

文章编号: 0253-2697(2006) 05-0009-10

超压环境有机质热演化和生烃作用机理

郝 芳^{1,2} 邹华耀¹ 方 勇¹ 胡建武¹

(1. 中国石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室 北京 102249;

2. 中国地质大学地质过程与矿产资源国家重点实验室 湖北武汉 430074)

摘要:通过对多个盆地大量样品的多参数对比分析,建立了超压抑制有机质热演化的多参数识别标志,揭示了不同成熟度指标对超压的差异响应。识别出超压抑制有机质热演化和生烃作用的 4 个层次:①超压抑制了有机质热演化的各个方面,包括不同干酪根组分的热降解(生烃作用)和烃类的热演化;②超压仅抑制了烃类的热演化和富氢干酪根组分的热降解,而对贫氢干酪根组分的热演化不产生重要影响,因此镜质体反射率未受到抑制;③超压抑制了烃类的热裂解,而对于干酪根的热降解未产生明显影响;④超压对有机质热演化的各个方面均未产生可识别的影响。超压对有机质热演化的抑制作用层次取决于超压发育后有机质热演化反应的体积膨胀效应、产物浓度变化速率及超压的发育特征。早期强超压和长期保持封闭流体系统是产生第一层次超压抑制作用的必要条件。超压发育过晚、超压强度低、超压流体频繁释放等都可能使超压对有机质热演化的各个方面均不产生可识别的影响。

关键词:沉积盆地;超压环境;有机质热演化;生烃作用;超压抑制作用层次

中图分类号:TE112.1

文献标识码:A

Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment

Hao Fang^{1,2} Zou Huayao¹ Fang Yong¹ Hu Jianwu¹

(1. Key Laboratory of the Ministry of Education for the Mechanism of Petroleum Accumulation, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. State Key Laboratory of Geological Processes and Mineral Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract: The effects of overpressure on organic matter (OM) maturation and hydrocarbon generation were studied by multiple parameter measurements. The differential responses of different maturity parameters to overpressure were found. Four hierarchies of overpressure retardation on the thermal evolution of organic matter and hydrocarbon generation were recognized. ①All aspects of OM maturation were retarded by overpressure. ②The thermal evolution of hydrocarbons and thermal degradation of hydrogen-rich kerogens were retarded, but the thermal evolution of hydrogen-poor kerogen components was not affected by overpressure. As a result, vitrinite reflectance was not retarded. ③The thermal cracking of hydrocarbon was retarded, while overpressure had little effect on thermal degradation of kerogens. ④Overpressure had no detectable effect on All aspects of OM maturation. The hierarchy of overpressure retardation on the all aspects of OM maturation was the combined result of "early" overpressure, namely the overpressure began to develop when the source rock was still immature, and the protracted maintenances of closed fluid system. Any case that overpressure developed too late, or overpressure was too small to reach the threshold values, or overpressure fluid was frequently released, could give rise to the occurrence that overpressure had no detectable effect on All aspects of OM maturation.

Key words: sedimentary basin; overpressure environment; thermal evolution of organic matter; hydrocarbon generation; hierarchies of overpressure retardation

全球发育近 180 个异常压力盆地^[1], 其中绝大部分为超压盆地^[2], 并且很多盆地的油气主要来源于超压源岩。然而, 经典的油气生成理论^[3]建立于正常压力环境, 主要基于 Arrhenius 方程, 没有考虑超压或压

力的作用。笔者在对国内外超压环境生烃作用研究现状分析的基础上, 通过不同实例, 对不同有机质热演化参数对超压的差异响应进行了分析, 探讨了超压环境有机质热演化和生烃作用的机理。

基金项目: 国家自然科学基金(No. 40238059)、教育部科学技术研究重大项目(No. 10419)和国家杰出青年科学基金(No. 40125008)联合资助。

作者简介: 郝 芳, 男, 1964 年 5 月生, 1995 年获中国地质大学(武汉)博士学位, 现为中国石油大学(北京)长江学者奖励计划特聘教授, 博士生导师, 主要研究方向为石油天然气地质学。E-mail: haofang@cup.edu.cn

1 超压环境生烃作用研究现状

关于压力在有机质热演化中的作用,不同学者主要基于模拟实验结果提出了3种相互矛盾的观点:①压力对有机质热演化和生烃作用无明显影响^[3-4];②压力的增大可促进有机质热演化特别是烃类的热裂解^[5];③压力的增大可抑制有机质热演化和生烃作用^[6-9]。3种观点的长期激烈争论反映了压力作用的

复杂性、模拟实验的局限性和地质观测的难度。

随着超压盆地油气勘探的深入,一方面,在越来越多的沉积盆地中证明了超压对有机质热演化的抑制作用(表1),一些学者甚至提出了将镜质体反射率与压力(即时间-温度-压力模型^[9])或超压(即时间-温度-超压模型^[10-11])直接联系起来的预测模型;另一方面,在很多盆地中证明超压至少对镜质体反射率未产生可识别的影响,如我国琼东南盆地^[12]、美国绿河盆地^[13]和

表1 文献中报道的超压抑制有机质热演化和生烃作用的实例

Table 1 Cases of overpressure retardation on organic matter maturation and hydrocarbon generation reported in the literatures

序号	盆地或地区	超压地层	超压发育机制	参考文献
1	北海(North Sea)盆地	中生界	压实不平衡	参考文献[6-7]
2	北海(North Sea)盆地	第三系	压实不平衡	参考文献[10, 15-16]
3	Utah盆地	中生界	压实不平衡	参考文献[17]
4	Lombard盆地	第三系	压实不平衡?	参考文献[18]
5	Mahakam三角洲	第三系	压实不平衡	参考文献[19]
6	Sable盆地	第三系	不详	参考文献[20]
7	New Caledonia	第三系	不详	参考文献[21]
8	Beaufort-MacKenzie盆地	第三系	不详	参考文献[22]
9	Gulf Coast盆地	中生界	不详	参考文献[23-24]
10	渤海湾盆地板桥洼陷	第三系	压实不平衡、生烃作用	参考文献[25]
11	莺歌海盆地	第三系	压实不平衡	参考文献[12, 26]
12	渤海湾盆地歧北洼陷	第三系	压实不平衡、生烃作用	参考文献[27]
13	准噶尔盆地	中、新生界	构造挤压、压实不平衡	参考文献[28]

澳大利亚西北陆架区^[14]。很显然,尽管超压可以抑制有机质热演化和生烃作用的观点被越来越多的学者所接受,但超压环境有机质热演化的机理尚不十分清楚,并且目前还缺乏能够系统解释不同观测结果的超压环境有机质热演化和生烃作用的理论。因此,对超压环境的有机质热演化和生烃作用仍须进行以下方面的深入研究:①超压抑制作用的多参数识别标志及不同热演化参数对超压的差异响应;②超压抑制作用的动力学/热力学机理;③超压抑制作用的层次及主要控制因素。

2 超压抑制作用的多参数识别

很多学者对超压环境有机质热演化的研究仅仅依据镜质体反射率(R_o)^[29]。一方面,镜质体仅仅是沉积有机质的较小部分,镜质体的成熟反应仅仅是有机质热演化反应的一小部分;另一方面,镜质体反射率尽管被大多数学者视为反映有机质成熟度的最有效的指标,但镜质体反射率仍可出现富氢抑制作用^[30-31]和贫氢增大效应^[30, 32]等多种异常,并可能出现人为的测试偏差问题。因此利用多种参数研究超压环境的有机质热演化是有效识别超压抑制作用,进而研究超压抑制作用机理的基础。

莺歌海盆地是长期快速沉降的转换-伸展盆地,深

部地层发育强超压,压力系数最高可达2.2。LD30-1-1井完钻井深超过5000m,发育两个超压系统(图1),为多参数系统研究超压对有机质热演化和生烃作用的影响提供了理想条件。

2.1 镜质体反射率

国内外多家实验室先后对LD30-1-1井不同层位的样品进行了 R_o 测试(表2)。由于钻井添加剂可能对 R_o 测试产生影响,且不同实验室的测试结果相差甚大。因此,必须进行资料的可信性分析。

LD30-1-1井钻井添加剂的反射率介于0.25%~0.45%之间^[29]。南海西部石油公司研究院1985年测定的LD30-1-1井2060~5010m层段30多块样品的 R_o 值均不超过0.4%(表2中未列出),这可能主要是反映了添加剂的反射率。江汉油田研究院(1986)提供的 R_o 值为0.45%~0.95%(表2),这些 R_o 值与深度的相关性不明显,且标准偏差较大(0.11%~0.28%),可能受到了钻井添加剂的强烈影响^[33]。Arco石油公司对LD30-1-1井2900~5000m层段的24个样品进行了 R_o 测试,但单个样品的测点太少(最多仅为11个测点,相当部分样品仅测1个点),因此精度较低。

由于注意到钻井添加剂对 R_o 测试结果的影响,1990年南海西部石油公司研究院对莺歌海、琼东南盆

地各钻井再次进行了 R_o 系统测试, 其中 LD30-1-1 井的测试结果见表 2。这次测试的特点是: ①对样品进行了认真清洗, 有效地排除了钻井添加剂的影响; ② R_o 测点较多(大部分样品超过 20 个测点), 且标准偏差相对较小。较低的标准偏差进一步证明已经排除

了钻井添加剂的影响(因为钻井添加剂的 R_o 值为 0.25%~0.45%, 添加剂的影响将明显增大标准偏差), 而较多的测点和较低的标准偏差表明 R_o 测试具有较高的精度; ③ R_o 测试结果与热解峰温(T_{max})相吻合, 证明这些 R_o 值有效地反映了有机质成熟度。

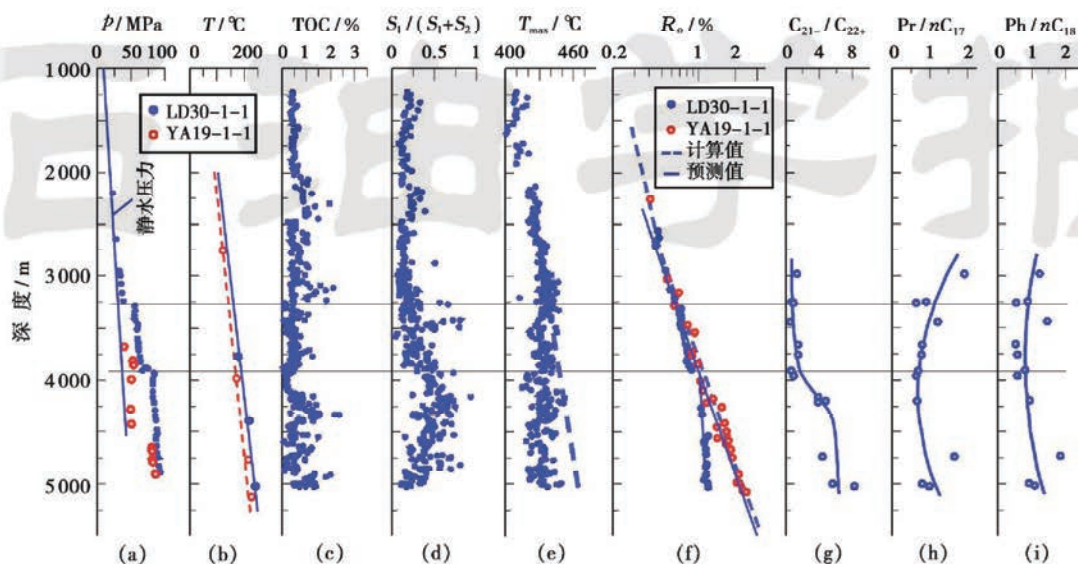


图1 莺歌海盆地 LD30-1-1 井地层温度、压力和有机质热演化剖面

Fig. 1 Profiles of formation pressure, formation temperature and organic geochemistry for LD30-1-1 Well in Yinggehai Basin

图1给出了 LD30-1-1 井地层压力剖面及南海西部石油公司研究院 1990 年测试的 R_o 随深度的变化; 为便于对比, 图1中同时给出了琼东南盆地 YA19-1-1 井的相关资料。从图1中可以看出, 超压对 R_o 产生了较明显的抑制作用: ① R_o 剖面分 3 段, 分别对应于浅部正常压力系统、中部超压系统和深部强超压系统。在浅部正常压力系统, R_o 随深度增大而呈规律性增大, 而中部超压系统和深部强超压系统的 R_o 梯度却明显降低; ②超压地层的实测 R_o 值明显低于根据浅部正常 R_o 趋势线预测的 R_o 值及根据地层埋藏史和热史计算的 R_o 值(图1); ③LD30-1-1 井(地温梯度为 4.6°C/hm) 浅部正常压力系统的实测 R_o 值与 YA19-1-1 井(地温梯度为 4.1°C/hm) 相近, 但超压系统的实测 R_o 值明显低于 YA19-1-1 井埋藏深度相近样品的 R_o 值。例如, 在 5000 m 处, YA19-1-1 井的实测地温约为 220°C, 实测 R_o 值已达 2.4%; 而 LD30-1-1 井的实测地温高达 240°C, 但实测 R_o 值仅为 1.2%。

2.2 热解峰温

美国 Arco 石油公司对 LD30-1-1 井近 280 个样品进行的 Rock-Eval 分析结果(图1)表明, 在浅部正常压力系统, 热解峰温 T_{max} 随深度增大而呈规律性增大, 而在中部超压系统和深部强超压系统, T_{max} 梯度明显降低。这与地层压力系统完全对应, 且与 R_o 分段高

度吻合。显然, 地层压力、 T_{max} 和 R_o 剖面的高度吻合不能用泥浆污染或其他测试因素加以解释, 中部超压系统和深部强超压系统 T_{max} 的异常低值进一步证明了超压对有机质热演化的抑制作用。

2.3 正构烷烃含量和分布

LD30-1-1 井超压层段的正构烷烃分布也表现出了强烈异常: ①根据传统生烃模式, 有机质在 R_o 为 0.5%~0.6% 时进入生烃门槛^[3], 在 R_o 为 0.9%~1.0% 时进入生烃高峰, 在 R_o 为 2.0% 时 C_{2+} 烃类基本被裂解, 有机质热演化进入裂解甲烷阶段^[3,8]。在 LD30-1-1 井中, 5010 m 的实测地温为 240°C, 计算的 R_o 值为 2.46%, 但泥岩中仍含有较丰富的液态烃, 正构烷烃碳数可达 C_{30} 以上。②高温(实测温度高于 200°C)超压地层仍发育较丰富的异戊间二烯烷烃, Pr/nC_{17} 值为 0.66~0.92, Ph/nC_{18} 值接近甚至大于 1.0(图1)。由于无环类异戊间二烯烷烃的热稳定性明显低于相邻的正构烷烃^[3], 因此, 随温度或成熟度增高, Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 应逐渐降低。在根据传统模式已进入准变质作用阶段的高温地层中仍存在较丰富的异戊间二烯烷烃, 这进一步揭示了超压对有机质热演化的抑制作用, 证明在强超压条件下, 即使是热稳定性较低的异戊间二烯烷烃也能在通常认为的液态石油“死亡线”之下稳定存在。③超压系统正构烷烃和无

表 2 莺歌海盆地 LD30-1-1 井实测镜质体反射率

Table2 Measured vitrinite reflectance (R_o) for LD30-1-1 Well in Yinggehai Basin

序号	深度/m	R_o /%	标准偏差	分析单位	序号	深度/m	R_o /%	标准偏差	分析单位
1	3 048.00	0.83	0.172	江汉油田 研究院	43	4 608.20	1.19	—	Arco 石油 公司
2	3 087.60	0.81	0.229		44	4 718.00	1.23	—	
3	3 157.73	0.65	0.202		45	4 800.30	1.28	—	
4	3 313.20	0.85	0.202		46	4 910.10	1.50	—	
5	3 352.80	0.75	0.238		47	4 992.40	1.46	—	
6	3 407.60	0.54	0.151		48	2 340.86	0.23	0.055	南海西部 石油公司 研究院 (1990)
7	3 413.76	0.83	0.196		49	2 389.63	0.27	0.068	
8	3 421.99	0.84	0.280		50	2 438.40	0.43	0.074	
9	3 474.70	0.72	0.112		51	2 548.13	0.45	0.058	
10	3 782.30	0.80	0.228		52	2 645.66	0.43	0.061	
11	3 540.30	0.92	0.220		53	2 694.43	0.43	0.053	
12	3 617.10	0.60	0.169		54	2 618.35	0.46	0.063	
13	3 714.00	0.63	0.174		55	2 938.27	0.52	0.066	
14	3 726.20	0.85	0.159		56	3 121.15	0.57	0.053	
15	3 914.60	0.89	0.146		57	3 171.44	0.63	0.067	
16	4 145.28	0.58	0.178		58	3 210.92	0.62	0.083	
17	4 242.82	0.78	0.161		59	3 252.22	0.62	0.054	
18	3 901.40	0.95	0.247		60	3 300.98	0.70	0.054	
19	4 334.26	0.68	0.226		61	3 354.32	0.68	0.053	
20	4 395.22	0.45	0.153		62	3 403.09	0.70	0.062	
21	4 760.98	0.74	0.247		63	3 447.29	0.69	0.071	
22	4 916.42	0.84	0.225		64	3 499.10	0.71	0.075	
23	5 007.86	0.76	0.273		65	3 546.35	0.74	0.057	
24	2 902.40	0.64	—	Arco 石油 公司	66	3 657.60	0.78	0.063	
25	2 975.60	0.66	—		67	3 706.37	0.82	0.081	
26	3 077.70	0.67	—		68	3 753.61	0.82	0.071	
27	3 160.10	0.73	—		69	3 803.90	0.78	0.051	
28	3 242.40	0.30	—		70	3 852.67	0.82	0.096	
29	3 352.10	0.76	—		71	3 887.72	0.85	0.081	
30	3 434.50	0.80	—		72	4 258.06	1.02	0.137	
31	3 544.20	0.83	—		73	4 312.92	1.04	0.139	
32	3 626.50	0.72	—		74	4 532.38	1.17	0.095	
33	3 708.80	0.88	—		75	4 576.58	1.10	0.119	
34	3 818.60	0.90	—		76	4 588.77	1.08	0.099	
35	3 900.90	0.88	—		77	4 652.78	1.11	0.108	
36	3 983.20	0.95	—		78	4 710.54	1.12	0.125	
37	4 120.40	1.05	—		79	4 799.08	1.14	0.128	
38	4 230.20	1.05	—		80	4 823.46	1.11	0.145	
39	4 224.10	1.04	—		81	4 902.71	1.12	0.123	
40	4 333.80	1.13	—		82	4 951.48	1.08	0.121	
41	4 416.20	1.10	—		83	4 977.38	1.16	0.182	
42	4 525.90	1.08	—		84	5 018.54	1.17	0.175	

注: 本资料由南海西部石油公司研究院提供。

环类异戊二烯烃出现差异演化。LD30-1-1 井各地层单元的有机质均主要来源于高等植物(镜质体和惰性体含量大于 80%^[33]), 这表明 3 900 m 以下 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值的异常变化与强超压环境下的有机质热演化密切相关。在强超压系统中, C_{21-}/C_{22+} 值随深度增大而增大, 而 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值微弱增大甚至保持恒定(图 1), 反映了不同类型化合物对超压的差异响

应和热稳定性不同的有机组分的差异演化, 即超压使热稳定性较低的组分在高温条件下得到保存。

综上所述, 南海西部石油公司研究院 1990 年经清洗后测试的 R_o 具有较高的精度, 并有效地反映了有机质成熟度。 R_o 、 T_{max} 、长链烷烃分布等多种参数相互吻合, 无疑证明了超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用。

3 不同有机质成熟度参数对超压的差异响应

有机质热演化和生烃作用由一系列平行而连续的反应构成, 包括富氢干酪根组分的降解生烃反应、贫氢干酪根组分的演化和生烃作用、长链烃的热裂解及烃类结构和构型的变化等。在莺歌海盆地 LD30-1-1 井中, 各种有机质成熟度参数均受到了超压的抑制作用。但在一些盆地中, 超压对不同成熟度参数的影响程度不同, 反映了超压环境中不同热演化反应的差异演化。

3.1 不同干酪根组分的差异成熟和差异生烃作用

在富氢和贫氢干酪根同步演化的正常压力环境中, 类脂组分的可见荧光在 R_o 为 1.1% ~ 1.3% 时消失^[34]; 而在一些超压地层中, 实测 R_o 高于 1.3% 的样品的孢子体和藻类体仍具有较强的荧光^[10, 35]。这表明孢子体和藻类体与镜质体的热演化不同步, 也反映了不同干酪根组分的差异成熟作用: 贫氢组分(镜质体)的热演化正常(R_o 未受超压的抑制), 而富氢组分(孢子体和藻类体)的成熟作用受到超压抑制。超压环境镜质体和类脂组分的不同步演化实际上反映了不同干酪根组分对超压的差异响应和差异演化。因此, 镜质体的成熟反应及由此导致的反射率增大仅仅是源岩演化的一部分。在超压环境下, R_o 演化正常并不一定意味着超压完全没有对有机质热演化产生抑制作用。

3.2 干酪根和可溶有机质的差异演化

在东濮凹陷, 实测 R_o 大于 2.0%, 且根据传统模式已进入裂解甲烷阶段的盐下超压地层中仍含有较丰富的液态烃^[36]; 在 Gulf Coast 盆地的深埋超压地层中, 实测 R_o 已达 4% ~ 5%, 但仍发育一定丰度的液态烃^[23-24]。上述情况均表明, R_o 正常演化, 但烃类的热裂解受到强烈抑制。叶尔英金等对全球 600 多个油气田的统计分析表明, 超压环境液态石油可以在更高的温度下得到保存^[37]。这些实例进一步说明, 在一些情况下, R_o 的正常演化并不能完全排除超压对其他有机质热演化反应的抑制作用。

3.3 热稳定性不同的烃类组分的差异演化

在莺歌海盆地 LD30-1-1 井深度超过 3 900 m 的强超压地层中, C_{21-}/C_{22+} 值随深度增大而增大, 表明 C_{15+} 正构烷烃的演化趋势正常(图 1)。然而, Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值则随深度增大而呈微弱增大甚至保持恒定(图 1), 则与正常压力情况下的演化趋势明显不同。东濮凹陷 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值也出现相似的演化趋势^[36]。正构烷烃和异戊间二烯烷烃相互矛盾的演化趋势揭示了强超压条件下热稳定性不同的有机组分的

差异演化。

4 超压抑制作用的机理、层次及控制因素

有机质热演化的超压抑制作用是相对于正常压力环境而言的。为了研究和衡量超压对有机质热演化的抑制作用, 将常压环境某一反应所达到的反应程度与超压条件下该反应的实际反应程度之差称为超压抑制指数(ORI)。

4.1 超压抑制作用的地球化学机理

在同一超压系统中, 超压对不同热演化参数的影响程度不同(即差异抑制作用)揭示了超压环境有机质热演化和生烃作用的主要控制因素和机理。就特定超压系统而言, 超压对某一有机质热演化反应($A \rightleftharpoons B + C$)的影响程度取决于该反应的体积膨胀效应和产物浓度变化速率。反应的体积膨胀效应越强, 产物浓度变化速率或变化幅度越高, 超压的抑制效应也就越明显; 反之, 反应的体积膨胀效应越弱, 产物浓度变化速率或变化幅度越小, 超压的抑制作用也就越弱甚至不产生抑制作用。不同有机质成熟度参数对超压的差异响应正是不同热演化反应的体积膨胀效应和产物浓度变化速率明显不同的结果。在同一超压系统中, 富氢干酪根组分热演化的体积膨胀效应和产物浓度变化速率大于贫氢干酪根组分, 从而导致同一超压系统中富氢干酪根组分(如孢子体和藻类体)的热演化受到抑制, 而贫氢干酪根组分(如镜质体)的热演化未受到抑制(镜质体反射率未受影响)。同样, 由于长链烃的热裂解具有更大的体积膨胀效应, 因此在同一超压系统中, 可以出现干酪根的降解生烃作用未受影响(镜质体反射率、类脂组分的荧光参数、热解峰温等反映生烃作用程度的参数符合传统模式), 但液态烃的热裂解受到抑制的复杂情况。

4.2 超压抑制作用层次

由于体积膨胀效应和产物浓度变化速率的差异, 不同有机质热演化反应可以对超压产生差异响应, 这导致超压对同一超压系统内的不同有机质热演化反应或不同热演化指标产生差异抑制作用。因此, 除了可以用超压抑制指数(ORI)来衡量超压对某一成熟度指标的抑制程度之外, 还有必要衡量超压对有机质热演化的整体影响, 即超压对有机质热演化的抑制作用层次。

根据有机质热演化反应的过程及其石油地球化学意义, 可以将有机质热演化反应分为 4 类: 富氢干酪根组分的降解生烃作用、贫氢干酪根组分的降解生烃作用、烃类结构和构型的变化及烃类的热裂解反应。根

据超压对不同类型热演化反应的影响程度,可将超压对有机质热演化和生烃作用的抑制作用分为4个层次。

(1) 超压抑制了有机质热演化和生烃作用的各个方面。与常压环境有机质热演化的时-温双控模式相比,干酪根的降解生烃作用、烃类结构和构型的变化及烃类的热裂解均受到了抑制, R_o 受到抑制是这一层次的重要标志。莺歌海盆地 LD30-1-1 井(图 1)及表 1 所列的部分实例属于这一层次。

(2) 超压仅对产物浓度变化速率高、体积膨胀效应强的热演化反应产生抑制作用,通常表现为富氢组分的生烃作用及液态烃的裂解作用受到抑制,而贫氢组分的热演化包括镜质体的成熟作用未受到可识别的影响。在此情况下, R_o 不会出现明显异常,但可用富氢无定形体、藻质体、壳质体等富氢组分的荧光参数及其与 R_o 的对比关系识别超压的抑制作用。

(3) 超压仅抑制了具有强体积膨胀效应的液态烃裂解,对各种干酪根组分的热降解和生烃作用未产生可识别的影响。如东濮凹陷一些钻井中的盐下超压系统中富氢干酪根组分与镜质体等贫氢组分同步演化,均未受到超压的明显影响。

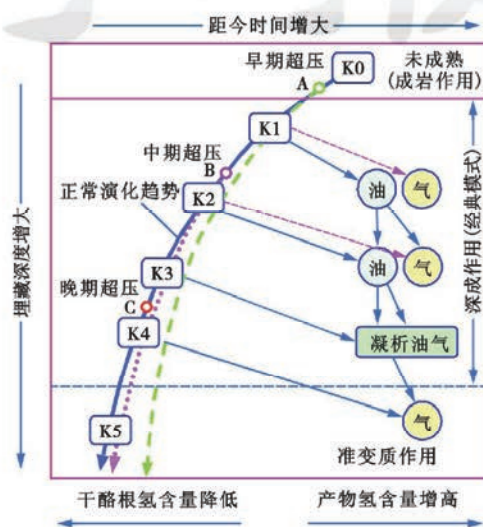
(4) 超压对干酪根的热降解和生烃作用、烃类结构和构型的变化及烃类的热裂解等有机质热演化的各个方面均未产生可识别的影响,有机质的热演化符合传统的时-温双控模式,如琼东南盆地 YA19-1-1 井超压系统有机质的热演化(图 1)。

4.3 超压抑制作用层次的控制因素

由于有机质热演化反应的多样性和超压发育演化的复杂性(超压具有多种发育机制,超压可以在有机质热演化的任何阶段开始发育,超压强度和增压介质多变、超压流体的幕式排放可引起地层压力的振荡性变化和增压介质组成的变化等),超压抑制作用层次的影响因素非常复杂,但从超压抑制作用的端元层次(第一层次和第四层次)入手,可揭示超压抑制作用层次的主要控制因素。

镜质体等贫氢干酪根的芳构化程度高,其热演化过程的体积膨胀效应和产物浓度变化速率较小。要使贫氢干酪根的热演化受到影响(即 R_o 受到抑制,出现第一层次的超压抑制作用),必须具备两个条件:早期强超压和长期的封闭流体系统^[12],这已被 Quick 和 Tabet^[17]的研究成果进一步证实。早期超压和长期的封闭流体系统具有如下地球化学效应:①早期超压(超压在有机质成熟度较低、地层压实程度较弱时开始发育)意味着有机质热演化反应主要发生于超压环境(图 2),从而保证超压环境有机质热演化反应特别是干酪

根热降解具有较强的体积膨胀效应和较高的产物浓度变化速率;②封闭流体系统不仅保证地层长期处于强超压状态,增大超压的有效作用时间,而且导致有机质热演化产物的滞留,强化超压对有机质热演化的抑制作用^[8];③水的存在可以明显抑制有机质的热演化^[8],早期超压使超压地层保持较高的孔隙度和较丰富的地层水,从而具有较高的地层水/有机质比率,有利于抑制有机质热演化反应;④超压地层中较丰富的地层水可以明显降低粘土矿物的催化作用^[3],有利于促进超压对有机质热演化的抑制。



注:正常热演化趋势及干酪根热降解产物据文献[38]修改

图2 超压开始发育时有机质的成熟度对超压抑制效应的影响

Fig. 2 The influence of the organic matter maturity on the retarding effects of overpressure when overpressure began to develop

琼东南盆地 YA19-1-1 井与莺歌海盆地 LD30-1-1 井具有相近的地温梯度,深部均发育较强超压。LD30-1-1 井超压对有机质热演化产生了强烈的抑制作用,而 YA19-1-1 井超压未对有机质热演化产生可识别的影响(图 1)。LD30-1-1 井超压层段以高声波时差、低电阻率为特征[图 3(a)],而 YA19-1-1 井的超压层段则具有较低的声波时差和较高的电阻率[图 3(b)]。这表明 LD30-1-1 井的超压是在泥岩压实程度和有机质热演化程度较低的情况下开始发育的,属于早期超压;而 YA19-1-1 井的超压是在泥岩压实程度和有机质热演化程度较高的情况下发育的中、晚期超压。中、晚期超压(超压在有机质热演化程度较高时开始发育)意味着大部分干酪根热降解反应已经在正常压力环境下完成(图 2);因此在超压发育后,干酪根结构中的大部分取代基已经脱落,有机质热演化反应的体积膨胀效应和产物浓度变化速率明显降低;同时,晚期超压意

意味着超压的有效作用时间较短。两者的共同作用导致晚期超压对有机质热演化不产生可识别的影响。这一实例从反面说明, 早期超压是超压抑制有机质热演化

的重要条件, 超压发育越晚, 即超压开始发育时有有机质成熟度越高, 对有机质热演化的抑制作用越弱, 甚至不产生可识别的影响。

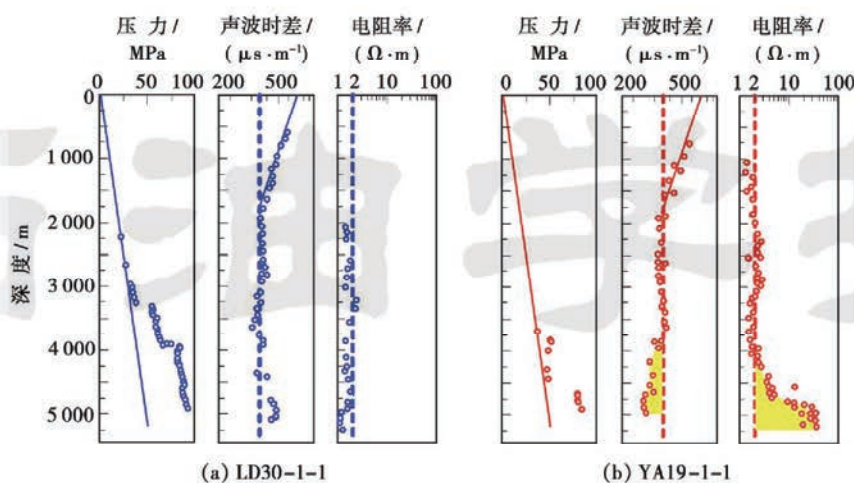


图3 LD30-1-1井与YA19-1-1井泥岩压实特征

Fig. 3 The shale compaction characteristics of LD30-1-1 Well and YA19-1-1 Well

琼东南盆地 YA21-1-2 井也发育了较强的超压, 3900 m 以下泥岩密度基本保持恒定[图 4(a)], 根据泥浆密度计算的压力系数为 1.86~2.03[图 4(b)]. 但超压并未对有机质热演化产生可识别的影响, 表现在:

①超压层段的实测 R_o 值随深度增大而增大, 且高于地温梯度相近但不发育超压的 YA8-2-1 井[图 4(c)]; ②根据未考虑压力作用的传统时-温双控模型计算的 R_o 值与超压层段的实测 R_o 值相吻合[图 4(c)]; ③从正常压力系统到超压系统, “A”/TOC、总烃/TOC、Ph/ nC_{17} 和 Ph/ nC_{18} 值连续演化[图 4(d)~(g)]。

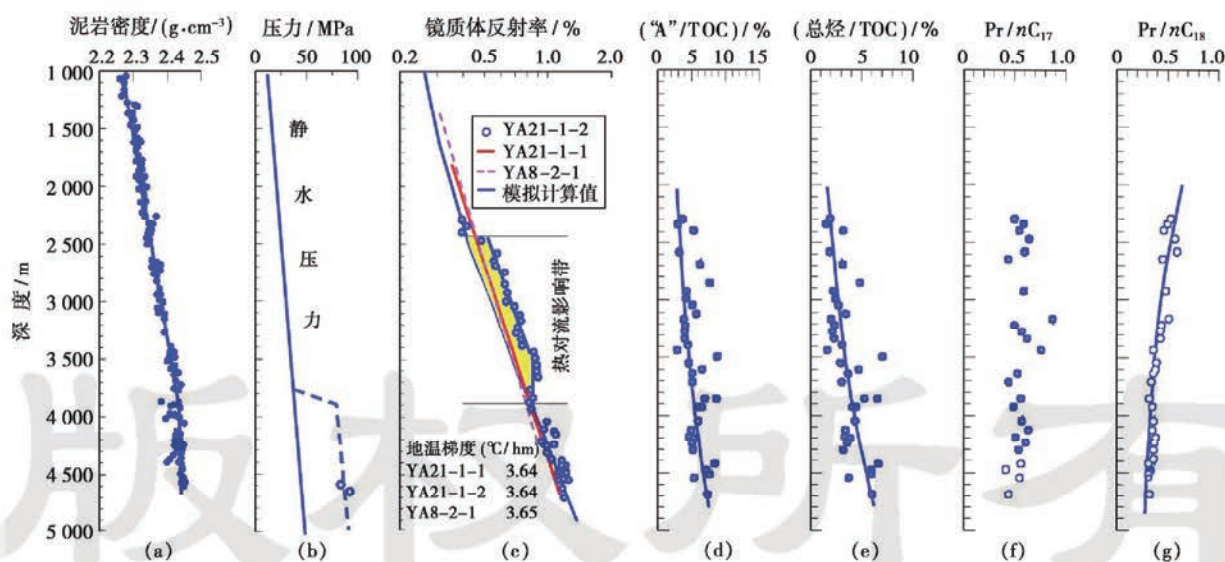


图4 琼东南盆地 YA21-1-2 井泥岩密度、地层压力及有机地球化学剖面

Fig. 4 Profiles of shale density, formation pressure and organic geochemistry for YA21-1-2 Well in Qiongdongnan Basin

值得注意的是, YA21-1-2 井超压顶界面之上的实测 R_o 明显高于地温梯度相近的 YA21-1-1 井和 YA8-2-1 井[图 4(c)], 且在 3500~3900 m 出现 R_o 陡直段 (R_o 梯度接近零)。接近直立的 R_o 段表明古地温梯度接近零, 而地温梯度接近零是热流体垂向流动的结果

[39-40], 即在超压界面附近, 超压引起地层间歇性破裂和超压流体通过裂隙幕式垂向排放的结果[12, 41]。超压是一个动态流体系统, 超压的增大及超压与构造应力的共同作用可以导致地层发生周期性水力破裂或先存裂隙/断裂的周期性开启[42-44], 从而导致超压流体的

间歇性排放。后者一方面导致超压层段流体压力的间歇性降低,另一方面导致有机质热演化产物的排出,这两方面均不利于超压对有机质热演化的抑制作用。YA 21-1-2 井超压未对有机质热演化产生可识别的影响正是超压流体排放及由此引起的有机质热演化产物排出和压力振荡性变化的结果^[26]。

在大多数情况下,超压对有机质热演化和生烃作用的影响可能介于第一层次和第四层次之间,即超压仅对某些热演化反应或某些热演化参数产生了较强的抑制作用,而对其他热演化反应或其他成熟度参数未产生可识别的影响。在此情况下,不同的有机质热演化反应或不同的有机质成熟度参数具有不同的超压抑制指数(ORI),因此必须通过多种参数才能识别超压抑制作用。

超压地层是一个由矿物基质—干酪根—(有机、无机)流体构成的多过程伴生、多过程相互影响的物理—化学系统,超压具有多种发育机制(包括压实不均衡、生烃作用和构造挤压等),超压地层的有机质丰度、类型多样且超压可以在任何有机质成熟阶段开始发育。不同沉积盆地超压的成因机制、发育强度、持续时间特别是发育时期的不同,可导致超压对有机质热演化的抑制作用层次和程度明显不同,这是造成不同盆地超压系统有机质热演化特征不同的根本原因。如莺歌海盆地、北海盆地超压系统的有机质热演化受到抑制,而琼东南盆地、美国绿河盆地和澳大利亚西北陆架区超压地层的有机质热演化未受超压影响。

5 超压抑制作用与油气勘探

在超压盆地中,浅部和深部源岩可能出现两种相反的变化趋势:浅部源岩有机质热演化的流体强化作用(即流体汇聚性流动使有机质热演化程度增高)^[36]和深部源岩有机质热演化的超压抑制作用。由于超压和超压流体流动的影响,传统的生烃理论已不能完全适用于超压盆地。尽管超压对有机质热演化和生烃作用的影响是非线性的,且不同盆地超压在有机质热演化和生烃过程中的作用也存在巨大差异,但超压对有机质热演化和生烃过程的多层次抑制作用具有重要的意义。

5.1 超压抑制作用与深层油气勘探

随着中、浅层油气勘探开发程度的不断提高,盆地深层成为很多盆地油气勘探的主要领域之一。超压对有机质热演化的抑制作用对深层油气勘探具有重要意义:①超压的抑制作用使根据传统生烃理论已进入准变质作用阶段的源岩仍保持在有利的生排烃阶段[图 5(a)],为深层晚期成藏提供了有利的烃源条件;

②超压对有机质热演化的抑制作用特别是对液态烃裂解的抑制作用使深层已聚集石油能够在传统生烃模式的“石油死亡线”之下得到保存,因此超压盆地具有更大的石油保存领域,从烃源条件和液态石油保存的角度,超压盆地深层石油的勘探潜力大于常压盆地;③由于超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用,超

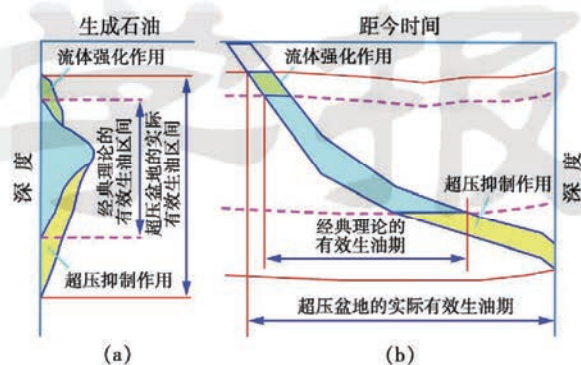


图 5 超压盆地的可能生油模式及其对源岩有效生油期的影响

Fig 5 Possible oil generation model for overpressured basins and its effect on the effective oil generation time of source rocks

压盆地中有机酸的释放空间和有机酸对砂岩成岩作用的影响范围大大超过常压盆地。因此在超压盆地中,低有效应力引起的压实作用减弱,流体流动性减弱引起的胶结作用减缓,再加上有机酸对矿物的溶解作用,三者共同作用使深部超压储层具有较高的孔隙度^[45-46],从而为深层油气聚集提供了较好的储集条件。需要指出的是,由于超压引起的地层天然水力破裂和流体穿层运移,超压环境深部油气藏的形成和保存需要有效的储层—盖层能量配置^[47]。

5.2 超压抑制作用与油气晚期成藏和年轻圈闭勘探潜力

在常压环境中,年代较老的深层源岩在晚期(浅部较年青源岩成熟时)已过成熟甚至进入准变质作用阶段。而在超压条件下,超压抑制作用使根据传统模式已进入准变质作用阶段的源岩仍保持在凝析油湿气带甚至生油主带之内,从而使浅部较年青源岩和深部较老源岩同时处于有利的生、排烃阶段,增大了晚期有效源岩的层位和体积,从而增大了源岩的晚期排烃强度。另一方面,超压地层在一定时期内保持封闭—半封闭流体系统,导致源岩在不同历史时期、不同温度和不同成熟度条件下生成的烃类在源岩内累积(发生源岩内混合)。超压的抑制作用和伴生的流体滞留效应导致源岩有效排烃期增长,主排烃期后移[图 5(b)],有利于油气晚期快速成藏^[47]。源岩主排烃期的后移和油气晚期快速成藏意味着根据传统油气成藏理论难以聚

集大量油气的年轻圈闭可成为有效的勘探目标。

5.3 超压抑制作用与富油超压盆地油型气的勘探潜力

根据传统生烃理论,大部分原油生成温度为 100~150℃;从有机质热演化的角度, R_o 大于 1.35% 进入凝析油和湿气阶段, R_o 大于 2.0% 进入干气阶段。然而,由于超压的抑制作用,超压盆地油型气的生成阶段可能明显滞后于传统生烃模式的预测结果,油型气的实际生成量和资源量可能明显低于根据传统理论计算的数量。在渤海湾盆地渤中坳陷,沙河街组的埋藏深度为 6000~8000 m,根据传统生烃模式计算的 R_o 值已超过 2.0%。但该区已发现的高成熟天然气的储量却较小。这除了受勘探程度的影响外,超压对于酪根降解生气和液态烃裂解生气的抑制作用可能是重要因素。

6 结 论

超压是影响有机质热演化和油气生成过程的重要因素,但超压对有机质热演化的影响是非线性的。在特定超压环境中,超压对有机质热演化反应的影响程度取决于该反应的体积膨胀效应和产物浓度变化速率。由于体积膨胀效应和产物浓度变化速率不同,不同热演化反应可以对超压产生差异响应,导致超压对不同有机质成熟度参数的差异抑制,因此必须用多种参数研究和识别超压抑制作用。

由于超压发育演化的多样性和复杂性,不同盆地超压对有机质热演化的抑制作用具有不同的表现形式和程度。超压对有机质热演化的总体影响可以分为 4 个层次。早期强超压和长期保持封闭一半封闭流体系统是产生第一层次超压抑制作用的必要条件,而超压发育过晚、超压的频繁释放及超压强度过低都可能导致超压对有机质热演化不产生可识别的影响。

未考虑超压作用的传统生烃理论已不能完全适用于超压盆地,超压对有机质热演化的多层次抑制作用对油气勘探具有重要意义。

致谢 在研究过程中,得到了龚再升、李思田、黄保家、胡忠良、张启明、易平、王振峰、李里、杨世刚、M. Lewan, J. Curtis 等专家的帮助和指导,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12.
- [2] Law B E, Spencer C W. Abnormal pressure in hydrocarbon environments[G] // Law B E, Ulmishek G F, Slavin U I. Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG Memoir 70, 1998: 1-11.
- [3] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. 2d ed. Berlin: Springer-Verlag, 1984: 699.
- [4] Monthieux M, Landais P, Durand B. Comparison between extracts from natural and artificial maturation series of Mahakam delta coals[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/3): 299-311.
- [5] Braun R L, Burnham A K. Mathematical model of oil generation, degradation and expulsion[J]. Energy Fuels, 1990, 4(1): 132-146.
- [6] McTavish R A. Pressure retardation of vitrinite diagenesis, offshore northwest Europe[J]. Nature, 1978, 271(5): 648-650.
- [7] McTavish R A. The role of overpressure in the retardation of organic matter maturation[J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(2): 153-186.
- [8] Price L C. Thermal stability of hydrocarbons in nature: Limits, evidence, characteristics, and possible controls[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1993, 57(17): 3261-3280.
- [9] Dalla Torre M, Mahlmann R F, Ernst W G. Experimental study on the pressure dependence of vitrinite maturation[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1997, 61(14): 2921-2928.
- [10] Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(3): 355-377.
- [11] Zou Y R, Peng P. Overpressure retardation of organic-matter maturation: A kinetic model and its application[J]. Marine and petroleum geology, 2001, 18(5): 707-713.
- [12] Hao Fang, Li Sitian, Sun Yongchuan, et al. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: A case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 551-562.
- [13] Law B E. Basin-centered gas system[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [14] He S, Middleton M, Kaiko A, et al. Two case studies of thermal maturity and thermal modeling within the overpressured Jurassic rocks of the Barrow Sub-basin, North West Shelf of Australia[J]. Marine and Petroleum Geology, 2002, 19(2): 143-159.
- [15] Carr A D. Suppression and retardation of vitrinite reflectance, Part 1: Formation and significance for hydrocarbon generation[J]. Journal of Petroleum Geology, 2000, 23(3): 313-343.
- [16] Carr A D. Thermal history model for the South Central Graben, North Sea, derived using both tectonics and maturation[J]. International Journal of Coal Geology, 2003, 54(1): 3-19.
- [17] Quick J C, Tabet D E. Suppressed vitrinite reflectance in the Ferron coalbed gas fairway, central Utah: Possible influence of overpressure[J]. International Journal of Coal Geology, 2003, 56(1): 49-67.
- [18] Chiamonte M A, Novelli L. Organic matter maturity in Northern Italy: Some determining agents[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/3): 281-290.
- [19] Oudin J L. Diagenese de la matiere organique dans le basin de Mahakam[J]. Mem Soc. Geol. France, 1987, 151: 107-114.

- [20] Jansa L, Urrea V H N. Geology and diagenetic history of overpressured sandstone reservoirs, Venture Gas Field, Offshore Nova Scotia, Canada[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1640-1658.
- [21] Diessel C F K, Brothers R N, Black P M. Coalification and graphitization in high pressure schists in New Caledonia[J]. Contrib. Mineral. Petrol., 1978, 68(1): 63-78.
- [22] McNeil D, Issler R, Snowdon L R. Colour alteration, thermal maturity and burial diagenesis in fossil foraminifera [J]. Bull. Geol. Surv. Canada 1996, 49(1): 90-99.
- [23] Price L C. Organic geochemistry of core samples from an ultra deep hot well (300°C, 7km) [J]. Chemical Geology, 1982, 37(2): 215-228.
- [24] Price L C, Clayton J L, Rumen L L. Organic geochemistry of a 6.9 kilometer deep well, Hinds County, Mississippi[J]. Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., 1979, 29(3): 352-370.
- [25] Li Huijun, Wu Tairan, Ma Zongjin, et al. Pressure retardation of organic maturation in clastic reservoirs: A case study from the Banqiao Sag, Eastern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2004, 21(9): 1083-1093.
- [26] Hao Fang, Jiang Jianqun, Zou Huayao, et al. Differential retardation of organic matter maturation by overpressure[J]. Science in China (series D), 2004, 47(9): 783-793.
- [27] 肖丽华, 孟元林, 张连雪, 等. 超压地层中镜质组反射率的计算[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 14-17.
- [28] 查明, 曲江秀, 张卫海. 异常高压与油气成藏机理[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 19-23.
- [29] 易平, 黄保家, 黄义文, 等. 莺琼盆地高温超压对有机质热演化的影响[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 32-35.
- [30] Hao Fang, Chen Jianyu. The cause and mechanism of vitrinite reflectance anomalies[J]. Journal of Petroleum Geology, 1992, 15(3): 419-434.
- [31] Diessel, C F K, Gammidge L. Isometamorphic variations in the reflectance and fluorescence of vitrinite: A key to depositional environment[J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 36(3/4): 167-222.
- [32] Wenger L M, Baker D R. Variations in vitrinite reflectance with organic facies: Examples from Pennsylvanian cyclothems of the Midcontinent, USA [J]. Organic Geochemistry, 1987, 11(5): 411-416.
- [33] 龚再升, 李思田. 南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集[M]. 北京: 科学出版社, 1997: 510.
- [34] Senftle J T, Brown J H, Larter S R. Refinement of organic petrographic methods for kerogen characterization [J]. International Journal of Coal Geology, 1987, 7(1): 105-117.
- [35] Mukhopadhyay P K. Characterization and maturation of selected oil and condensate samples and correlation with source beds, Scotian Shelf [R]. Ottawa: Geol. Surv. Canada, Open File No. 2620, 1990.
- [36] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 406.
- [37] 马启富, 陈斯忠, 张启明, 等. 超压盆地与油气分布[M]. 北京: 地质出版社, 2000: 254.
- [38] Horsfield B. Pyrolysis studies and petroleum exploration[M] // Brooks J, Welte D. Advances in Petroleum Geochemistry, Vol. 1. London: Academic Press, 1984: 247-298.
- [39] Hao Fang, Li Sitian, Gong Zaisheng, et al. Thermal regime, inter-reservoir compositional heterogeneities, and reservoir-filling history of the Dongfang Gas Field, Yinggehai Basin, South China Sea: Evidence for episodic fluid injections in overpressured basins? [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(5): 607-626.
- [40] Hulen J B, Goff F, Ross J R, et al. Geology and geothermal origin of Grant Canyon and Bacon Flat oil fields, Railroad Valley, Nevada[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(3): 596-623.
- [41] Law B E, Nuccio V F, Barher C E. Kinky vitrinite reflectance well profiles: Evidence of Paleopore pressure in low-permeability, gas-bearing sequences in Rocky Mountain Foreland Basins [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(7): 999-1010.
- [42] Roberts S J, Nunn J A. Episodic fluid expulsion from geopressed sediments [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(2): 195-204.
- [43] Roberts S J, Nunn J A, Cathles L, et al. Expulsion of abnormally pressured fluids along faults [J]. Journal of Geophysical Research, 1996, 101(B12): 28231-28252.
- [44] Cosgrove J W. The role of structure geology in reservoir characterization[G] // Coward M P, Daltaban T S, Johnson H. Structure geology in reservoir characterization. Geological Society Special Publication 127, 1998: 1-13.
- [45] Holm G M. Distribution and origin of overpressure in the Central Graben of the North Sea[G] // Law B E, Ulmishek G F, Slavin V I. Abnormal pressure in hydrocarbon environments. AAPG Memoir 70, 1998: 123-144.
- [46] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.
- [47] 郝芳, 邹华耀, 方勇, 等. 断压双控流体流动与油气幕式快速成藏[J]. 石油学报, 2004, 25(6): 38-43.

(收稿日期 2005-10-09 改回日期 2006-04-07 编辑 王 秀)