

文章编号:0253-9985(2012)03-0329-06

湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性 ——以渤海湾盆地东营凹陷为例

蔡希源

(中国石油化工股份有限公司,北京 100728)

摘要:湖相断陷盆地所形成的烃源岩具有强烈的非均一性,而东营凹陷作为该类盆地的典型代表,其主力烃源岩是古近系沙河街组四段上亚段($Es^{4(上)}$)、沙河街组三段下亚段($Es^{3(下)}$)和沙河街组三段中亚段($Es^{3(中)}$),它们来自于咸水和淡水两种沉积环境。在沉积相与有机质特征研究的基础上,对比了3套地层中普通烃源岩[有机碳含量(TOC) $<2\%$]和优质烃源岩($TOC>2\%$)残留液态烃产率、生烃潜力指数的演化特征,分析了排烃机制和排烃效率的差异性。由于沉积环境和埋深的不同,3套烃源岩的生排烃潜力、效率均有明显不同,相比较而言,各自的优质烃源岩是供烃成藏的主要贡献者,体现在该类烃源岩不但能形成更充足的物质基础,而且其多层理的结构也利于排烃。此外,针对不同的沉积环境总结了排烃模式。咸水环境烃源岩存在低熟和成熟两个生烃阶段,其排烃周期长、排烃效率高;而淡水环境烃源岩只存在成熟生烃阶段,其排烃周期短、排烃效率较低。沙河街组四段上亚段对资源量的贡献最大,沙河街组三段下亚段次之,而沙河街组三段中亚段最小。

关键词:优质烃源岩;生排烃机制;生排烃效率;断陷盆地;东营凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Hydrocarbon generation-expulsion mechanisms and efficiencies of lacustrine source rocks: a case study from the Dongying sag, Bohai Bay Basin

Cai Xiuyan

(China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100728, China)

Abstract: Source rocks formed in lacustrine fault basins are strongly heterogenous. The Dongying sag is one typical representative of the continental fault basins with the major source rocks including the Upper Es^4 , Lower Es^3 and Middle Es^3 members of the Paleogene Shahejie Formation deposited in saline water and fresh water environments. Based on the analysis of sedimentary facies and organic features, a comparative study of the residual hydrocarbon yields and hydrocarbon generation potential indices between the ordinary source rocks ($TOC < 2\%$) and high quality source rocks ($TOC > 2\%$) for the three members of Shahejie Formation was performed to understand their differences in hydrocarbon expulsion mechanisms and efficiencies. As they are different in depositional environments and buried depths, their hydrocarbon generation-expulsion potentials and efficiencies are significantly different. In comparison with the ordinary source rocks, the high quality source rocks are the main contributor to hydrocarbon accumulation. They not only can generate abundant hydrocarbons, but also can expulse hydrocarbons efficiently thanks to their microstratifications. In addition, hydrocarbon expulsion models were built for source rocks deposited in different environments. The source rocks that were deposited in saline water environment generate hydrocarbons in two stages, i. e. immature and mature stages and expulse hydrocarbons in longer period and higher efficiencies. In contrast, the source rocks that were deposited in fresh water environment only generate hydrocarbons in mature stage and feature in shorter hydrocarbon expulsion period and lower expulsion efficiencies. The Upper Es^4

收稿日期:2012-01-10;修订日期:2012-04-30。

作者简介:蔡希源(1953—),男,教授级高级工程师、博士生导师,矿产普查与勘探。

Member has the greatest contribution to hydrocarbon pooling, followed by the lower and middle Es^3 members.

Key words: quality source rock, hydrocarbon generation-expulsion mechanism, hydrocarbon generation-expulsion efficiency, fault basin, Dongying sag, Bohai Bay Basin

烃源岩生排烃效率是由其本身特征及所处地质环境决定的,各种条件的差异造成烃源岩不同的生排烃演化规律,形成不同的生排烃模式。湖相断陷盆地所形成的烃源岩具有较强的非均一性,包含多种沉积组合,在岩性特征和有机质丰度上均有差别^[1]。随着地球化学分析技术的发展和研究程度的深入,越来越多证据显示优质烃源岩对成烃成藏起主导作用,但无论在定性还是定量方面,其贡献大小还缺少有针对性的研究。同时,各层段排烃能力的差异也需要有宏观的对比和把握,避免“一刀切”式评价对盆地(凹陷)资源潜力认识带来误导。本次以东营凹陷为例,通过地化指标分析生排烃机制的差异性,进而对排烃效率进行评价,并建立排烃模式。

1 烃源岩的生排烃特征及差异性

东营凹陷为典型的陆相断陷盆地,发育多套烃源岩,以古近系沙河街组四段上亚段($Es^{4(上)}$)、沙河街组三段下亚段($Es^{3(下)}$)和沙河街组三段中亚段($Es^{3(中)}$)为主,在沉积环境上存在不同程度的差别。沉积水体上,它们属于从咸水($Es^{4(上)}$)至淡水($Es^{3(下)}$, $Es^{3(中)}$)的变化系列,在沉积区间上位于不同的体系域^[2]。沉积环境的多样性,形成了不同的岩性组成,进而造成了不同的有机质丰度和赋存形式。各套主力烃源岩在岩性上均包括油页岩、纹层泥岩和块状泥岩3类,根据有机质富集程度可划分为普通烃源岩和优质烃源岩。其中油页岩和纹层泥岩具有各向异性特征,有机质丰度较高;而块状泥岩中无机矿物和有机质分布相对均一,各向异性不明显,有机质和矿物的结合更加紧密,有机质含量较低。岩石有机—无机组成的差异既会影响生烃演化,也对排烃有明显的影响。

关于烃源岩品质的划分,目前没有统一的丰度界限。根据已有的样品统计^[1-2],以块状烃源岩为主的 $Es^{3(中)}$,其有机碳含量分布主峰约为2%;以油页岩、纹层泥岩为主 $Es^{3(下)}$ 、 $Es^{4(上)}$ 烃源岩,有机碳含量分布主峰约3%。故在本文研究中,将有机碳含量小于2%的烃源岩定为普通烃源岩,将有

机碳含量大于2%的烃源岩定为优质烃源岩。

烃源岩生成的烃类一部分排出,一部分残留于烃源岩中,残留烃既可以反映生烃的特征,也可以反映排烃的特征。将3套烃源岩氯仿沥青“A”产率进行对比(图1)。 $Es^{3(中)}$ 烃源岩在2 800 m 深度产率明显增高,在3 200 m 以深产率已逐渐趋向平缓并达高峰;该亚段烃源岩总体烃产率不高,即便优质烃源岩液态烃产率也在200 mg/g 以下。 $Es^{3(下)}$ 在3 000 m 以深产率明显升高,在3 500 m 深度产率达烃产率高峰;该亚段液态产率较高,最高达400 mg/g 以上,优质烃源岩液态烃产率高于普通烃源岩。 $Es^{4(上)}$ 普通烃源岩只在深度3 500 m 附近出现一个产率高峰,优质烃源岩约在深度2 500 m 和3 500 m 出现两个液态烃产率高峰,最高达400 mg/g 以上,优质烃源岩烃产率高于普通烃源岩。在生烃高峰之后,液态烃产率下降,与大量排烃有密切的关系。普通烃源岩和优质烃源岩相比,不但有机质丰度有差距,同等演化条件下单位有机碳的烃产率也有差别,因此在排烃能力上也会不同。由于各段烃源岩埋深的不同,在取样上受限于不同的深度,以 $Es^{4(上)}$ 演化趋势最完整,已超过生烃高峰。 $Es^{3(中)}$ 和 $Es^{3(下)}$ 液态烃产率的也已达高峰,推测如果继续埋深,液态烃产率将会持续下降,进入以轻质组分主的产烃阶段。

大量研究表明^[3-5],烃类能否在源岩内发生运移主要取决于3个基本条件:①达到临界排烃量(饱和度);②形成有效的运移通道,包括孔隙、微裂缝、微层理;③有足够的动力条件以克服源岩的阻力。从生烃方面看,优质烃源岩生烃能力强,在相同的演化阶段含烃量高,为排烃提供更多的物质基础,且生烃增压是本区异常压力形成的有效机制。在岩性方面,优质烃源岩具有较高的塑性,易形成欠压实^[6],也有利于形成异常流压。同时,优质烃源岩的纹层理和有机网络发育,利于形成良好的运移通道,使排烃条件更充分。

通过残留烃剖面获取的排烃信息是间接的,排烃时间要迟于生烃时间,其结束的时间也应迟于生烃结束的时间,即排烃区间总体晚于生烃区间。相应地排烃门限出现在生烃门限之后,一般

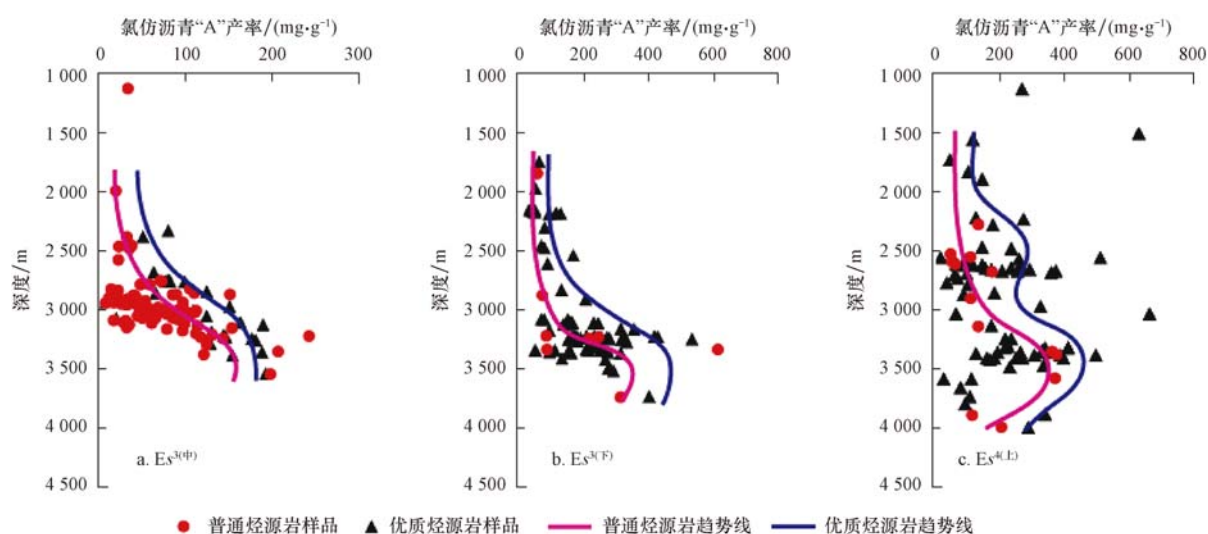


图1 东营凹陷烃源岩生烃产率演化对比

Fig. 1 Comparison of hydrocarbon yields from source rocks in Dongying sag

位于生烃门限和生烃高峰之间烃产率的上升阶段,大规模的排烃应出现在烃产率高峰之后、液态烃产率的下降阶段。

2 烃源岩排烃效率定量评价

在明确了排烃机理的基础上,采用生烃潜力法对排烃效率进行定量分析,可以更有效地评价烃源岩的排烃能力,确定排烃模式。生烃潜力法的依据是物质平衡原理,有机母质生成油气的过程中,母质的初始量等于转化过程中各种产物量之和再加剩余母质残量,生烃量则等于烃源岩中残烃量与排出烃量的总和,即烃源岩有机质在生烃、排烃前后所有物质总量不变。故生烃潜力可以看成由以下3部分组成:①尚未转化成烃的干酪根或残余有机质;②已生成并残留于烃源岩中的烃类;③可能已排出烃源岩的烃类。

生烃潜力可以通过生烃潜力指数来表达,如下式:

$$GI = (S_1 + S_2) / TOC \times 100 \quad (1)$$

式中: GI ——生烃潜力指数, mg/g ;

S_1 ——挥发烃产率, mg/g (Rock - Eval 热解仪加热不超过 300°C 挥发烃);

S_2 ——热解烃产率, mg/g (Rock - Eval 热解仪 $300 \sim 600^\circ\text{C}$ 热解生成烃);

TOC ——总有机碳含量, %。

生烃潜力指数 (GI) 总趋势在演化剖面上开始

减小时对应的埋深为烃源岩的排烃门限。在达排烃门限之前, GI 代表原始样品的生烃能力; 进入排烃门限之后, GI 代表样品的残余生烃能力。随着生成油气的逐渐排出, 烃源岩生烃潜力指数将逐渐减小。原始生烃潜力指数与某一深度剩余生烃潜力指数的差值即为该深度处源岩的排烃率 (单位有机碳排出的烃量)。这一差值与源岩原始生烃潜力指数的比值就是该深度处源岩的排烃效率。考虑到烃源岩的非均一性, 所选烃源岩类型越接近, 反映的规律越清晰, 计算的结果越准确^[7-9]。

根据各层段区分的普通烃源岩和优质烃源岩, 统计了东营凹陷主力烃源岩生烃潜力指数随深度的变化 (图2)。 $Es^{4(上)}$ 优质烃源岩原始生烃潜力指数约为 800 mg/g , 至深度 2500 m 处开始渐有降低, 3500 m 处开始迅速下降, 至 4000 m 左右, 降至约 300 mg/g , 排烃效率高达 60% 以上; $Es^{4(上)}$ 普通烃源岩平均原始生烃潜力指数约为 500 mg/g , 在深度大于 3500 m 以后也明显下降, 最终降至 300 mg/g 以下, 排烃效率约为 40% 。

$Es^{3(下)}$ 优质烃源岩原始生烃潜力指数约为 700 mg/g , 在深度 3000 m 开始有所下降, 至 3500 m 降为 500 mg/g , 排烃效率约为 30% ; $Es^{3(下)}$ 普通烃源岩的生烃潜力指数随演化基本维持在 500 mg/g , 表明排烃贡献较小。

$Es^{3(中)}$ 烃源岩有机质类型差异大, 生烃潜力变化范围较大。总体来看, 优质烃源岩的生烃潜力指数平均为 500 mg/g , 而普通烃源岩平均仅为

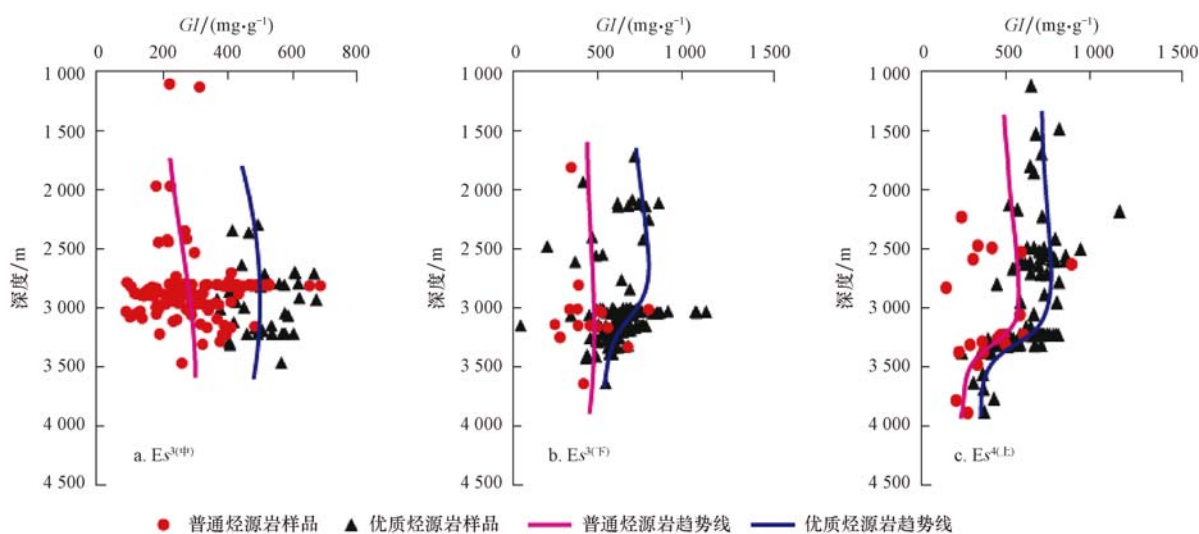


图2 东营凹陷烃源岩生烃潜力指数演化对比

Fig. 2 Comparison of hydrocarbon generation potential indices of source rocks in Dongying sag

300 mg/g 左右,两种品质烃源岩生烃潜力指数下降趋势均不明显,总体排烃量有限,排烃效率在10%以下。

生烃潜力与残留烃的变化显示了演化规律的匹配性,可以共同反映排烃的过程。 $Es^{4(上)}$ 烃源岩在深度2 500 m处即可以进入排烃门限,开始排出低熟油,系优质烃源岩的贡献;主要的排烃期在3 500 m以深,为有机质大量降解之时,形成的产物以轻质油及裂解气为主,优质烃源岩和普通烃源岩在该阶段不同程度地做出了贡献。 Es^3 两个亚段烃源岩在深度3 000 m进入排烃门限,而在3 500 m进入大量排烃阶段,作出贡献的主要是 $Es^{3(下)}$ 优质烃源岩。

3 湖相烃源岩排烃模式

烃源岩排烃是受盆地演化和自身特征共同决定的。如果经历相同的盆地演化条件,烃源岩本身性质则成为影响排烃的重要因素,故各套烃源岩也具有不同的排烃模式。

烃源岩演化是基质不断压实和有机质不断成熟的过程。在进入排烃门限之前,烃源岩只排出孔隙水;在进入排烃门限之后,排烃比例逐渐增多。从两相渗流角度,很早就有学者注意到了排烃饱和度的问题,Dickey认为,在页岩中的临界饱和度可以低到10%,甚至小于1%^[4]。其他学者也提出了不同的概念,我国的学者一般将临界饱和度值

定为1%~10%。另外也有学者通过烃源岩的吸附能力研究了排烃门限。根据本区的统计,含油饱和度增大的区间为深度2 500~3 000 m,考虑要达到吸附和渗流的基本条件,该区间总体可定为排烃的起始深度。实验模拟和数值模拟均表明,早期饱和度较低,排水多于排油,随压实作用的进行,烃源岩含油饱和度增加,排出的流体含油饱和度增高,最终逐渐演变为以排油为主^[1,4-5,10-12]。

从动力学上分析,虽然超压或压力封存箱的排烃机制越来越多地被接受^[12-15],但上覆岩层的压实作用从来未被忽视过。而作为直接的动力来源,由欠压实和生烃形成的流体增压是本区排烃的主要动力,其作用大小取决于烃源岩排烃期的差异。压力的发育阶段与烃源岩高含烃饱和度的深度基本上吻合,多数情况下排烃与超压及微裂缝有密切关系,导致地下出现孔隙度随生烃增多而增大的趋势。

与运移动力相匹配,油气的流动性也是影响油气运移的主要方式,这取决于烃类的性质、粘土矿物的吸附作用等。低熟阶段形成的产物粘度高,运移能力差,从生烃机理上看,低熟油与成熟油之间实际上是一个连续的过程。伴随演化的进行,大量小分子产物不断形成,烃类的运移能力逐渐增强,所需动力条件也有所降低。对沙三段烃源岩的全岩排烃模拟实验表明^[16],烃类降解明显上升的阶段不是排烃的主要阶段,而是出现在降解高峰之后,即液态烃产率的高峰之后,恰好对应

于大分子可溶有机质二次裂解的阶段,大量轻质组分的生成区间。因此轻质组分的生成对排烃有重要影响,是大量排烃的主要标志。

鉴于优质烃源岩是成烃成藏的主要贡献者,通过对烃源岩演化及排烃效率的分析,以其为主要对象总结排烃模式(图3)。咸水环境($E_s^{4(上)}$)烃源岩在深度2 500 m左右及3 500 m左右均出现烃产率高峰,分别为低熟及成熟两个阶段。深度2 500 m左右咸水环境烃源岩即可以进入排烃门限,开始排出低熟油;而在深度3 500 m以后烃源岩已过成烃高峰,产物以轻质组分为主,是主要的排烃期。淡水环境($E_s^{3(下)}$, $E_s^{3(中)}$)烃源岩在深度2 800 m开始生烃,3 500 m左右为烃产率高峰,排烃门限约为深度3 000 m,3 500 m以深进入主排烃阶段。

基于上述模式,烃源岩所处的主要压实阶段也恰是其开始大量生烃的阶段,相对应液态烃有富集趋势,主压实阶段并不是排烃的主要阶段。究其原因,该阶段烃源岩形成的液态产物含有效的可运移烃类较少^[17],动力条件不充分,仅 $E_s^{4(上)}$ 可以排出部分低熟油。而达到生烃高峰之后,有机质裂解程度高,轻质烃类的大量形成可以大幅

度提高流体的流动性,并有效地增加运移动力。至高演化阶段,油成气活化能较高,当达 160 °C 时才可以裂解^[18-19],故在进入凝析油阶段,且大量生气之前多数烃类已排出。如果封闭好,在油藏中可以进一步形成原油裂解气。

各层段之间对比可以明显地发现差异性, $E_s^{3(中)}$ 烃源岩排烃门限出现在深度2 900 ~ 3 000 m附近,主排烃期在3 300 m以深; $E_s^{3(下)}$ 排烃门限出现在深度3 000 ~ 3 100 m,主排烃期出现在3 400 m以深; $E_s^{4(上)}$ 排烃门限现在深度2 400 ~ 2 500 m,主排烃期出现在3 000 m以深。根据现今烃源岩的发育, $E_s^{3(中)}$ 烃源岩最大埋深一般不超过3 500 m,其烃产率较低,最大排烃效率不超过10%; $E_s^{3(下)}$ 烃源岩的最大埋深也在3 800 m以上,已进入主排烃期,最大排烃效率可以达到约30%; $E_s^{4(上)}$ 埋深超过4 000 m,排烃效率达到60%以上,部分烃源岩可达到80%。在进行烃源岩评价时,需要考虑到烃源岩展布、厚度以及有机质含量、烃产率、成熟度,同时对有机质原始生烃潜力的恢复也是必要的。东营凹陷 $E_s^{4(上)}$ 烃源岩生排烃潜力高、区间大,故对成烃的贡献远远大于沙三段两套烃源岩。

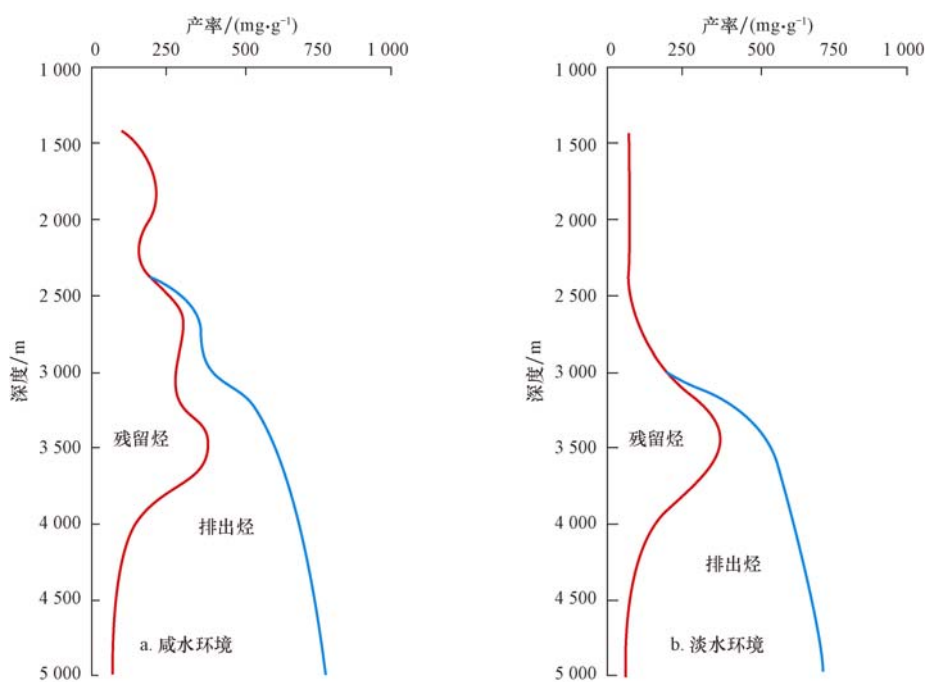


图3 东营凹陷烃源岩排烃演化模式

Fig. 3 Hydrocarbon expulsion modes of source rocks in Dongying sag

4 结论

作为陆相断陷盆地,东营凹陷3套主力烃源岩由于沉积条件不同,生排烃特征也有明显不同。根据有机碳含量分别进一步区分了普通烃源岩和优质烃源岩,在生排烃能力方面彰显了几个方面的差异。

1) 氯仿沥青“A”产率对比结果表明, $Es^{3(中)}$ 和 $Es^{3(下)}$ 普通烃源岩和优质烃源岩均只有一个液态烃产率高峰,而 $Es^{4(上)}$ 普通烃源岩也仅有一个产率高峰,优质烃源岩存在两个产率高峰,各亚段优质烃源岩液态烃产率高于普通烃源岩。

2) 生烃潜力指数对生烃、排烃能力均有较好的指示作用。分析结果表明,同亚段优质烃源岩比普通烃源岩具有更高的原始生烃潜力, $Es^{4(上)}$ 优质烃源岩和普通烃源岩对排烃不同程度地做出了贡献, $Es^{3(下)}$ 仅优质烃源岩作出了明显贡献,而 $Es^{3(中)}$ 两个品质烃源岩贡献都非常有限。

3) 根据烃源岩的形成环境,提出了优质烃源岩的排烃模式。 $Es^{4(上)}$ 代表咸水环境,烃源岩在深度2 500 m左右即可以进入排烃门限,开始排出低熟油,而在3 500 m以深是主要的排烃阶段。 $Es^{3(下)}$ 和 $Es^{3(中)}$ 代表淡水环境,烃源岩排烃门限约为深度3 000 m,3 500 m以深同样进入主排烃阶段。结合实际发育情况, $Es^{3(中)}$ 烃源岩最大埋深一般不超过3 500 m,其烃产率较低,最大排烃效率不超过10%; $Es^{3(下)}$ 烃源岩的最大埋深也在3 800 m以上,已进入主排烃期,最大排烃效率可以达到约30%; $Es^{4(上)}$ 埋深超过4 000 m的排烃效率达到60%~80%。

参 考 文 献

- [1] 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,2005:1-193.
Zhang Linye, Liu Qing, Zhang Chunrong. Study on the genetic relationships between hydrocarbon occurrence and pool formation in the Dongying Depression[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2005. 1-193.
- [2] 张永刚,许卫平,王国力,等. 中国东部陆相断陷盆地油气成藏组合体[M]. 北京:石油工业出版社,2006:54-83.
Zhang Yonggang, Xu Weiping, Wang Guoli, et al. Reservoir assemblages in continent fault basins in East China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006:54-83.
- [3] 李明诚. 石油与天然气运移(第二版)[M]. 北京:石油工业出版社,1992:32-89.
- Li Mingcheng. Oil and gas migration[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992:32-89.
- [4] Dickey P A. Possible primary migration of oil from source rock in oil phase[J]. AAPG Bull, 1975, 59(2):337-345.
- [5] 庞雄奇,陈章明,陈发景. 排油气门限的基本概念、研究意义与应用[J]. 现代地质,1997,11(4):510-521.
Pang Xiongqi, Chen Zhangming, Chen Fajin. Basic concept of hydrocarbon expulsion threshold and its research significance and application[J]. Geoscience, 1997, 11(4):510-521.
- [6] 张善文,张林晔,张守春,等. 东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究[J]. 科学通报,2009,54(11):1570-1578.
Zhang Shanwen, Zhang Linye, Zhang Shouchun, et al. Formation of abnormal high pressure and its application in the study of oil-bearing property of lithologic hydrocarbon reservoirs in the Dongying Sag[J]. Chinese Science Bulletin, 2009, 54(11):1570-1578.
- [7] 马中振,庞雄奇,孙俊科,等. 生烃潜力法在排烃研究中应注意的几个问题[J]. 西南石油大学学报,2009,31(1):14-18.
Ma Zhongzhen, Pang Xiongqi, Su Junke, et al. Some problems about implication of hydrocarbon-generation potential method on research the expulsion characteristics of source rocks[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2009, 31(1):14-18.
- [8] 祝厚勤,刘平兰,庞雄奇,等. 生烃潜力法研究烃源岩排烃特征的原理及应用[J]. 中国石油勘探,2008,13(3):5-10.
Zhu Houqin, Liu Pinglan, Pang Xiongqi. Principle of hydrocarbon-generation potential method studying hydrocarbon expulsion characteristics of source rocks and its application[J]. China Petroleum Exploration, 2008, 13(3):5-10.
- [9] 马行陟,庞雄奇,孟庆洋,等. 辽东湾地区深层烃源岩排烃特征及资源潜力[J]. 石油与天然气地质,2011,32(4):251-258.
Ma Xingzhi, Pang Xiongqi, Meng Qingyang, et al. Hydrocarbon expulsion characteristics and resource potential of deep source rocks in the Liaodong Bay[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(4):251-258.
- [10] Sandvik E I, Young W A, Curry D J. Expulsion from hydrocarbon sources: the role of organic absorption[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1-3):53-75.
- [11] 包友书,张林晔,张守春. 用渗流法研究东营凹陷烃源岩压实排油特点[J]. 石油学报,2008,29(5):707-710.
Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Shouchun, et al. Compact-expulsion characteristics of source rocks in Shahejie Formation of Dongying Depression using percolation method[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5):707-710.
- [12] 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[M]. 山东东营:石油大学出版社,1996:145-241.

(下转第345页)

- 分布及生烃潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(2): 254–259.
- Teng Geer, Gao Changlin, Hu Kai, et al. High quality source rocks of Lower Combination in the Northern Upper-Yangtze area and their hydrocarbon potential[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(2): 254–259.
- [15] Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator form igrational-and maturity in prospecting for oil and gas[J]. Erdol & Kohle Erd-gas Petrochemie, 1985, 38(3): 365.
- [16] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, 8(2): 20–25.
- Feng Guoxiu, Chert Shengji. Relationship between the reflectance of bitumen and vitrinite in rock[J]. Natural Gas Industry, 1988, 8(2): 20–25.
- [17] 涂建琪, 金奎励. 表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究[J]. 地球科学进展, 1999, 14(1): 18–23.
- Tu Jianqi, Jin Kiuli. Study and comparison on some important indicators with reference to the degree of organic maturation of marine hydrocarbon source rocks[J]. Advance in Earth Sciences, 1999, 14(1): 18–23.
- [18] Bowker K A. Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin[J]. West Texas Geological Society Bulletin, 2003, 42(6): 4–11.
- [19] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas; Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155–175.
- [20] 聂海宽. 页岩气成藏机理及其应用[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2010.
- Nie Haikuan. Shale Gas Accumulation Mechanism and Its Application[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2010.
- [21] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bull, 2002, 86(11): 1921–1938.

(编辑 董立)

(上接第334页)

- Wang Xinzhou, Song Yitao, Wang Xuejun. Simulation of petroleum genesis and expulsion—method, mechanism and application [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1996: 145–241.
- [13] 胡济世. 异常高压、流体压裂与油气运移(上)[J]. 石油勘探与开发, 1989, 22(2): 16–23.
- Hu Jishi. Abnormal pressure, fluid fracturing, and migration of oil and gas (1)[J]. Petroleum Exploration and Development, 1989, 17(2): 16–23.
- [14] 胡济世. 异常高压、流体压裂与油气运移(下)[J]. 石油勘探与开发, 1989, 22(2): 16–23.
- Hu Jishi. Abnormal pressure, fluid fracturing, and migration of oil and gas (2)[J]. Petroleum Exploration and Development, 1989, 17(2): 16–23.
- [15] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid Compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1–12.
- [16] 张守春, 张林晔, 查明. 湖相烃源岩排烃差异性模拟研究——以东营凹陷古近系沙三段为例[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(6): 32–35.
- Zhang Shouchun, Zhang Linye, Zha Ming. Research on simulation of hydrocarbon expulsion difference in lacustrine source rocks—a case study of Paleogene Es³ Member in the Dongying Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(6): 32–35.
- [17] 卢龙飞, 蔡进功, 刘文汇, 等. 泥质烃源岩中蒙皂石与有机质的水桥结合作用——来自原位漫反射红外光谱的证据[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 47–63.
- Lu Longfei, Cai Jingong, Liu Wenhui, et al. Water bridges mechanism of organo-smectite interaction in argillaceous hydrocarbon source rocks; evidences from in situ DRIFT spectroscopic study [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1): 47–63.
- [18] 李延钧, 宋国奇, 李文涛, 等. 济阳坳陷东营凹陷北带丰深1井区深层沙四下古油藏与天然气成因[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(2): 173–179.
- Li Yanjun, Song Guoqi, Li Wentao, et al. A fossil oil-reservoir and the gas origin in the Lower Sha-4 Member of the Well Fengshen-1 area, the North Dongying zone of the Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 173–179.
- [19] 熊永强, 耿安松, 张海祖, 等. 油型气的形成机理及其源岩生烃潜力恢复[J]. 天然气工业, 2004, 24(2): 11–13.
- Xiong Yongqiang, Geng Ansong, Zhang Haizu, et al. Formation mechanism of oil-formed gas and hydrocarbon generation potential restoration of its source rocks [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(2): 11–13.

(编辑 董立)