

文章编号:1001-6112(2009)04-0379-05

有效泥质油源岩有机碳丰度评价标准研究

——以东营凹陷为例

李志明¹, 关德范², 徐旭辉², 秦建中¹, 郑伦举¹, 刘文斌¹, 伍校军³

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油东方地球物理勘探有限责任公司, 河北 涿州 072751)

摘要: 烃源岩的孔隙度为其成烃空间, 当烃源岩孔隙空间充满油时才能发生有效排油。依据渤海湾盆地东营凹陷有效泥质油源岩孔隙度与成熟度和密度之间关系模式, 结合不同类型烃源岩热演化生气过程中有机碳转化率, 对东营凹陷有效泥质油源岩有机碳丰度评价标准进行了研究。结果表明, 不同类型、不同成熟阶段的有效泥质油源岩, 其有机碳丰度评价标准差异很大, 其中I、II型有效泥质油源岩的总有机碳丰度最低下限值分别为2.01%和3.51%, 残余有机碳丰度最低下限值分别为0.57%和2.07%。

关键词: 有效泥质油源岩; 孔隙度; 有限空间生油; 残余有机碳丰度; 东营凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

STUDY ON THE APPRAISING STANDARD OF ORGANIC CARBON ABUNDANCE FOR EFFECTIVE MUDDY OIL SOURCE ROCKS

—A CASE STUDY FROM THE DONGYING SAG

Li Zhiming¹, Guan Defan², Xu Xuhui², Qin Jianzhong¹, Zheng Lunju¹, Liu Wenbin¹, Wu Xiaojun³

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Beijing 100083, China;

3. BGP CNPC, Zhuozhou, Hebei 072751, China)

Abstract: The porosity of source rock is its hydrocarbon generating space. When the pore space of source rock is fully filled by oil, the oil can be discharged effectively from source rock. According to the relationship model of porosity between thermal maturity and density for effective muddy oil source rocks from the Dongying Sag and combined with the relationship between maturity and organic carbon rate of conversion for source rocks of various types, the appraising standard of organic carbon abundance for the effective muddy oil source rocks from the Dongying Sag has been studied. The results show that appraising standard of organic carbon abundance for the effective muddy oil source rocks is great difference. The lowest values of total organic carbon abundance for effective muddy oil source rock with type I and II are 2.01% and 3.51% respectively, and the residual organic carbon abundance for effective muddy oil source rock with type I and II are 0.57% and 2.07% respectively.

Key words: effective muddy oil source rocks; porosity; petroleum generation in limited space; residual abundance of organic carbon; Dongying Sag; Bohai Bay Basin

有效烃源岩是指能够生成足够的油气, 并通过排烃、运移、聚集等环节后形成具有工业价值油气藏的烃源岩^[1,2]。该定义暗示作为有效烃源岩, 必须同时满足以下条件: 烃源岩的有机质丰度需足够高; 有机质经热演化生成的油(气)必须能有效排出烃源岩; 排出的油(气)能形成具有工业价值的油气

藏。烃源岩有机质丰度常以有机碳、氯仿可溶有机质和总烃含量来表达, 其中有机碳是控制后两者的参数, 也是油气资源评价的基本参数^[3]。然而, 有机碳丰度的评价长期以来一直是石油地质与有机地球化学界倍受关注的焦点与难点。近年来, 众多学者^[4~10]提出了有效烃源岩的有机碳丰度下限值,

收稿日期: 2008-01-14; 修订日期: 2009-05-31。

作者简介: 李志明(1968—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事地球化学研究与石油地质综合评价。E-mail: mqzhtml@sohu.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科学技术研究开发项目(P05038)。

但结果众说纷纭,莫衷一是。如不同学者提出的有效泥质烃源岩的(残余)有机碳下限值最小为 0.4%,最大为 1.5%,相差甚大,并且均缺乏系统的评价依据;同时,这些研究没有考虑到不同类型、不同热演化阶段的有效泥质烃源岩,其应具有不同的总或残余有机碳丰度下限值。为此,本文引入有限空间生、排油理论思维,结合不同类型烃源岩热演化过程中有机碳的转化率(贡献率)大小,以东营凹陷泥质油源岩为例,采用新的研究思路来研究有效泥质油源岩有机碳丰度评价标准。

1 有限空间生、排油理论

成烃过程是烃源岩中的有机质经过热演化转变成石油的一种化学反应,只要是化学反应就必然涉及到物质基础、反应条件、反应空间。Tissot 提出的“干酪根热降解晚期生烃”学说,主要强调了物质基础(如,有机质含量、干酪根类型等)和地温场条件,忽视了反应空间这个重要的制约条件^[11]。众所周知,泥质烃源岩主要是由泥质沉积物及其内部所含的有机质经沉积成岩过程形成的,随着盆地持续沉降,沉积物不断加载增压,泥质岩逐步压实,孔隙度逐渐减小。有机质随着不断增温逐步成熟并进入生油阶段,生成的油同时占据泥质岩的孔隙空间。泥质岩与有机质的同步演化过程中,泥质岩经不断压实孔隙度逐步减小,而有机质随着成熟度的不断提高生油量逐步增加。因此,只要有机质类型好的泥质烃源岩,其总有机碳丰度足够高,总会在生油窗内的某一演化阶段有机质经热演化生成的石油会充满泥质岩的孔隙空间。

Tissot 和 Welte 提出总有机碳最低值是很有意义的,这不仅是因为烃源岩中的烃类是由干酪根生成的,而且还因为烃类必须达到一个临界水平,然后才有可能从生油岩中排出^[12]。但是,这个临界值是多少?不同学者的研究结果^[13~18]差别很大,如 Ungerer 认为烃源岩孔隙空间内含油饱和度小于 1%时就有油排出^[13],而张林晔等则认为烃源岩排油饱和度下限值在 20%~40%。另外,Baskin 指出,只有烃类充满烃源岩孔隙空间时,才能实现有效排烃^[19]。

为了搞清烃源岩有限空间生排油的特点,采用无锡石油地质研究所研制的地层孔隙热压生排烃模拟实验,对富含有机碳的低成熟度样品进行了模拟实验。模拟实验结果表明,当烃源岩孔隙空间内含油饱和度较低的情况下,确实有石油排出,但相对生油量而言,排出量极其低,只有当烃源岩空间

充满油的情况下,才有较大数量的石油从烃源岩排出,从而实现有效排油(详细实验条件、流程和结果将另文发表),这与 Baskin 的结论相吻合。

以上分析结果表明,烃源岩生油的反应空间为其孔隙空间,并且只有当生成的油充满孔隙空间时才能发生有效排油。

2 泥质油源岩有限空间生油模型

Herman 等^[20]指出,泥质沉积物一旦达到了一定的积土负载而且沉积物压实了,这个过程是不可逆的。就是说,即使后来上升和上部地层侵蚀之后,随着压力的释放,在最大埋藏深度处所持有的孔隙度也不会发生重大改变。因此,泥质沉积物所经历的最大埋藏深度,可以从未风化岩石的孔隙度计算出来^[20]。而有机质的成熟度同时是不可逆的,其代表了所遭受的最高古地温。所以,泥质岩的孔隙度和有机质成熟度是记录其成岩演化特征的最好标志。东营凹陷已知油藏的油源分析资料^[15]表明,原油主要源自沙四上亚段—沙三下亚段的暗色泥岩、钙质页岩,个别原油源自沙三中亚段暗色泥岩。为此,本文通过对东营凹陷不同深度沙四上亚段—沙三下亚段和沙三中亚段泥质油源岩样品孔隙度、成熟度和密度的系统分析,来建立东营凹陷泥质油源岩有限空间生油模型。因东营凹陷的沙三中一下和沙四上亚段油源岩实测镜质体反射率存在明显的抑制^[15,21~23],故样品的成熟度采用能有效解决镜质体反射率抑制问题的 FAMM 技术^[24,25]进行测定。根据样品实测分析结果所建立的东营凹陷泥质油源岩有限空间生油模型如图 1 和表 1 所示。可见,随着埋藏深度的增大,泥质油源岩的孔隙度逐渐降低,密度逐渐增大。埋藏深度 2 200 m 左右的泥质油源岩,其成熟度为 0.60%,孔隙度为 11.5%,即该成熟度时的生烃空间为泥质油源岩体积的 11.5%,相应的密度为 2.20 g/cm³;埋藏深度 3 100 m 左右的泥质油源岩,其成熟度增高至 0.80%,孔隙度降低至 7.5%,即该成熟度时的生烃空间只有泥质油源岩体积的 7.5%,相应的密度增高为 2.52 g/cm³;埋藏深度 4 200 m 左右的泥质油源岩,其成熟度增高至 1.2%,孔隙度降低至 5.0%,即该成熟度时的生烃空间只有泥质油源岩体积的 5.0%,相应的密度增高为 2.63 g/cm³;泥质油源岩的埋深进一步增大时,尽管成熟度还会逐渐增高,但其孔隙度和密度值变化很小。故作为有效泥质油源岩,其有机碳丰度值必须满足在生油窗内生成的油能够充满孔

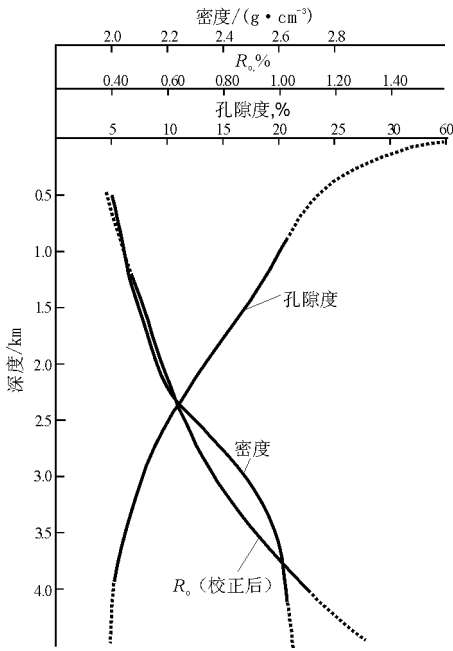


图 1 东营凹陷泥质油源岩有限空间生油模型

Fig. 1 The model of petroleum generation in limited space for muddy oil source rocks from the Dongying Sag

表 1 东营凹陷泥质油源岩埋藏深度与成熟度、孔隙度和密度对应关系

Table 1 The corresponding relationship among burial depth, porosity and density of muddy oil source rocks from the Dongying Sag

深度/m	成熟度 R_o , %	孔隙度, %	密度/($g \cdot cm^{-3}$)
1 500	0.50	16.5	2.08
2 200	0.60	11.5	2.20
2 700	0.70	8.5	2.40
2 900	0.75	8.0	2.48
3 100	0.80	7.5	2.52
3 300	0.85	7.0	2.56
3 400	0.90	6.0	2.60
3 750	1.00	5.5	2.61
4 000	1.10	5.2	2.62
4 200	1.20	5.0	2.63

隙空间,最低有机碳丰度值要满足在成熟度 1.2% 左右时生成的油能够满足充满当时的孔隙空间。

3 有效泥质油源岩有机碳丰度评价

3.1 油源岩热演化过程中有机碳转化率

众所周知,油源岩成熟度进入生油窗后,随着成熟度增高,其干酪根将不断转化生成石油,干酪根中的有机碳转化为石油中的有机碳。Baskin^[19]从理论上计算了干酪根热演化过程中有机碳转化率,假设干酪根转化的 H/C 比例与它们的生成产物的比例相等,全世界典型原油的 H/C 比为

1.80~1.85,在忽略早期生成少量甲烷的情况下,这些数据表明,在生油高峰,每 100 个碳原子消耗 185 个氢原子(H/C 比为 1.85);在湿气阶段,每 100 个碳原子消耗 300 个氢原子(H/C 比为 3.0);在干气阶段,每 100 个碳原子消耗 400 个氢原子(H/C 比为 4.0)。由此,建立了不同类型有机质热演化过程中干酪根 H/C 原子比与有机碳转化率关系图解(图 2)。可见,随着干酪根向油气转化,干酪根本身的 H/C 原子比将逐渐降低,碳转化率逐渐增高,至整个成熟期末(干酪根生烃结束),I型干酪根有机碳转化率约 76%,II型干酪根有机碳转化率约 46%,III型干酪根有机碳转化率仅为 11.5%。

同时,张义刚^[26]利用热解模拟实验实测的 H/C 比值与镜质体反射率的关系以及 Barrows 等(1984)的 H/C 比值与镜质体反射率图版,绘制了 I, II, III 型干酪根的 H/C 比值与镜质体反射率之间的三条拟合曲线(图 3),显示了不同类型有机质在热成熟演化过程中其 H/C 比值的演化规律。这样,以图 2 和图 3 为依据,以不同类型干酪根的 H/C 比为桥梁,建立了 I, II, III 型烃源岩成熟度与有机碳转化率的关系,结果如表 2 所示。显然不同有机质类型的烃源岩,在相同的成熟度时其有机碳转化率差异很大,如 I 型烃源岩成熟度达到 0.85% 时,其 60% 的干酪根中的有机碳已转化为石油中的有机碳,II 型烃源岩则有 33.0% 干酪根中的有机碳已转化为石油中的有机碳,而 III 型烃源岩仅有 7.8% 干酪根中的有机碳已转化为石油中的有机碳,如此低的转化率导致 III 型烃源岩在生油窗范围内生成的油无法充满其孔隙空间,从而使 III 型烃源岩一般为无效油源岩。

3.2 有效泥质油源岩有机碳丰度评价标准

前面的研究分析表明,只有当油源岩孔隙空间

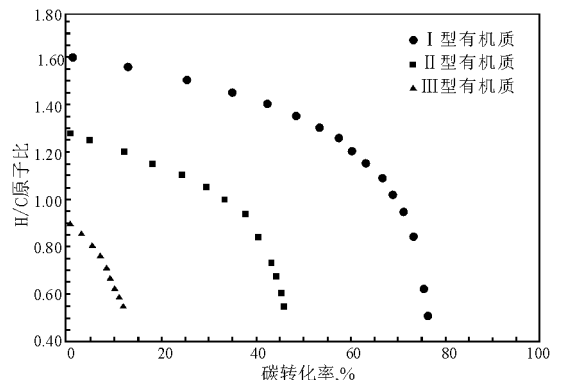


图 2 不同类型有机质干酪根 H/C 原子比与有机碳转化率关系图解

Fig. 2 Diagram showing atomic H/C ratio of kerogen vs TOC rate of conversion for various organic matter types

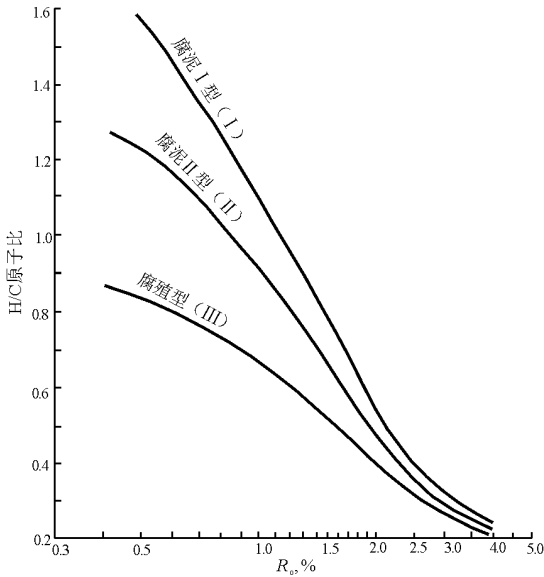


图 3 不同类型有机质干酪根 H/C 原子比与成熟度关系图解

Fig. 3 Diagram showing atomic H/C ratio of kerogen vs maturity for various organic matter types

表 2 I, II, III 型烃源岩成熟度与有机碳转化率的关系

Table 2 The relationship between maturity and organic carbon rate of conversion for source rocks of type I, II and III

烃源岩成熟度, %	有机碳转化率, %		
	I 型	II 型	III 型
0.50	10.0	10.0	4.50
0.60	34.0	15.0	5.50
0.70	48.0	24.0	7.00
0.75	53.0	29.0	7.20
0.80	57.5	32.0	7.50
0.85	60.0	33.0	7.80
0.90	62.0	36.0	8.00
1.00	66.0	39.0	8.50
1.10	68.0	40.0	9.00
1.20	71.5	41.0	10.00
1.30	72.5	42.0	11.00
2.00	75.5	46.0	11.50

充满油时才能实现有效排油。那么根据东营凹陷泥质油源岩有限空间生油模型(图 1 和表 1), 采用反推的方法来计算在不同成熟度时孔隙空间充满油所需的有机碳丰度值, 即转化为石油的有机碳丰度值 ($TOC_{转}$); 同时又已知不同类型烃源岩成熟度与有机碳转化率的关系(表 2)。这样, 就可以计算出东营凹陷 I、II 型油源岩不同成熟度时孔隙空间充满油所需的总有机碳与残余有机碳下限值, 具体计算框图如图 4 所示, 计算结果见表 3。

由表 3 可见, 随着泥质油源岩成熟度的增大, 孔隙空间充满油所需的总有机碳 ($TOC_{总}$) 和残余有机

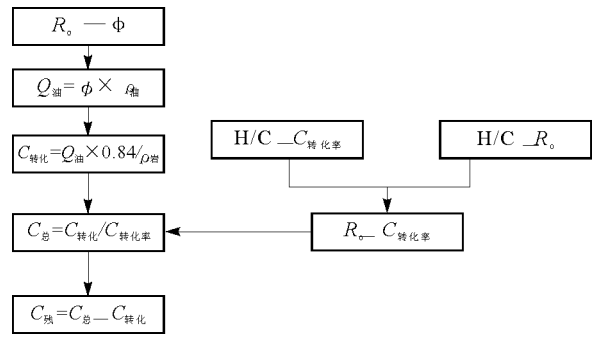


图 4 东营凹陷有效泥质油源岩有机碳丰度计算流程

R_o . 成熟度, %; ϕ . 孔隙度, %; $Q_{油}$. 孔隙空间充满时的油量/g; $\rho_{油}$. 油密度/($g \cdot cm^{-3}$); $C_{转化}$. 不同演化阶段有机碳转化率, %; $C_{转化}$. 转化为油的有机碳, %; $C_{总}$. 总有机碳, %; $C_{残}$. 残余有机碳, %

Fig. 4 Flow diagram of calculation of organic carbon abundance for effective muddy oil source rocks of the Dongying Sag

碳 ($TOC_{残}$) 丰度均逐渐降低, 也就是泥质油源岩的成熟度越低, 作为有效油源岩所需的有机碳丰度标准值就越高; 同时不同类型的油源岩由于在相同成熟度下有机碳的转化率差异很大, 故其作为有效油源岩所需的有机碳丰度标准值也显著不同(表 3)。其中 I 型有效泥质油源岩的总有机碳丰度最低下限值为 2.01%, 残余有机碳丰度最低下限值为 0.57%; II 型有效泥质油源岩的总有机碳丰度最低下限值为 3.51%, 残余有机碳丰度最低下限值为 2.07%。这里需指出的是, 本研究成果只适用于东营凹陷和与东营凹陷具有相同热演化和埋藏史的盆地或凹陷, 这是因为热演化和埋藏史不同的盆地或凹陷具有不同的有限空间生油模型, 但该研究思路适用于所有盆地或凹陷有效泥质油源岩的评价。

4 结论

1) 烃源岩生油的反应空间为其孔隙空间, 并且只有当生成的油充满孔隙空间时才能发生有效排油。

2) 东营凹陷泥质油源岩有限空间生油模型研究表明, 随着埋藏深度的增大, 泥质油源岩的孔隙度逐渐降低, 密度逐渐增大。作为有效泥质油源岩, 其有机碳丰度值必须满足在生油窗内生成的油能够充满孔隙空间, 最低有机碳丰度值要满足在成熟度 1.2% 左右时生成的油量能够满足充满其孔隙空间。

3) 不同有机质类型的烃源岩, 在相同的成熟度时其有机碳转化率差异很大。

4) 不同类型、不同成熟阶段的有效泥质油源岩, 其有机碳丰度评价标准差异很大, 其中 I 型有效泥质油源岩的总有机碳丰度最低下限值为 2.01%, 残余有机碳丰度最低下限值为 0.57%; II 型有效

表3 东营凹陷 I、II 型烃源岩不同成熟度时孔隙空间充满油所需的总有机碳与残余有机碳下限值

Table 3 The lower values of total and residual TOC of oil source rocks of type I and II at different maturity which need porosity space fully filling up oils in the Dongying Sag

R _o , %	密度/ (g · cm ⁻³)	孔隙度, %	1cm ³ 烃源岩孔 隙空间充满油 时油的重量/g	1cm ³ 烃源岩孔 隙空间充满油 的有机碳重量/g	TOC _转 , %	I 型烃源岩		II 型烃源岩	
						TOC _总 , %	TOC _{残余} , %	TOC _总 , %	TOC _{残余} , %
0.60	2.20	11.5	0.103 5	0.086 9	3.95	11.62	7.67	26.33	22.38
0.70	2.40	8.5	0.076 5	0.064 3	2.68	5.58	2.90	11.17	8.49
0.75	2.48	8.0	0.072 0	0.060 5	2.44	4.60	2.16	8.41	5.97
0.80	2.52	7.5	0.067 5	0.056 7	2.25	3.91	1.66	7.03	4.78
0.85	2.56	7.0	0.063 0	0.052 9	2.07	3.45	1.38	6.27	4.20
0.90	2.60	6.0	0.054 0	0.045 4	1.74	2.81	1.07	4.83	3.09
1.00	2.61	5.5	0.049 5	0.041 6	1.59	2.41	0.82	4.08	2.49
1.10	2.62	5.2	0.046 8	0.039 3	1.50	2.21	0.71	3.75	2.25
1.20	2.63	5.0	0.045 0	0.037 8	1.44	2.01	0.57	3.51	2.07

泥质油源岩的总有机碳丰度最低下限值为 3.51%，
残余有机碳丰度最低下限值为 2.07%。

参考文献:

- Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology [M]. San Francisco: Freeman and Company, 1979. 524
- 李丕龙. 陆相断陷盆地油气地质与勘探——陆相断陷盆地油气生成与资源评价(卷三)[M]. 北京:石油工业出版社, 2003
- 金强, 查明, 赵磊. 柴达木盆地西部第三系盐湖相有效生油岩的识别[J]. 沉积学报, 2001, 19(1): 125~129
- 朱光有, 金强, 王锐. 有效烃源岩的识别方法[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003, 27(2): 6~10
- 饶丹, 章平澜, 邱蕴玉. 有效烃源岩下限指标初探[J]. 石油实验地质, 2003, 25(增刊): 578~581
- 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 8~12
- 陈安定. 海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 23~25
- Bissada K K. Geochemical constraints on petroleum generation and migration——a review [C]. Proc 2nd ASCOPE conf, Manila, 1982. 69~97
- Bjorkkle K. Sedimentology and Petroleum Geology [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1989. 363
- Peters K E, Cassa M R. Applied source rock geochemistry [A]. In: Magoon L B, Dow W G, eds. The Petroleum System: from Source to Trap, AAPG Memoir 60[M]. Tulsa: AAPG, 1994. 93~117
- 关德范, 王国力, 张金功等. 成盆成烃成藏理论思维——从盆地到油气藏[M]. 北京:石油工业出版社, 2004. 77
- Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1978
- Ungerer P. Modeling oil formation and migration in the southern part of the Suez Rift, Egypt[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10: 247~260
- 陈发景, 田世澄. 压实与油气运移[M]. 武汉:中国地质大学出版社, 1989
- 张林晔, 刘庆, 张春荣. 东营凹陷成烃与成藏关系研究[M]. 北京:地质出版社, 2005
- Dickey P A. Possible primary migration of oil from source rock in oil phase [J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(2): 337~344
- England W A. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface [J]. Journal of the Geological Society, 1987, 144(2): 327~347
- 陈中红, 查明, 金强. 牛 38 井烃源岩排烃门限的确定[J]. 天然气工业, 2005, 25(11): 7~9
- Baskin D K. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(9): 1437~1450
- Herman H R, George V C. 泥质沉积物的压实[M]. 徐怀大译. 北京:地质出版社, 1984. 12~55
- 郭汝泰, 王建宝, 高喜龙等. 应用激光探针技术评价烃源岩成熟度——以东营凹陷生油岩研究为例[J]. 自然科学进展, 2003, 13(6): 626~630
- 谢明举, 邱楠生. 东营凹陷镜质体反射率异常的无机作用探讨[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2005, 20(5): 12~16
- 李志明, 秦建中, 徐旭辉等. 镜质体反射率抑制与烃源岩质量关系——以渤海湾盆地东营凹陷烃源岩为例[J]. 石油实验地质, 2008, 30(3): 276~280
- Wilkiins R W T, Wilmshurst, J R, Hladky G, et al. Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal maturity determination in oil exploration? [J]. Organic Geochemistry, 1995, 22(1): 191~209
- 李志明, 秦建中, 廖宗廷等. FAMM 技术及其应用进展[J]. 石油实验地质, 2005, 27(3): 307~311
- 张义刚. 天然气的生成聚集和保存[M]. 南京:河海大学出版社, 1991