		镜质煤	71.62	89.6	0.60

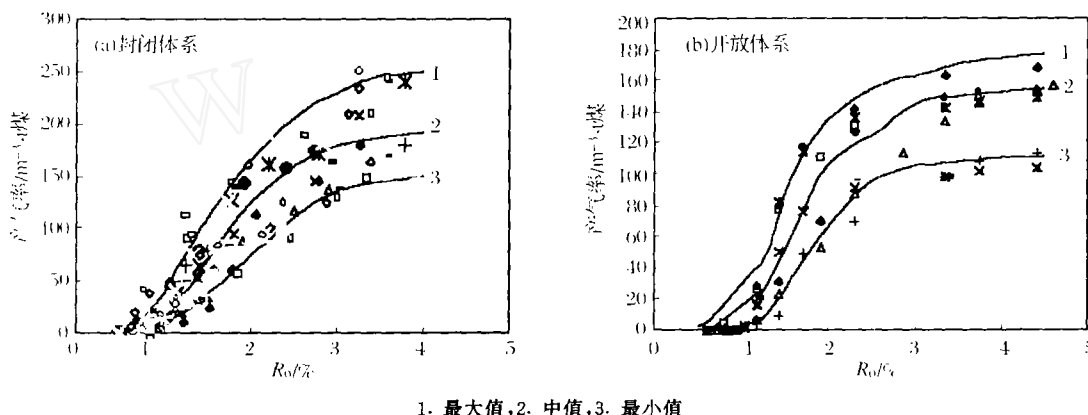


图 1 封闭和开放体系下镜质煤热模拟产气率与 R_o 的关系

Fig. 1 Gaseous hydrocarbon generation of vitrain under opened and sealed system

产率接近),产油越少。

2.2 泥岩气态烃产率

不同类型泥岩产气率相差很大,但类型相同的源岩气态烃产率具有一定的规律。I 型泥岩封闭体系,总产气率极大,可达 1768 m³/t TOC,但是烃类气体总量相差则较小,变化范围为 540~762 m³/t TOC,中值为 m³/t TOC(图 2a),开放体系下 I 型泥岩气态烃产率在 196~232 m³/t TOC 之间,中值为 196 m³/t TOC(图 2b);其他类型泥岩也是如此,Ⅰ₁ 型泥岩封闭体系气态烃产率变化范围为 360~495 m³/t TOC,中值为 428 m³/t TOC,开放体系下 Ⅰ₁ 型泥岩气态烃产率在

163~205 m³/t TOC 之间,中值为 m³/t TOC;Ⅱ₂ 型泥岩封闭体系气态烃产率变化范围为 250~426 m³/t TOC,中值为 m³/t TOC,开放体系下 Ⅱ₂ 型泥岩气态烃产率范围为 146~185 m³/t TOC,中值为 165 m³/t TOC;Ⅲ 型泥岩封闭体系下气态烃产率为 128~270 m³/t TOC,中值为 m³/t TOC,开放体系下 Ⅲ 型泥岩气态烃产率范围为 66~156 m³/t TOC,中值为 225 m³/t TOC;碳质泥岩封闭体系下气态烃产率范围为 102~205 m³/t TOC,中值为 167 m³/t TOC,开放体系下型泥岩气态烃产率范围为 61~154 m³/t TOC,中值为 98.5 m³/t TOC。

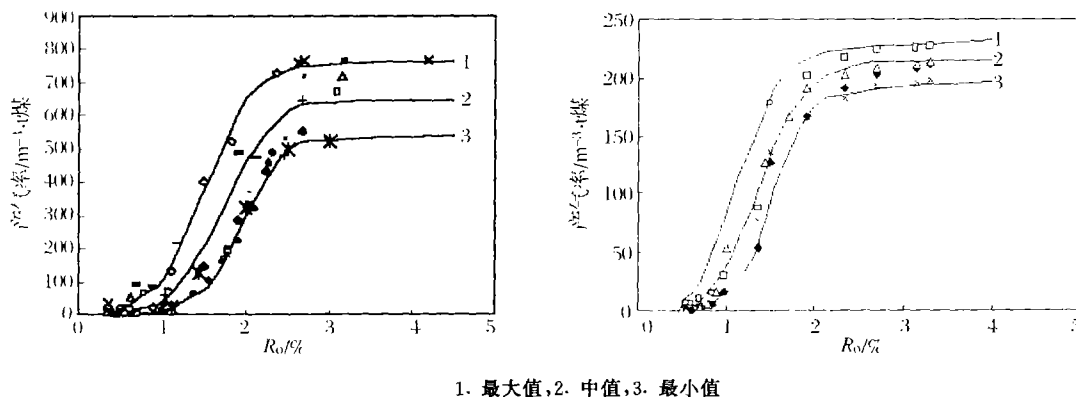


图 2 封闭和开放体系下 I 型湖相泥岩热模拟气态烃产率与 R_o 的关系

Fig. 2 Gas hydrocarbon generation of Type I lacustrine mudstone under opened and sealed system and its relation to R_o.

所有类型泥岩气源岩,无论类型和体系的变化,其生气高峰均在 $R_o=1.0\% \sim 2.0\%$ 之间,相对而言, I 型 \sim II₂ 型泥岩生气高峰相对偏前, III 型相对偏后。无论是开放还是封闭体系,无论是哪种类型的气源岩,总气态烃产率均具有 I 型泥岩 $>$ II₁ 型 $>$ II₂ 型 $>$ III 型泥岩的分布规律,同时,封闭体系与开放体系差值也具有 I 型 $>$ II₁ 型 $>$ II₂ 型 $>$ III 型泥岩的分布特征,说明,类型好的源岩,总气态烃产率均较大。因此可以这

样认为,类型好的源岩,不仅是好的油源岩也是好的气源岩。比较在不同演化阶段、不同类型气源岩开放和封闭体系下气态烃产率可看出 II 型泥岩在 R_o 为 1.5% 之间,其气态烃产率高于 I 型泥岩(图 3),之后,随着成熟度的增加, I 型泥岩气态烃产率高于 II₁ 和 II₂ 型泥岩。这也可能说明, I 型泥岩在成熟阶段以生油为主,气态烃产率较小,同时,在成熟阶段,油尚未裂解成气,因此,气态烃产率比 II 型泥岩要低。

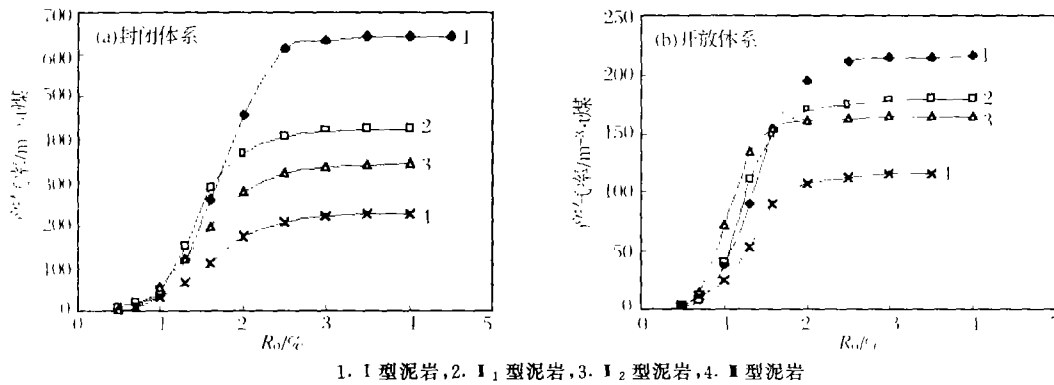


图 3 封体与开放体系下不同类型泥岩气态烃产率中值比较

Fig. 3 Comparison of gaseous hydrocarbon generation of different types of mudstone under sealed or opened system

2.3 碳酸盐岩气态烃产率

在所有类型岩石中,碳酸盐岩气态烃产率范围最大,封闭体系下气态烃产率变化范围为 $385 \sim 690 \text{ m}^3/\text{t TOC}$,中值为 $580 \text{ m}^3/\text{t TOC}$ (图 4a),开放体系下气态烃产率范围为 $80 \sim 266 \text{ m}^3/\text{t TOC}$,中值为 $156.5 \text{ m}^3/\text{t TOC}$ (图 4b)。究其原因,可能是由于碳酸盐岩中干酪

根类型不同所致。如表 3 所示。

不同类型的海相烃源岩气态烃产率值及在不同演化阶段生气百分比不同。可以这样认为,在上述碳酸盐岩气态烃产率曲线中,气态烃产率最大的曲线代表类型最好的碳酸盐岩产气率,气态烃产率值最小的曲线代表类型较差的碳酸盐岩产气率,而中值则可以代表

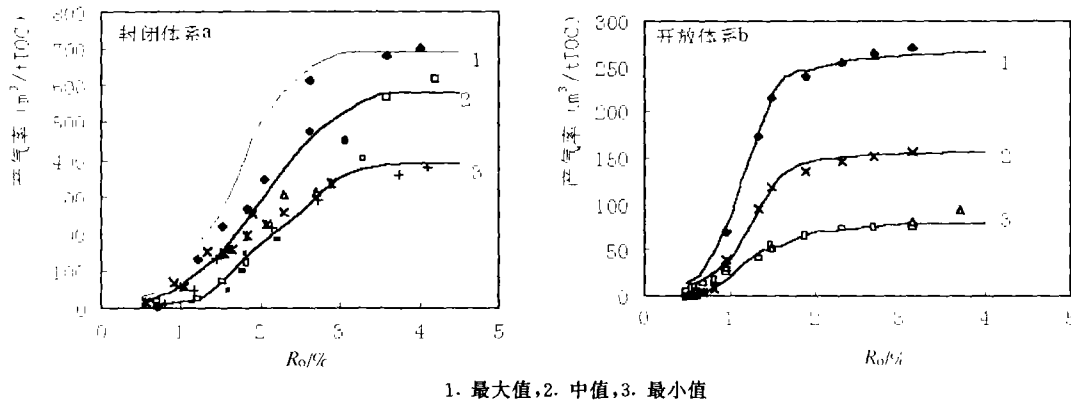


图 4 封闭和开放体系下碳酸盐岩热模拟气态烃产率与 R_o 的关系

Fig. 4 Gaseous hydrocarbon generation of carbonate rock under opened and sealed system

表 3 不同类型碳酸盐岩气态烃产率特征

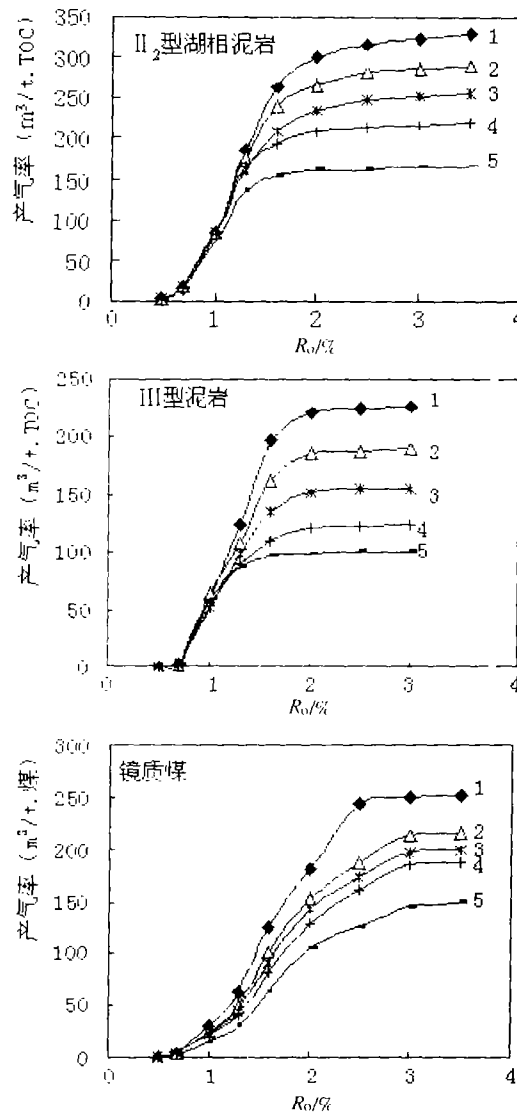
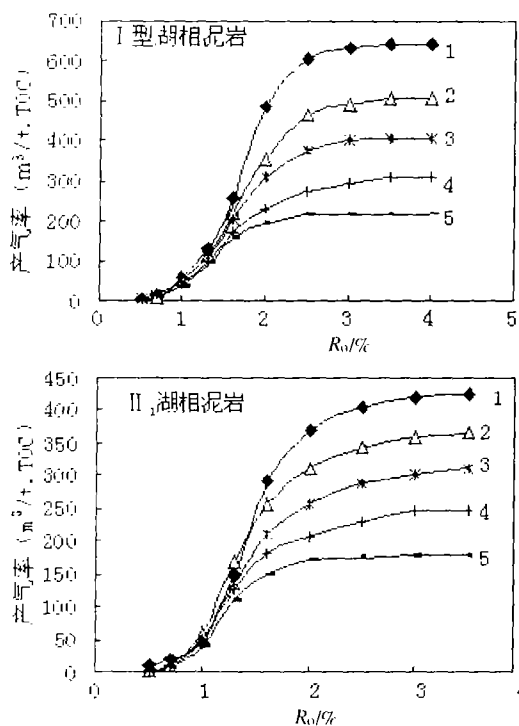
Table 3 Characteristics of gas hydrocarbon generation of different types of carbonate rocks

样品	干酪根类型	总气态烃产率 $/\text{m}^{-3} \cdot \text{t TOC}$	不同演化阶段生气百分比/%		
			$R_o < 1.0\%$	$1.0\% < R_o < 2.0\%$	$R_o > 2.0\%$
加拿大灰岩	I	269.6	26.0	62.5	11.5
平凉黑色页岩	II ₁	145.4	17.0	70.0	13.0
加拿大灰质泥岩	II ₂	76.3	33.5	60.4	5.1
玛 4 井泥灰岩	III	29.3	13.3	67.7	19.0

I 型海相烃源岩气态烃产率。

3 计算机模拟不同地质条件下气源岩气态烃产率

将开放和封闭体系下不同类型源岩气态烃产率中值输入到 PRA 软件中进行不同地质条件下气源岩气态烃产率的模拟。主要考虑孔隙度和渗透率两种因素, 兼顾生烃速率。以 III 型泥岩为例, 表 4 列出了完全开放和封闭条件下以及半开放条件下源岩气态烃产率, 这三种情况下, 同一源岩气态烃产率相差较大, 主要原因是由于在生油高峰期源岩渗透率差别较大, 相差可达几十倍。因此在生油高峰期源岩渗透率的大小决定了生成的油能否排出源岩, 从而也决定了该源岩气态烃产率的大小。对不同类型气源岩进行不同开放程度的产气率模拟, 源岩产气开放程度分为 5 种: 封闭→半开放→封闭→半封闭→半封闭→开放→开放, 求取了各种类型气源岩在上述五种开放条件下的气态烃产率如图 5。



1. 全封闭, 2. 全封闭-半开放, 3. 半封闭, 4. 半封闭-半开放, 5. 全开放

图 5 不同类型源岩在不同开放程度下气态烃产率
Fig. 5 Gaseous hydrocarbon generation of different types of source rocks under different system

4 结论

应用实验与数据值模拟的方法相结合求取气源岩的产气率是一种比较有效的且能较为准确地求取气源

表 4 不同渗透率下 III 型泥岩气态烃产率

Table 4 Gaseous hydrocarbon generation of type III mudstone under different permeability

Ro/%	气体总量/m ⁻³ ·t TOC			渗透率/×10 ⁻³ μm ²		
	封闭	开放	半开放	封闭	开放	半开放
0.5	0.054 5	0.080 5	0.094 5	3.367 5	7195.1	1842.4
0.55	0.382	0.371	0.406	1.021 1	1998.4	516.66
0.6	0.587	0.59	0.612	0.461 1	851.92	221.28
0.62	0.678 5	0.697 5	0.728 5	0.309 91	566.79	144.82
0.68	1.103	1.193	1.013 5	0.094 256	156.41	40.747
0.74	2.469	2.267 5	2.21	0.042 069	44.452	11.582
0.79	5.587 5	4.125 5	3.84	0.026 577	19.371	5.047 2

续表 4

R _o /%	气体总量/m ⁻³ ·t TOC			渗透率/×10 ⁻³ μm ²		
	封闭	开放	半开放	封闭	开放	半开放
0.82	8.450 5	9.034 5	8.373	0.025 416	8.506	2.216 4
0.88	20.481 5	19.789	18.313 5	0.019 291	3.766 6	0.981 54
0.92	30.816 5	28.510 5	26.582 5	0.017 059	2.515	0.655 44
0.96	44.314	39.725 5	37.051 5	0.015 201	1.683 5	0.438 76
1.07	74.378	65.659	63.086 5	0.012 27	0.760 65	0.198 26
1.12	83.988	80.508	82.472 5	0.011 108	0.347 67	0.090 649
1.16	92.002	83.444 5	87.707	0.010 1	0.236 23	0.061 599
1.21	101.069 5	86.375	93.631 5	0.009 219 7	0.161	0.041 987
1.33	123.985 5	93.027 5	108.040 5	0.007 618	0.756 37	0.019 726
1.49	169.713 5	109.32	140.410 5	0.006 126 6	0.025 098	0.007 938 4
1.56	184.657	115.017 5	151.171 5	0.005 889 8	0.017 525	0.006 563 9
1.63	197.061 5	125.866 5	171.208	0.005 295 8	0.008 660	90.004 724 5
1.76	211.907 5	129.719	177.935 5	0.004 616 5	0.006 359 1	0.004 128 9
1.83	216.426	132.420 5	181.783 5	0.004 321 4	0.005 177 8	0.003 642 1
1.9	218.401 5	133.970 5	183.485	0.004 052 1	0.004 321 6	0.003 233 7
2.05	220.374 5	134.947 5	185.763 5	0.003 580 2	0.003 129 4	0.002 362 9
2.13	220.883 5	135.139 5	186.085 5	0.003 372 5	0.002 739 7	0.002 155 9
2.26	222.249	135.773	187.062	0.003 004 8	0.002 164 4	0.001 814
2.39	223.455	135.981	187.872	0.002 690 8	0.001 938 8	0.001 546 7
2.62	225.601	136.851	189.2	0.002 298 3	0.001 232 6	0.001 225 7

岩在不同地质条件下产气率的方法。

本文给出的图版可作为各盆地烃源岩气态烃产率的获取的参考值。如一般煤系烃源岩生成的烃类,可用完全封闭体系下气态烃产率图版如川西上三叠统、库车三叠-侏罗系、鄂尔多斯盆地上古生界。生气中心烃源岩也可用完全封闭体系下气态烃产率图版。而处于斜坡地带烃源岩则应用开放程度较高时烃源岩气态烃产率图版,因此,本文给出的图版具有一定的适用性。为即将展开的全国天然气资源评价提供了重要的基础参数。

本文引用了很多“六五”、“七五”、“八五”、“九五”报告及大港、新疆、大庆、塔里木、四川、海洋等油田所做的未正式发表的热模拟实验数据,在此表示感谢。

参考文献(References)

- 戴金星,戚厚发,王少昌,等. 我国煤系的气油地球化学特征、煤成气藏形成条件及资源评价. 北京:石油工业出版社,2001
- 程克明,王铁冠,钟宁宁,等. 烃源岩地球化学. 北京:科学出版社,1995
- 王新洲,宋一涛,王学军. 石油成因与排油物理模拟—方法、机理及应用. 石油大学出版社,1996
- 秦建中,贾善芬,郭爱明,等. 华北地区煤系烃源层油气生成·运移·评价. 北京:科学出版社,2000
- 郝石生,贾振远. 碳酸盐岩油气形成和分布. 北京:石油工业出版社,1989
- 高岗,黄志龙,柳广第,等. 碳酸盐岩油气生成模拟方法. 北京:石油工业出版社,2000
- 李剑,蒋助生,罗霞,等. 高过成熟碳酸盐岩作为有效气源岩标准. 石油与天然气地质,1999,20(6):16~21

Gaseous Hydrocarbon Generation of Different Types of Source Rocks under Different Geological Conditions

JIANG Zheng-long¹ LUO Xia² LI Jian² HU Guo-yi² WANG Chun-yi² LI Zhi-sheng²

¹(China University of Mining and Technology, Beijing 100083)

²(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, CNPC, Langfang Hebei 065007)

Abstract Gaseous hydrocarbon generation of gas source rock is a key index in evaluating gas source rock. It is also an important parameter of basin resource assessment. But there should have different gas hydrocarbon generation of the same source rock under different geological conditions. How to get gas hydrocarbon generation of a source rock? A new method that is combined thermal evaluation experiment and numerical evaluation is applied in this paper. Gas hydrocarbon generation of different types of source rocks under different geological conditions is given though above new method. It is a new and important parameters of gas resources evaluation in China.

Key words gas source rock, geological condition, gas hydrocarbon generation