

排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用

庞雄奇^{1,2}, 李素梅^{1,2}, 金之钧¹, 黎茂稳^{1,3}

1. 石油大学石油与天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249
2. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249
3. 加拿大地质调查局卡尔加里分部

摘要: 排烃门限概念的提出为有效源岩的判识奠定了理论基础, 它在油气勘探与资源评价中具有重要意义。采用地球化学的方法论证了排烃门限的客观存在。研究表明, 源岩进入排烃门限后, 其反映生烃潜能的指标($S_1 + S_2$)/TOC、氢指数以及反映烃源岩残留烃量的指标氯仿沥青“A”都开始明显降低; 烃源岩中可溶有机质的化学成分、生物标志物的含量与分布特征也都发生明显的变化, 没有进入排烃门限的源岩可溶有机质与原油差别大, 进入门限后的源岩可溶有机质开始与原油组分较为一致。渤海湾盆地东营凹陷沙四段泥岩和页岩的排烃门限分别为 2 200 m 和 2 000 m 左右, 排烃强度分别为 0~1 100 kg/m² 和 0~150 kg/m², 累积排出烃量为 7.365×10^8 t 和 1.435×10^8 t。

关键词: 排烃门限; 资源评价; 生烃潜力; 烃类组分; 生物标志物。

中图分类号: P618.130

文章编号: 1000-2383(2004)04-0384-07

收稿日期: 2004-03-18

Geochemical Evidences of Hydrocarbon Expulsion Threshold and Its Application

PANG Xiong-qing^{1,2}, LI Su-mei^{1,2}, JIN Zhi-jun², LI Mao-wen^{1,3}

1. Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation Mechanism, University of Petroleum, Ministry of Education, Beijing 102249, China
2. Basin & Reservoir Research Center, University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. Geological Survey of Canada, Calgary

Abstract: The concept of "Hydrocarbon expulsion threshold" is taken as an important theoretical base in the identification of effective source rock, and therefore, plays a significant role in petroleum exploration and resource assessment. Occurrence of hydrocarbon expulsion threshold is discussed by means of geochemical approaches. The results show that the parameters of ($S_1 + S_2$)/TOC, HI showing source rock potential and the abundance of resident hydrocarbons—"A" decrease obviously with increasing depth once source rocks reach the expulsion threshold, and obvious variation of chemical composition as well as abundance and relative distribution of biomarkers can also be observed. Similar chemical compositions between crude oils and soluble organic matters are observed after the source rocks entered the expulsion threshold, however, the discrepancies are present within the source rocks below the expulsion threshold. Taking as an example of the Dongying depression of the Bohaiwan basin, the expulsion thresholds of Es⁴ mudstone and shale in Bamianhe area are about 2 200 and 2 000 m respectively, with expulsion intensity of 0~1 100 and 0~150 kg/m² and expelled accumulative hydrocarbons of 7.365×10^8 and 1.435×10^8 t.

Key words: hydrocarbon expulsion threshold; resource assessment; source rock potential; hydrocarbon composition; biomarker.

众所周知, Tissot and Welte(1984)提出的干酪根晚期降解成烃理论已被几十年来的油气勘探实践所证实, 其在指导全球油气勘探实践中发挥了巨大作用。近年来, 油气成烃理论飞速发展, 其中, 较为

引人注目的有未熟—低熟油理论,被认为是对干酪根晚期降解理论的补充与完善(张林晔和张春荣,1999)。自世界各地未熟—低熟油的发现与报道以来(Davis and Bery, 1969; Snowdon, 1980; Snowdon and Powell, 1982),该理论的学术以及应用价值一直为广大石油地质工作者所重视。本文研究排烃门限存在的地球化学证据,无论是未熟油还是成熟油,它们生成后只有排出源岩外才能对油气藏形成作贡献。排烃门限概念的提出和确定为生烃理论走向实际应用架设了桥梁(庞雄奇等,1993,2001;庞雄奇,1995),已有的研究从地质、物理模拟、数值模拟3方面论证了排烃门限的存在,探索了它们在油气勘探中的应用;并探索应用排烃门限理论确定有效源岩分布范围的方法和途径。

1 排烃门限的基本概念与研究意义

排烃门限指烃源岩在埋藏演化过程中,由于生烃量满足了自身吸附、孔隙水溶、油溶(气)和毛细管饱和等多种形式的残留需要并开始以游离相大量排出的临界点(图1),该点亦是烃源岩在演化过程中从欠饱和烃到过饱和烃,从只能以水溶、扩散相排烃到能以游离相等多种形式排烃,从少量排烃到大量排烃的转折点(庞雄奇等,1993,2001;庞雄奇,1995),油气只有排出源岩后才能对油气成藏作贡献。排烃门限并非一个概念性名词,而是可以加以定

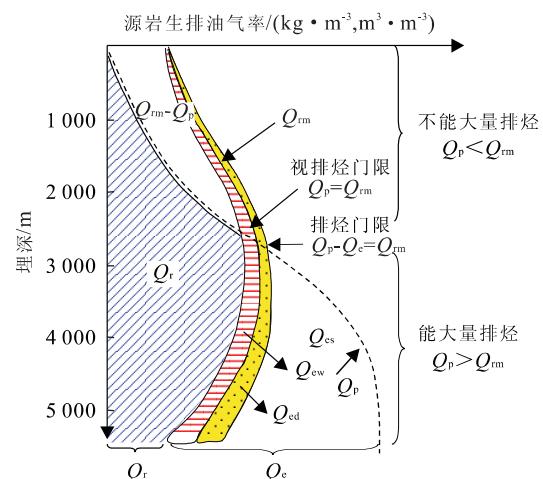


图1 排烃门限地质概念模型(据庞雄奇等,2001)

Fig. 1 Geological model for hydrocarbon expulsion threshold
Q_r: 累积生烃量; Q_m: 残留烃临界饱和量; Q_p: 实际残烃量; Q_e: 源岩排烃总量; Q_{ew}, Q_{ed}, Q_{es}: 源岩水溶相、扩散相、游离相排烃量

性与定量的地质指标,已从物理模拟实验和数值模拟诸方面得到证据(图2),还应从微观的地球化学角度寻找直接的证据。研究排烃门限及其控油作用对于判别源岩、计算排烃量和确定有利勘探区带都具重要意义。

2 排烃门限存在的地球化学证据

按照“干酪根晚期热降解作用生烃”的理论模式,生烃门限的确定一般依据镜质体反射率 R_o 值

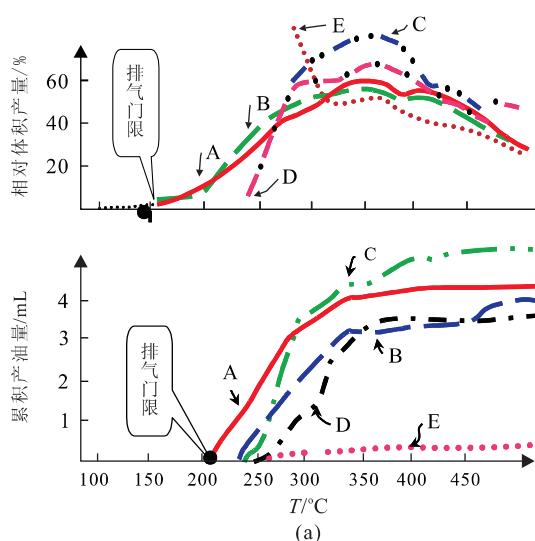


图2 排烃门限存在的证据

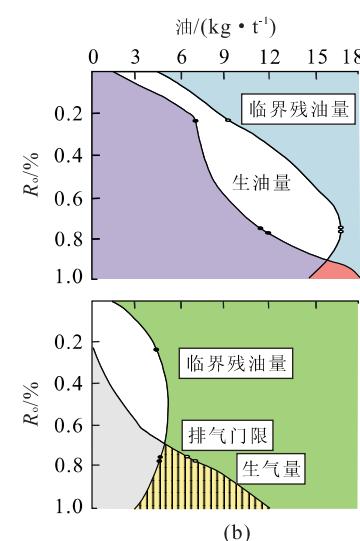


Fig. 2 Evidences for hydrocarbon expulsion threshold

a. 煤化热模拟实验:A、B、C、D、E 分别表示 5 种不同的煤岩;b. 排油气门限数值模拟(海拉尔盆地煤源岩)

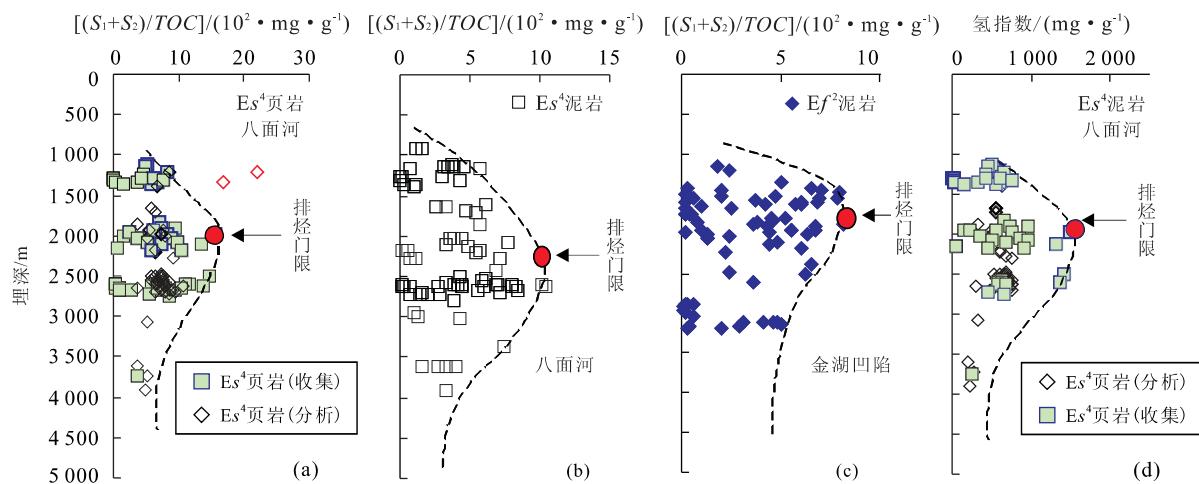


图 3 热演化过程中源岩生烃潜能变化特征

Fig. 3 Variation of hydrocarbon generation potential with depth

是否达到 0.5% 为临界点。类似地,排烃门限同样可用某些确定的指标来加以定性与定量。传统的排烃门限的识别方法是依据模拟实验结果、物质平衡计算结果、生烃门限和粘土矿物大量转化脱水门限等(庞雄奇等,1993),较偏重于地质因素。事实上,排烃门限还有显著的地球化学证据可循,该点以往未曾引起人们足够的重视。

2.1 源岩生烃潜力变化特征反映排烃门限的存在

在热解参数中, S_1 和 S_2 分别代表游离烃、热解烃, “ $S_1 + S_2$ ”反映烃源岩生烃潜能, 包含残存于烃源岩中的烃以及尚未生成的烃。TOC 可分为 3 部分, 一部分为“死碳”;一部分以烃的形式已排出(若烃源岩已越过排烃门限);第三部分仍存在于烃源岩中并以 S_1 和 S_2 形式存在。 $(S_1 + S_2)/TOC$ 为当前烃源岩的生烃潜力指数。假设有机碳是最初的固定值, 则 $(S_1 + S_2)/TOC$ 必存在一最大值;如果 TOC 为未恢复值, 则相对于 “ $S_1 + S_2$ ”, 其变化率也是相对较小的, 不论有机碳恢复与否, 实例研究表明, $(S_1 + S_2)/TOC$ 值都表现出随埋深增大先增加, 然后达到某一极大值后再相对降低的趋势。统计表明, $(S_1 + S_2)/TOC$ 曲线一般为近似抛物线的“大肚子”曲线, 特定的 $(S_1 + S_2)/TOC$ 曲线形状可因研究区甚至岩性而异。本研究所采集的八面河地区(东营凹陷牛庄洼陷)烃源岩样(少部分为收集样)如图 3a,3b 所示。类似地, 笔者对苏北盆地金湖凹陷进行研究后也得到类似的曲线(图 3c)。生烃潜力 “ $S_1 + S_2$ ”、TOC 或 $(S_1 + S_2)/TOC$ 值的降低都意味着烃源岩已达排烃门限并开始排出烃类。除总有机碳(TOC)与生烃潜

指外, 氢指数(HI)的变化也程度不等地与排烃作用有关(图 3d)。依据烃源岩生烃潜能指标, 八面河地区沙四段页岩的排烃门限在 2 000 m 左右;泥岩为 2 200 m 左右。

2.2 源岩残留烃量变化特征反映排烃门限的存在

氯仿沥青“A”反映烃源岩中的残存有机质, 理论上, 在热演化过程中, 氯仿沥青“A”值有逐渐增大然后减少的趋势。在原始烃源岩有机质丰度和类型保持一致的前提下, 氯仿沥青“A”含量的降低表明烃类的排出(图 4)。在早期演化阶段, 烃转化率“A/TOC”可能变化不大(张林晔和张春荣, 1999), 并且很多未熟—低熟烃源岩表现为富含氯仿沥青“A”。

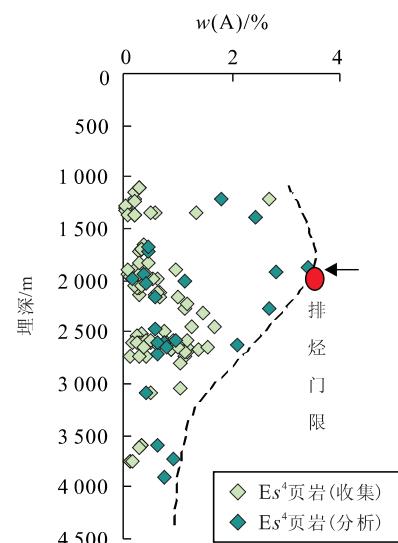


图 4 氯仿沥青“A”与埋深关系

Fig. 4 Relationship of rock extracts verse depth

此时,可能恰恰反映烃源岩尚未到达排烃门限,如果氯仿沥青“ A ”的化学成分与该区原油相距太远,这种含可溶有机质的烃源岩也不一定是有效烃源岩。研究表明,未熟—低熟烃源岩族组分富含 NSO 的非烃,后者需进一步演化才转化为石油烃类。

2.3 油—源对比特征反映排烃门限存在

传统排烃门限的确认方法比较侧重于从宏观地质角度讨论烃源岩的排烃门限、排烃过程与特征(庞雄奇等,1993,2001; 庞雄奇,1995),事实上,从分子级水平判断排烃门限更为精确。对于成熟度较低的烃源岩,抽提物常表现为富杂原子的醇、酸及酯类,与石油烃类相距甚远。只有当烃源岩中可溶有机质的化学组成与原油成分较为接近时,应当才有较为充分的理由说明已达到烃源岩的生、排烃门限。可溶有机质族组成特征、总烃转化率、烃类化合物分布规律(丰度、特征性生物标志物异构化程度)都应当成为确认烃源岩是否达到生、排烃门限的重要识别指标。抽提物族组分中高含量的非烃、总烃转化率过低、特征性生物标志物异构化程度过低、某些生物标志物浓度过高或过低,都可能标志着烃源岩并未开始大量生烃,此时很难进入大量排烃门限。

八面河地区烃源岩可溶物中的特征性烃类生物标志物的分布特征可清楚地反映烃源岩演化、生排烃门限与生排烃过程。甾烷异构化参数 C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S/(S+R)$ (图 5a)、 $\alpha\alpha/\beta\alpha$ -三环萜烷(图 5b)、 C_{31} 蕤烷 $22S/(S+R)$ (图 5c)以及标样定量结果(图 5d)反映出烃源岩从未熟至成熟的演化过程(Li et al., 2003; Pang et al., 2003)。烃源岩的排烃门限

应该在其可溶有机质的化学组成与原油组成接近的深度点附近,对八面河油田而言,油气主要来自 2 500~2 700 m 以下,尽管上文的生烃潜能等指标反映埋深超过 2 000~2 200 m 的烃源岩开始进入排烃门限,但可能不足以形成一定规模的油藏,因为进入排烃门限后不久排出的烃类不能即刻成藏,它们因吸附、水溶、扩散等作用而损耗在运移途中。进一步分析表明,其化学组成远远没有达到原油成分级别(Li et al., 2003; Pang et al., 2003)。因此,进入了排烃门限的源岩需要排出一定的油气后才能进入成藏门限(庞雄奇等,2000)。

3 排烃门限理论实际应用

3.1 确认源岩分布范围

在判定出源岩的排烃门限后可以圈定出有效源岩的分布范围,计算它们的排烃强度和排烃量,从而为有利区带优选和资源潜力评价提供理论指导。依据排烃门限可有效地确认排烃烃源岩的空间展布,并进一步寻找可能聚集油气的圈闭,提高勘探精度。依据烃类化学成分对比,确认八面河油田的油气与沙四段 2 700 m 以下层段有较好的相关性(图 5)(Li et al., 2003; Pang et al., 2003),即 2 700 m 以下的烃源岩始为主力排烃烃源岩,这一临界点确定以后,就可避免在缺少与有效烃源岩连通的浅部地层寻找工业规模的油气藏,并提高油气资源评价的精度。

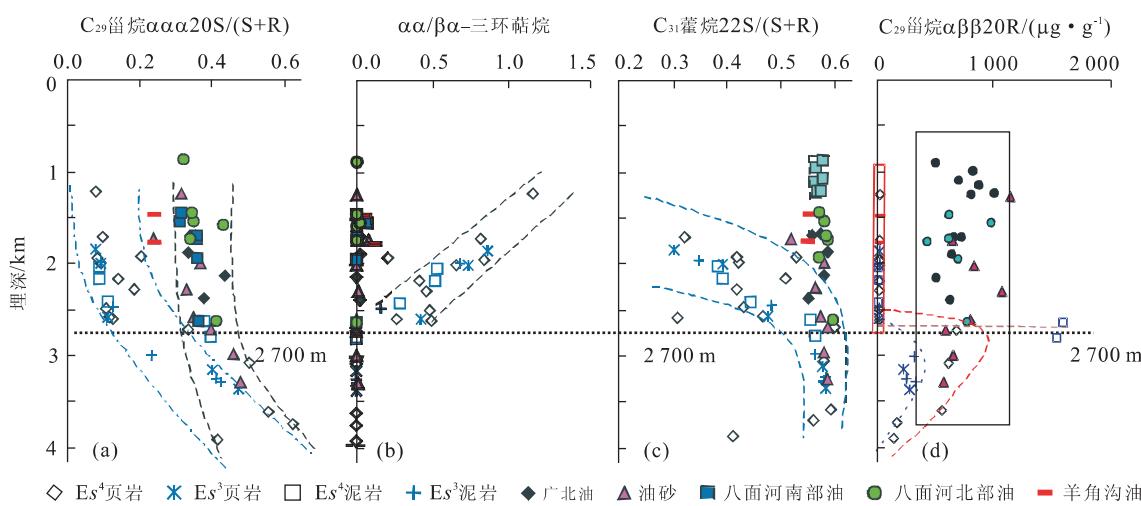


图 5 八面河地区烃源岩、原油中生物标志物的分布特征反映排烃门限的客观存在

Fig. 5 Distribution of biomarkers in rock extracts and crude oils indicating hydrocarbon expulsion threshold

3.2 计算排烃强度和排烃量

目前比较流行的一种观点是,在正常生油门限之上,烃源岩中的可溶有机质可以直接形成烃类,此为未熟—低熟油成因的重要机理之一。但以这种生烃机理为主的烃源岩在早期未熟—低熟阶段能形成多少油气,特别是排出量有多大才是关系到油气勘探方向的实质性问题。按照排烃门限理论,只有当烃源岩生成的烃类满足了吸附、水溶、扩散与毛细管饱和等需要后,烃类才能有效排出。因此,适用于不同生烃机理的有效的排烃量计算方法是解决问题的关键。在现有多种定量评价排烃量的方法(庞雄奇, 1995; Lafargue *et al.*, 1990; Coopes *et al.*, 1986; Burnham and Braun, 1990; Ungerer, 1990)中,最为常用的是物质平衡法,首先估测出生成的烃与残留的烃,排出的烃即 $Q_{\text{排}} = Q_{\text{生}} - Q_{\text{残}}$ 。但该方法所得结果相当程度上取决于生烃量计算方法,残烃量可直接测定,而生烃量的计算常存在诸多问题(Lewan *et al.*, 2002)。

本研究试图采用一种简单可行的新方法,计算模型如图 6 所示。正如前文所述, S_1 代表烃源岩中的游离烃, S_2 代表热解烃, $(S_1 + S_2)/\text{TOC}$ (生烃潜率指数)值反映总剩余烃的潜能,该值的降低意味着烃类的排出以及排烃门限的客观存在。分析具有统计意义的、有代表性的处于不同演化阶段的同层段样品,可获得标准的样品包络线(图 6 中曲线 1)。最大值即为源岩在地史过程中的最大生烃潜力,最大生烃潜力与源岩埋藏过程中的生烃潜力之差即为排

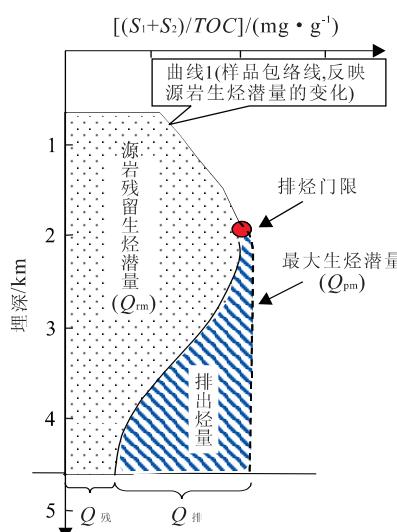


图 6 排烃量计算理论模型

Fig. 6 Calculation model for expelled hydrocarbons

出烃量,计算模型为:

$$Q_e = (Q_{\text{pm}} - Q_{\text{m}}) \cdot \text{TOC} \cdot \rho_r \cdot H \quad (1)$$

$$Q_e = \int_{z_0}^z (Q_{\text{pm}} - Q_{\text{m}}) \cdot \text{TOC} \cdot \rho_r \cdot H \cdot S \cdot dz \quad (2)$$

上列式中, Q_{m} 、 Q_{pm} 、 Q_e 分别表示单位重量有机质(TOC)残留学生烃潜量(mg/g)、最大生烃潜量(mg/g)及排烃强度(mg/m^2) ; TOC 、 ρ_r 、 H 、 S 分别表示源岩的母质丰度含量(小数)、密度(g/cm^3)、厚度(m)和面积(m^2) ; z 、 z_0 分别表示源岩埋深(m)和对应于排烃门限的深度(m); Q_e 表示源岩层在 S 范围内进入排烃门限后的排烃总量。

这里强调说明,源岩层厚度(H)、母质丰度(TOC)、密度(ρ_r)以及残留学生烃潜量(Q_{m})等均是埋藏深度(z)的函数,获得它们在单位面上的等值线图后,即可利用式(1)和(2)计算出排烃强度(Q_e)和排烃总量(Q_e)。

该方法在八面河地区的应用中获得了较好的效果。图 7 指示八面河油田所在的牛庄洼陷南斜坡沙四段页岩相对较为发育,但其排烃强度远不及同层

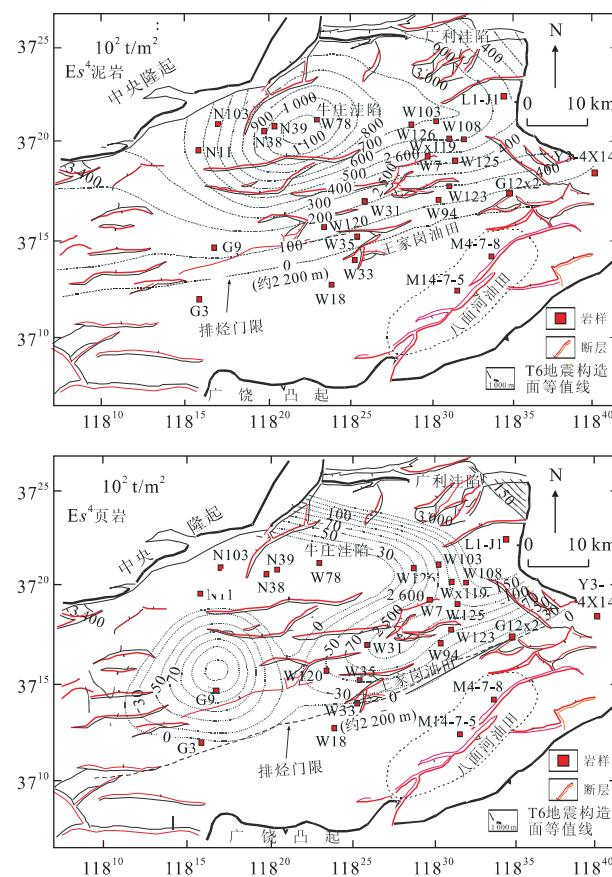


图 7 八面河地区沙四段泥岩、页岩的排烃强度等值线

Fig. 7 Hydrocarbons expulsion intensity of Es^4 mudstone and shale of Bamianhe area

段泥岩;沙四段泥岩、页岩的排烃中心分别在牛庄洼陷和广利洼陷。各层段排烃强度等值线图还显示,沙三段油页岩的排烃中心在牛庄洼陷西侧,沙三段泥岩的排烃中心在牛庄洼陷,但沙三中、上段泥岩的排烃强度远小于沙三下段。沙四段泥岩的排烃强度为 $0\sim1100\text{ kg/m}^2$,页岩为 $0\sim150\text{ kg/m}^2$ 。

八面河地区各层段烃源岩的排烃量计算结果如表1,该区总排烃量约为 $17.745\times10^8\text{ t}$,如以 2700 m ($R_o=0.5\%$)为未熟与成熟阶段的划分界限,则未熟烃排量约为 $0.735\times10^8\text{ t}$,成熟烃 $17.01\times10^8\text{ t}$ 。总排烃量最高的是沙四段泥岩,为 $7.365\times10^8\text{ t}$,沙三泥岩稍低($6.031\times10^8\text{ t}$),沙三、四段页岩分别为 $2.914\times10^8\text{ t}$ 、 $1.435\times10^8\text{ t}$ 。沙三下、中、上亚段泥岩的排烃量分别为 $4.238\times10^8\text{ t}$ 、 $1.758\times10^8\text{ t}$ 及 $0.035\times10^8\text{ t}$ 。

3.3 各类烃源岩相对贡献量评估

在多套烃源岩发育的地区,需要对各类烃源岩的相对贡献量作出客观的评估。依据上述方法,不同层段烃源岩在不同阶段的排烃特征是,沙四段页岩在未熟阶段的相对排烃量最高,占17.352%,其次是沙四段泥岩(5.974%);沙三段烃源岩在未熟阶段的相对贡献量极低(约1%)(表1)。显然,未熟烃基本由沙四段烃源岩提供,沙四段页岩和泥岩在未熟阶段的排烃量各占未熟阶段总排烃量的33.878%和59.864%(表1)。以往研究中,发育于牛庄洼陷南

斜坡的沙四段页岩被认为是该区主力烃源岩,然而,本次研究结果表明,沙四段 2700 m 以上页岩的排烃量仅占沙四段总排烃量的2.83%,油源对比表明,后者为八面河油田的主力烃源岩。总之,八面河地区各类烃源岩的相对贡献为,从岩性而言,以泥岩为主,排烃量占75.494%,页岩占24.507%;从区块而言,以牛庄洼陷为主要排烃区,其次是广利洼陷,相对贡献分别为78.62%,21.4%;从层位而言,沙三、沙四排烃量相近,分别为49.589%,50.411%;从成熟度而言,成熟烃源岩的贡献占95.862%,未熟烃源岩的贡献占4.138%(表2)。

值得提出的是,排烃理论在油气资源评价中的应用仍然需要结合有机地球化学工作,以地质背景为前提。尽管计算结果表明,八面河地区沙三段泥岩有较高的贡献量,但其形成的烃类可能主要局限于生油中心的透镜体油藏中(如牛庄油田),并未有效地运移至八面河油田所在的南斜坡带。

4 结论

(1) 地球化学研究结果表明,源岩排烃门限客观存在。进入排烃门限前,源岩生烃潜力大、残留烃量随生烃量增大而增加、圈闭中聚集的油与源岩中的烃有显著差异。进入排烃门限后,源岩生烃潜力迅速

表1 不同层位烃源岩排烃量统计

Table 1 Total hydrocarbons expulsed from diverse strata of Bamianhe area

类别	总排烃量/(10^8 t)	未熟阶段排烃量/(10^8 t)	成熟阶段排烃量/(10^8 t)	未熟阶段相对排烃量/%	各层位源岩相对排烃量/%
Es ⁴	页岩	1.435	0.249	1.186	17.352
	泥岩	7.365	0.440	6.925	5.974
Es ³	页岩	2.914	0.016	2.898	0.549
	泥岩	6.031	0.030	6.001	0.497
统计	17.745	0.735	17.010	4.142	—

表2 八面河地区源岩排烃量相对贡献大小评价

Table 2 Relative contribution of hydrocarbons expulsed from Bamianhe area

类别	未熟阶段		成熟阶段		总量	
	绝对数量/(10^8 t)	相对含量/%	绝对数量/(10^8 t)	相对含量/%	绝对数量/(10^8 t)	相对含量/%
层位	沙四段	0.689	3.883	8.110	45.706	49.589
	沙三段	0.045	0.255	8.900	50.156	50.411
岩性	页岩	0.265	1.493	4.080	23.014	24.507
	泥岩	0.469	2.645	12.930	72.849	75.494
地区	牛庄洼陷	0.454	2.560	13.493	76.041	78.620
	广利洼陷	0.280	0.368	3.517	19.821	21.400
	合计	0.734	4.138	17.010	95.862	17.744

减小、残留烃量降低、油源对比显示亲缘关系。(2)八面河油田周边沙四段泥岩和页岩的排烃门限分别为 2 200 m 和 2 000 m; 八面河油田的油与周边 2 700 m 以下的源岩对比有亲缘关系。这说明, 源岩排烃门限早于油气成藏门限。(3)八面河地区沙三段和沙四段泥岩和页岩的排烃强度约为 0~1 100 kg/m²; 它们的累积排烃总量约为 17.745×10^8 t, 未熟与成熟阶段排烃比率为 1 : 23.155, 页岩和泥岩比率为 1 : 3.082, 沙三段与沙四段比率为 1 : 0.984。

References

- Burnham, A. K., Braun, R. L., 1990. Development of a detailed model of petroleum formation, destruction, and expulsion from lacustrine and marine source rocks. *Organic Geochemistry*, 16(1—3): 27—39.
- Cooles, G. P., Mackenzie, A. S., Quigley, T. M., 1986. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks. *Organic Geochemistry*, 10(1—3): 235—245.
- Davis, B. P., Bery, E. E., 1969. Analysis of oil and cap rock from Chanllenger (Sigsbee) Knoll. In: Ewing, W. M., ed., Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, 1: 415—499.
- Lafargue, E., Espitalie, J., Jacobsen, T., et al., 1990. Experimental simulation of hydrocarbon expulsion. *Organic Geochemistry*, 16(1—3): 121—131.
- Lewan, M. D., Henry, M. E., Higley, D. K., et al., 2002. Material-balance assessment of the new Albany-Ches-terian petroleum system of the Illinois basin. *AAPG Bulletin*, 86(5): 754—777.
- Li, S. M., Li, M. W., Pang, X. Q., et al., 2003. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay basin—Part 1; Source rock characterization. *Organic Geochemistry*, 34(3): 389—412.
- Pang, X. Q., 1995. Theory of expulsion threshold controlling oil distribution and its application. Petroleum Industry Press, Beijing, 15—133 (in Chinese).
- Pang, X. Q., Chen, Z. M., Chen, F. J., 1993. Digital simulation of tectonic, thermal, hydrocarbon generation, resi-dence and expulsion history, and source rock quantitative evaluation. Geological Publishing House, Beijing, 10—85 (in Chinese).
- Pang, X. Q., Ian, L., Wang, Y. C., et al., 2001. Theoretical study and application of hydrocarbon expulsion thresh-old of coal measures. Petroleum Industry Press, Beijing, 270 (in Chinese).
- Pang, X. Q., Jiang, Z. X., Li, J. Q., et al., 2000. Geologic thresholds in the process of forming oil and gas reservoir and their functions of controlling petroleum. *Journal of University of Petroleum, China*, 24(4): 53—58 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Li, M. W., Li, S. M., et al., 2003. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay basin—Part 2: Evidence for significant contribution of mature source rocks to "immature oils" in the Bamianhe field. *Organic Geochemistry*, 34(7): 931—950.
- Snowdon, L. R., 1980. Resinite—A potential petroleum source in the Upper Cretaceous/ Tertiary of the Beaufort-Machenzie basin. In: Miall, A. D., ed., Facts and principles of world petroleum occurrence. *Canadian Soc. of Petroleum Geologists Mem.*, 6: 509—521.
- Snowdon, L. R., Powell, T. G., 1982. Immature oil and condensate—Modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter. *AAPG Bulletin*, 66(6): 775—788.
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1984. Petroleum formation and Occurrence. Springer-Verlag, New York, 23—78.
- Ungerer, P., 1990. State of the art of research in kinetic modeling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*, 16(1—3): 1—25.
- Zhang, L. Y., Zhang, C. R., 1999. Origins of immature oils and related petroleum systems: Case studies from the southern slope of Niuzhuang sag, Jiyang depression. Petroleum Industry Press, Beijing, 35—110 (in Chinese).

附中文参考文献

- 庞雄奇, 1995. 排烃门限控油气理论与应用. 北京: 石油工业出版社, 15—133.
- 庞雄奇, 陈章明, 陈发景, 1993. 含油气盆地地史、热史、生留排烃史数值模拟研究与烃源岩定量评价. 北京: 地质出版社, 10—85.
- 庞雄奇, Ian, L., 王雅春, 等, 2001. 煤系源岩排烃门限理论研 究与应用. 北京: 石油工业出版社, 270.
- 庞雄奇, 姜振学, 李建青, 等, 2000. 油气成藏过程中的地质门 限及其控油气作用. 石油大学学报, 24(4): 53—58.
- 张林晔, 张春荣, 1999. 低熟油生成机理及成油体系—以济阳坳陷牛庄洼陷南部斜坡为例. 北京: 石油工业出版社, 35—110.