

深水和浅水盐湖相生油岩沉积 及其石油地球化学特征

金 强

(中国石油大学, 东营)

摘要 我国一些第三纪盆地发育了膏盐与生油岩同层位的沉积。本文通过我国东部的东濮凹陷和西部的塔里木盆地塔北拗陷的对比研究, 指出盐类与生油岩可以同期沉积, 提出了深水和浅水两种盐湖相生油岩的沉积模式, 并且论述了两种盐湖环境有机质的保存及其地化特征、生油气潜力。

关键词 深水和浅水盐湖 生油岩沉积 盐湖相有机质特征

作者简介 金强 男 32岁 讲师 石油地质及石油地球化学

引 言

前人认为蒸发岩与生油岩是两种极端环境(干旱、潮湿)的代表。随着石油勘探和盐矿地质的发展, 蒸发岩和生油岩的成因联系逐渐被认识。蒸发岩与生油岩不仅在萨布哈式的沉积环境中共生(Phleger, 1969), 而且在内陆盆地中也可共存(袁捷等, 1985)。成盐环境中有机质的输入和沉积是它们共生的关键。Kirkland等(1981)对现代泻湖和盐沼池的研究, 发现蒸发环境生物属种虽少, 但它们的产率高, 可以产生大量有机质。Sonnenfeld(1985)提供了更多的证据, 论述了成盐水体中生油岩的沉积过程。但是国外的研究主要是海相蒸发环境, 而且国内学者多将陆相蒸发岩与生油岩沉积归结于干旱、半干旱气候与湿润气候在时间上交替出现的结果(陈发景等, 1983), 因此应当重视这方面的研究。

本文根据对东濮凹陷和塔里木盆地塔北拗陷的对比研究, 提出了两种陆相成盐及其生油岩沉积模式, 分析了两种盐湖相生油岩性质和油气潜力。

一、同层位的膏盐和生油岩沉积特征

我国第三纪发育了大小几十个陆相膏盐盆地, 从沉积特征上可以分两类: 一类是石膏、盐岩与暗色的泥页岩或碳酸盐岩共生, 即蒸发岩与生油岩属同一层位; 另一类是蒸发岩与红色碎屑岩伴生, 沉积于湖盆初始期或萎缩期, 无生油岩形成, 本文不予讨论。第一类又有深水和浅水沉积之分, 例举如下:

东濮凹陷是一个中新世断陷盆地, 其北部沙河街组三段(E_3)沉积期为湖盆的稳定扩张期, 沉积了厚度超过2000m的盐类和生油岩层系。从地震剖面上看, 膏盐呈透镜体出

现在凹陷深部的泥岩中；单井剖面上为众多的岩盐（单层厚度 30-80cm）夹石膏与暗色泥页岩的韵律层（图 1）。岩盐为烟黄色（含有机质）透明晶体；石膏为白色纤维晶形，条带或纹层状分布；泥岩为灰-黑色，并夹有油页岩，普遍含钙质和豆状黄铁矿。平面上膏盐与暗色泥页岩呈相变关系。沙三段还发育水下扇、浊流砂体。盐岩、暗色泥页岩经微量元素等分析证明是深水沉积（金强等，1985）。而且该层段是东濮凹陷的主力生油层①。

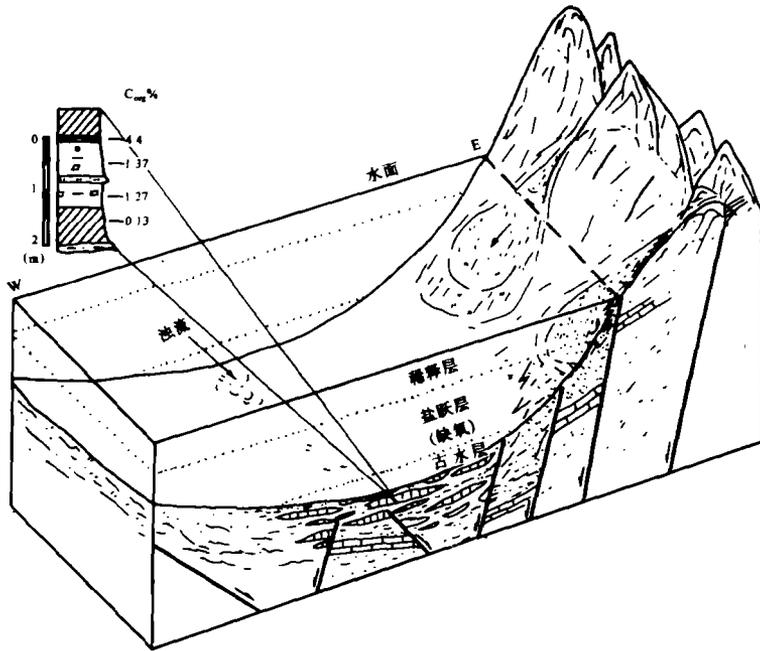


图 1 东濮凹陷北部渐新统沙三段深水盐湖相沉积模式示意图

Fig.1 Sedimentary model of deep-water saline lake for northern Dongpu Depression in Early Oligocene

我国西部晚第三纪的大型拗陷盆地中也发育有膏盐与生油岩的共生沉积。塔里木的塔北拗陷中新统吉迪克组中下部就是一例，其岩性为含石膏、岩盐的灰绿-灰色泥岩与棕灰色粉砂岩的不等厚互层（厚约 200-300m）。石膏以结壳层出现在灰绿色泥岩中，岩盐以小立方晶体分散在砂泥岩和石膏里，反映出干旱的沉积特征。灰色泥岩中夹的粉砂岩具有强烈的油气显示，经分析该泥岩是潜在的生油岩（见下文）。

二、两种成盐模式及有机质沉积作用

从盐湖的沉积模式可以分析生油岩有机质沉积保存条件。东濮凹陷沙三段沉积期断裂剧烈活动，具有“高山深盆”的地貌景观，是一个深水盐湖（图 1）。水体按盐度分为：稀释

①程克明等，1984，东濮凹陷生油条件研究及生油量计算报告

层、盐跃层和卤水层。稀释层动荡而富氧，下部水体平静而缺氧。河水带着陆源有机物和养料输入稀释层，使之有较高的生物产率。生物死亡后除部分在富氧水中被喜氧细菌氧化分解或被动物食用外，剩余的颗粒组份受重力作用沉入缺氧水中进而沉积下来，避免了氧化分解（与富氧环境相比缺氧条件下细菌对有机质的降解作用非常弱）；溶解态的有机物可与水体中悬浮的粘土颗粒和金属离子（ Fe^{2+} 、 Cu^+ 、 U^{2+} 等）吸附或络合，形成有机质-粘土或金属-有机质颗粒，在密度较大的盐水中较快地沉积在缺氧沉积物中。因此深水盐湖相有机质在埋藏前就进入强还原环境，得到良好的保存。东濮盐湖相生油岩有机碳含量一般 $>1\%$ ，有的达3—4%（表1）。

表1 东濮凹陷北部 Es_3 盐湖相泥岩基础地化分析数据

Table 1 Geochemical data of source rocks from the deep-water saline lake facies, Dongpu Depression (Es_3)

埋深 (m)	有机碳 (%)	氯仿沥青 "A" (%)	总烃 ppm	"A" / C_{org} (%)	总烃 / C_{org} (%)	沥青"A"族组成 (%)			R^0 (%)
						饱和烃	芳香烃	非+沥	
1801	0.97	0.0449	149.2	4.63	1.54	22.4	11.01	66.59	0.37
1860	1.09	0.0527	195.4	4.84	1.79	30.56	6.48	62.96	
2005	1.57	0.0840	184.0	5.35	1.17	17.41	7.29	75.30	
2078	1.23	0.0918	347.0	7.46	2.82	23.00	14.80	62.20	
2303	4.40	0.3994	1525.7	9.08	3.47	26.90	11.30	61.80	0.43
2410	3.70	0.1984	654.3	5.36	1.77	23.40	18.60	58.0	

塔里木盆地中新世为典型的大陆蒸发环境，季节性的洪水和山泉在低洼处汇集成湖泊，强烈的蒸发作用使湖水含盐量增加，成为盐湖（图2）。它以浅水和游荡性为特征，沉积中心不断迁移，沉积厚度多变。但是盐湖里繁殖大量喜盐的浮游生物，并且几乎无天敌，产率很高。盐湖周围盐碱滩长有矮小的耐碱植物，所以吉迪克组暗色泥岩含有混合型干酪根。由

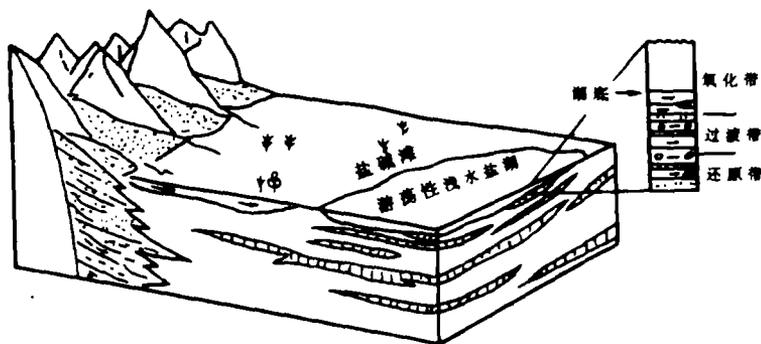


图2 塔里木盆地塔北拗陷中新统浅水盐湖沉积模式图

Fig.2 Sedimentary model of shallow-water saline lake in arid climate, Miocene, Tarim Basin

于干旱区风沙大，盐湖水体动荡，水底和沉积物上部均为富氧环境（图2），相当数量的有机质在沉积埋藏初期就被氧化分解了。因此吉迪克组灰色泥岩有机碳低于深水盐湖相生油

岩, 一般在 0.3–0.7% 之间, 见表 2。

表 2 塔里木盆地吉迪克组暗色泥岩基础地化分析数据

Table 2 Geochemical data of grey mudstones from shallow-water saline lake facies in Jidic Formation (N_1), Tarim Basin

深度 (m)	有机碳 (%)	氯仿沥青 “A” (%)	总烃 ppm	“A” / C_{org} (%)	总烃 / C_{org} (%)	“A”族组成 (%)			R^o (%)
						饱和烃	芳香烃	非+沥	
4348.4	0.65	0.0080	30.18	1.23	0.38	21.38	16.35	61.72	
3828.6	0.71	0.0239	100.93	3.37	1.43	18.63	23.60	57.77	0.42
3576.0	0.68	0.0236	96.67	4.47	1.42	19.84	21.12	60.81	
3764.0	0.33	0.0124	36.02	3.76	1.09	12.95	16.10	70.96	0.32

三、深水和浅水盐湖相有机质地化特征

未成熟有机质 未成熟生油岩的有机质能够反映生油岩沉积环境和成岩早期的演化。

东濮凹陷深水盐湖相的未成熟生油岩的沥青比值 (“A” / C_{org}) 较高, 埋深为 2303m 的样品 ($R^o = 0.43\%$) 沥青比值达 9.08%, 总烃为 1525.7ppm。这是由深水盐湖相盐层封闭性造成的, 即部分原始液态有机质和干酪根降解产生的烃类被岩盐封存在泥岩中。该样品抽提物为绿色, 可能是原始色素的反映。

吉迪克组浅水盐湖相生油岩有机质丰度较低, 未成熟的可溶组分也不高。沥青比值最大为 3.37%, 总烃仅 100.93ppm (表 2)。原因有两条: 一是无分布广厚度大的膏盐封闭层, 液态有机质易于散失; 二是埋藏初不是强还原条件, 部分可溶有机质被细菌吞食。但仍有一定的生烃潜力。

两种盐湖相有机质相似的特征 两者的正烷烃都为偶碳优势, 特别是在 C_{18} 至 C_{28} 范围内 (图 3)。这种偶碳优势有人认为是正脂肪酸或醇在还原条件下脱烃加氧而形成 (Guoying *et al.*, 1980)。实际上某些非还原性的现代沉积物也有偶碳优势的正烷烃 (Nishimura *et al.*, 1986)。吉迪克组沉积时还原性较差, 所以盐湖相可能是某些细菌活动使正烷烃产生了偶碳优势。

两种盐湖相有机质的 Pr/Ph 均小于 1 但深水盐湖相生油岩植烷优势更强 (图 3)。一般认为植醇是姥鲛烷和植烷的母质, 在强还原条件下形成 $Pr/Ph < 1$ 。Nissenbaum *et al.* (1972) 根据对死海的研究, 指出嗜盐细菌 *Phosphatidyl glycerophosphate* 可直接生成植烷; 此外异戊二烯类甘油醚脂在盐湖相生油岩中降解也形成植烷, 以至 Ph 多于 Pr 。

两种盐湖相生油岩中藿烷和甾烷的分布 在 m/z 191 质量色谱图 (图 4) 上, 深水盐湖相生油岩含有 C_{30} 、 C_{31} 和 C_{33} 生物型藿烷, 反映出有机质保存条件好。而成熟度相近的吉迪克组生油岩生物型藿烷含量微少 (仅见到 $C_{30}17\beta 21\beta$ 藿烷), 而见有藿烯 (图 4), 表明浅水盐湖相的还原性较差。两种盐湖相有机质均含丰富的 γ -蜡烷, 证实了它们是超盐环

境的沉积 (Moldowan *et al.*, 1985)。而且浅水盐湖相 γ -蜡烷格外富集, γ -蜡烷 / C_{31} 藿烷的比值大于 3。

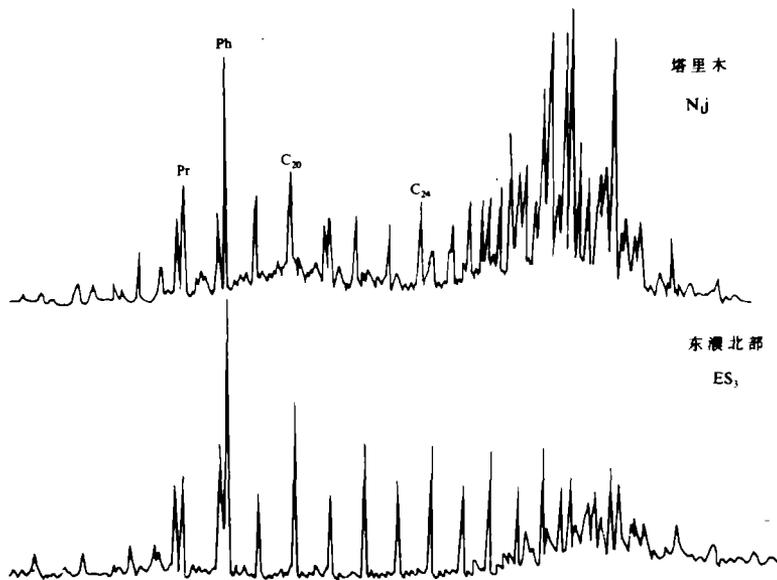


图3 两种盐湖相生油岩饱和烃气相色谱图

Fig.3 Gas chromatograms of saturated hydrocarbons of source rocks from the two saline lake facies

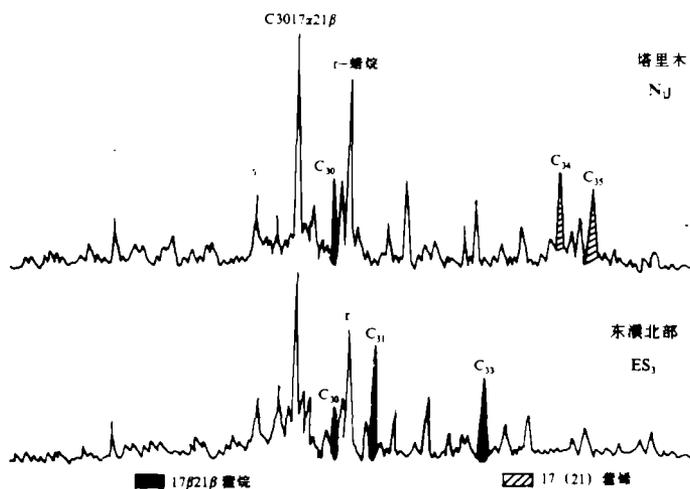


图4 两种盐湖相生油岩藿烷系列 m/z 191 质量色谱图

Fig.4 The m/z 191 mass chromatograms of hopanoids in source rocks of the two saline lake facies

两种盐湖相生油岩甾烷发育齐全, 4α -甲基和 4β -甲基甾烷两个系列完整 (图 5)。这表明盐湖相有机质中有藻类的输入, 也说明盐湖相生油岩中喜盐细菌活动频繁 (Bird *et al.*, 1971)。

总之, 可以用几个地化指标表征深水和浅水盐湖相有机质的异同, 表 3。

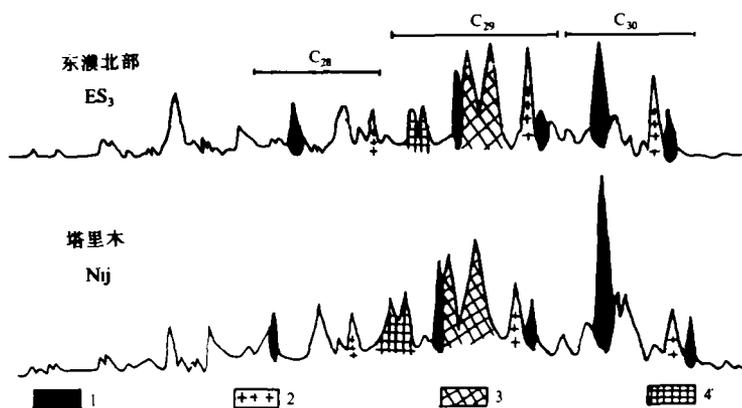


图 5 两种盐湖相生油岩 4-甲基甾烷 m/z 231 质量色谱图

Fig.5 The m/z 231 mass chromatograms of the 4-methyl steranes in source rocks of the two saline lake facies

表 3 两种盐湖相未成熟生油岩有机质地化参数的对比

Table 3 Correlation of the geochemical parameters of immature source rocks from the two salt lake facies

	有机碳 (%)	沥青 (%)	$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{31}\text{甾烷}}$	Ph / nC18	OEP	Pr / Ph	饱和烃主峰
深水盐湖相	> 1.0	5-8	1-2	> 3	较大	< 0.6	Ph
浅水盐湖相	< 0.8	2-4	> 3	< 2.5	较小	> 0.6	n-C ₂₈

本文样品分析在地矿部石油地质中心实验室和石油大学进行, 特此致谢。

收稿日期: 1989 年 1 月 5 日

参 考 文 献

- (1) 陈发景等, 1983, 石油与天然气地质, 4 卷, 2 期, 133-140 页。
- (2) 袁捷、高兴辰, 1985, 蒸发岩与油气, 石油工业出版社, 50-54 页。
- (3) Bird C.W. *et al.*, 1971, Nature, V.230, p.473.
- (4) Guoying S. *et al.*, 1980, Advances in Organic Geochemistry (1979), ed. A. G. Douglas and J.R. Maxwell, Pergamon Press, p.115-121.
- (5) Kirkland D.W. *et al.*, 1981, AAPG Bull., V.65, N.2, p.181-190.
- (6) Moldowan J.M. *et al.*, 1985, AAPG Bull., V.69, p.1255-1268.
- (7) Nishimura M. and Baker E.W., 1986, Geochim. et Cosmochim. Acta, V.50, N.2.
- (8) Nissenbaum A. *et al.*, 1972, Geochim. et Cosmochim. Acta, V.36, p.709-727.
- (9) Phleger F.B., 1969, AAPG Bull., V.53, p.824-829.

(10) Sonnenfeld P., 1985, *Journal of Petroleum Geology*, V.8, p.253-271.

Sedimentation and Organic Geochemistry of Source Rocks in the Deep and Shallow-Water Saline Lakes in Tertiary, China

Jin Qiang

(University of Petroleum)

Abstract

Dongpu Depression was one of the rifts in eastern China which accumulated sequences of salts and oil source rocks over 2,000m in thickness during the Oligocene. Every sequence consists of lots of rhythms of 1—5m thick which comprises light yellow transparent halite and grey-black mudstone interbedded with white laminated gypsum or brown oil shale. A model of deep-water saline lake is given in which the salts and the dark mudstones are deposited at the same time. Mudstones rich in organic matter were proved to be significant source rocks for oil and gas. It is important for the source rocks to deposit that the deep-water saline lake was layered by salinities: the upper part is brackish and aerobic, suitable for organisms living; in contrast the lower one is bitter and anoxic—the best environment for organic matter accumulation and preservation. The C_{org} of the mudstones deposited in the deep-water saline lake is over 1% and up to 4.4%.

The middle and lower parts of Jidic Formation (Miocene) in northern Tarim Basin, consist of grey-green mudstones, brown siltstones and shell-shaped gypsums and dispersed granular halites. The sediments were probably formed in a movable shallow saline and aerobic lake, i.e. playa. C_{org} is only 0.3–0.7% in mudstone, but the interbedded sandstone has intensive showing of oil which implied that the mudstone is the potential source rock.

It was discovered that organic matter in the deep-water saline lake facies comprises a series of 17β – 21β hopanes, and the corresponding shallow-one contains 17 (21) hopanes, which indicates that the reduction in sediments of the deep-water saline lake is stronger than that of the shallow one. Bitumen ratio (chloroform extracts / organic carbon) of the immature source rocks of the deep-water salt lake facies in Dongpu Depression is about 7% which is higher than the normal ones, the contents of total hydrocarbon are about 500 ppm. This may be due to the seal ability of the halites to keep the liquid hydrocarbons from leakage. But the bitumen ratio and the content of total hydrocarbon are only 3.37% and 100.93 ppm respectively in the potential source rocks of playa facies of Jidic Formation in Tarim Basin. It can be explained as the bad preservation in the playa sequences.

In conclusion, the source rocks of the deep-water saline lake facies are rich in organic matter and able to generate great amounts of oil and gas, and those of the shallow-water saline lake facies have certain potential in hydrocarbon generation.