

黄骅坳陷歧口凹陷古近系烃源岩主要生烃特点

于学敏,何咏梅,姜文亚,刘庆新,梁伯勋,邹磊落

(中国石油大港油田公司勘探开发研究院,天津 300280)

摘要:黄骅坳陷歧口断陷湖盆沉积岩厚度大,地层分布范围广,由于盆内、盆外物源十分发育,构造活动频繁,使其沉积环境和沉积体类型丰富多样,烃源岩除湖相泥岩外,还发育较大范围的油页岩,且在油页岩主要发育期,在一定程度上因受海水影响而具有藻类勃发的条件,在油页岩和钙质页岩中发育一定的颗石藻;针对歧口凹陷烃源岩,以“富烃源岩生烃理论”为指导,对烃源岩进行分级评价,认为歧口凹陷具有烃源岩厚度大、有机质类型丰富、有机质丰度高、优质烃源岩发育的特点;同时,由于异常超压的发育,烃源岩的成熟门限偏深,有效生油井段长,与一般的烃源岩相比生油下限明显向深部偏移,因而也使得大量生气门限较深,有效生气期作用时间短,具有“持续生油、集中生气”的特点,歧口凹陷的这种生烃热演化特征对中深层油气的分布具有明显的控制作用。

关键词:富烃源岩;热演化;超压;生油下限;生气门限;歧口凹陷

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A 文章编号:1672-1926(2011)06-1001-08

引用格式:于学敏,何咏梅,姜文亚,等.黄骅坳陷歧口凹陷古近系烃源岩主要生烃特点[J].天然气地球科学,2011,22(6):1001-1008

0 引言

歧口凹陷是渤海湾盆地黄骅坳陷最主要的生油气凹陷之一,也是渤海湾盆地重要的富油气凹陷^[1]。近几年,随着中国石油天然气股份有限公司储量高峰期工程的不断推进,歧口凹陷被公司列为渤海湾盆地加快勘探的主要领域。自提出歧口凹陷“增储十亿吨,建设大油田”的目标以来,大港油田在歧口凹陷的滨海、埕海(古近系—新近系和潜山)等地区取得了可喜的成果。2008—2010年,3年新增三级储量 5.76×10^8 t,反映出歧口富油气凹陷在中高成熟勘探阶段仍具有较大的勘探潜力。为了进一步落实资源潜力,近期细化开展了歧口凹陷古近系烃源岩的生烃评价工作。本文重点阐述歧口凹陷古近系主力生烃层的主要生烃特征。

1 勘探概况

歧口凹陷位于黄骅坳陷中北部,矿区范围横跨大

港油田和渤海油田 2 个油田,勘探面积为 $6\,640\text{km}^2$ (其中大港探区为 $5\,280\text{km}^2$)。截至 2010 年底,已探明石油地质储量为 7.98×10^8 t,天然气地质储量为 741×10^8 m³,自上而下共发现新近系(包括明化镇组、馆陶组)、古近系(包括东营组、沙河街组)、中生界、石炭系—二叠系和奥陶系等 7 套含油气层系,揭示的油气层深度为 300~5 431m,发现了构造油气藏(背斜、断块等)、地层岩性油气藏和潜山油气藏等,形成了以滨海和埕海为代表的复式油气聚集区。

2 烃源岩主要生烃特征

2.1 暗色泥岩厚度大、分布范围广

歧口凹陷平面上可分为 3 个次级凹陷,即板桥次凹、歧口主凹和北塘次凹,有效烃源岩主要为富含有机质的暗色泥岩,分布面积为 $4\,789\text{km}^2$ (其中大港探区面积为 $3\,389\text{km}^2$)。纵向上,沙河街组的沙三段、沙二段、沙一段和东营组为主要生烃层,暗色泥岩总厚度为 1 500~4 500m。其中,主力生烃层

收稿日期:2011-07-14;修回日期:2011-12-03.

基金项目:中国石油天然气股份有限公司科技攻关项目“歧口富油凹陷大油气田勘探及综合配套技术研究”(编号:2008-030603)资助。

作者简介:于学敏(1962-),女,天津武清人,高级工程师,主要从事油气资源评价与天然气基础地质研究。

E-mail: yuexmin@petrochina.com.cn.

系以沙三段、沙二段和沙一段为主(图1),泥岩厚度大,分布范围广。东营组总体埋深较浅,镜质体反射率较低,一般为0.4%~0.65%,歧口海域埋深较大的地区 R_o 值为0.6%~0.9%,因此,海域的东营组也可作为有利生烃层。

2.2 油页岩发育普遍

歧口凹陷发育盆内、盆外多个物源,沉积相类型丰富多样,因此烃源岩除暗色泥岩外,还存在较大范围的油页岩。在歧口凹陷西南缘沙一段油页岩分布面积可达3 027 km²,厚度一般在15~40 m之间;东营组分布面积为637.9 km²,厚度为15~35 m(图2)。东营组埋藏深度一般在1 800~3 600 m之间,集中分布在2 800~3 600 m之间,沙一段油页岩埋深为2 000~4 250 m,歧北主体区埋深一般大于2 750 m。油页岩镜质体反射率为0.42%~0.79%(样品最大埋深为3 899 m),在埋深较大的歧北地区,其油页岩均已进入成熟阶段, R_o 值一般为0.54%~0.9%;有机质类型

以I—II₁型为主,有机质丰度高,TOC值为2.43%~5.93%,热模拟实验氯仿沥青“A”含量为0.417 2%~0.860 6%,总烃含量为(1 194~5 094)×10⁻⁶。歧北地区港深48井沙一中亚段单井综合分析资料也可以看出,油页岩具有有机质类型好、丰度高的特点(图3)。同时,与泥岩相比,油页岩在低演化阶段排烃特征十分明显(图4),在1 700~2 800 m的低熟阶段存在2个生烃高峰,反映油页岩早生早排的特征明显。究其原因,主要是歧口凹陷西南缘沙一下亚段以咸水—半咸水沉积为主,发育早期生烃的藻类和矿物沥青基质(表1),藻类中主要以丛粒藻为主^[2-3],此外,还发现咸化环境下由于藻类勃发而形成的颗石藻(图5),因此,除泥岩之外,油页岩是歧口凹陷低熟油形成的重要物质基础,对房29井油页岩进行热模拟实验,样品在 R_o 值为0.87%时达到产油高峰,产油率为490.43 kg/t_{TOC},明显高于泥岩,且产油高峰与泥岩相比明显提前^[4]。

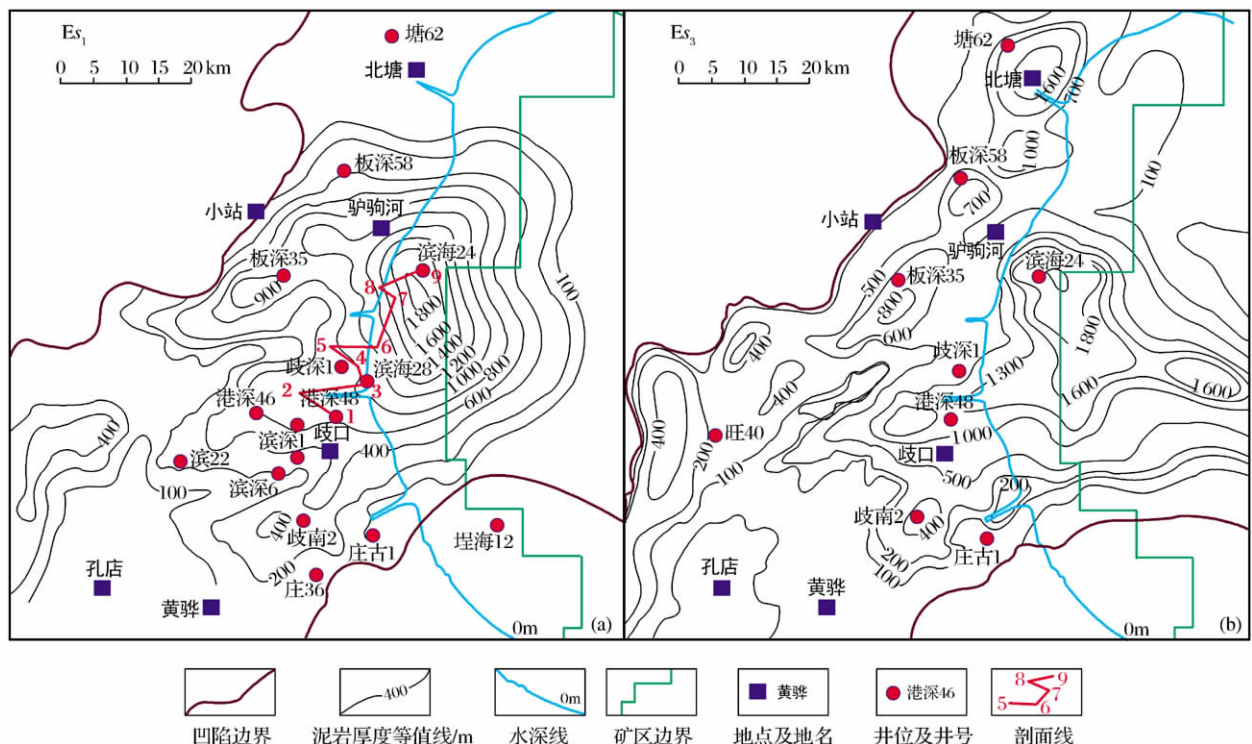


图1 歧口凹陷主力生烃层暗色泥岩厚度等值线

2.3 有机质丰度高、类型丰富

黄骅拗陷歧口凹陷烃源岩有机质丰度高(表2),据统计沙一段和沙三段有机碳含量平均为1.38%~2.71%,氯仿沥青“A”含量平均为0.105 9%~0.842 9%,好烃源岩所占比例一般为70%~94%,部分井高达100%。

平面上,有机质丰度自北向南明显变好,主要与

北部靠近燕山主物源区有关。如图5所示,过歧口主凹陷的9口井系统的有机碳分析数据表明,1井—5井有机碳含量除个别点外几乎均大于1%,而有机碳含量大于2%的样品在1井、3井为71%和61%,2井、4井为38%和35%(仅1井发育油页岩,其余井均为泥岩),反映出歧口凹陷好烃源岩和富烃源岩非常发育^[5-6]。

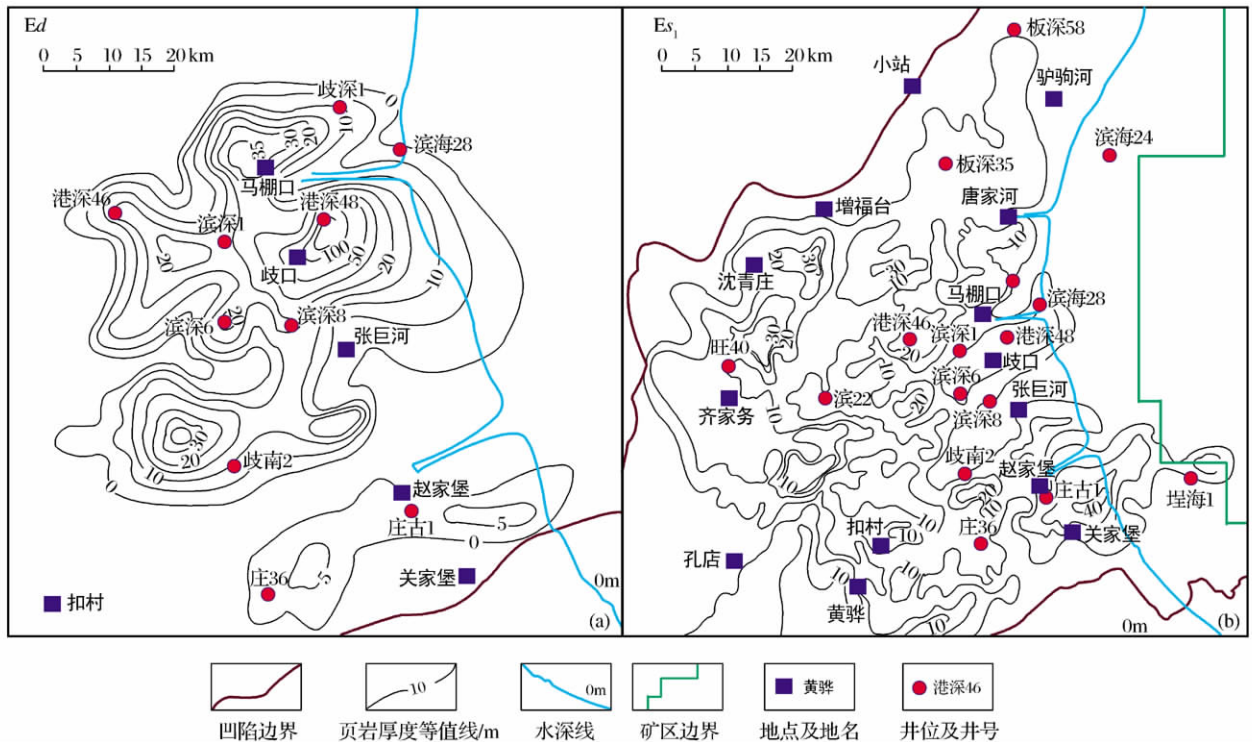


图 2 歧口凹陷油页岩厚度等值线

表 1 歧口西南缘显微组分数据

井号	深度/m	层位	有机组分/%								全岩显微组分/%		
			腐泥组		壳质组			镜质组	惰质组	次生组	有机组分	无机矿物	矿物沥青质
			藻类体	沥青质体	孢粉体	壳屑体	富氢组分						
滨深 8	3 329	Es _{1z}	39.39	1.52	9.09	43.94	0	6.06	0	0	6.6	63.4	30.1
埕 54×1	3 215.07	Es _{1x}	57.50	0.83	1.67	5.00	0	3.33	0	1.67	12	59.5	25.8
房 29	2 573.28	Es _{1x}	53.97	4.76	3.17	28.57	0	9.52	0	0	6.3	61.7	32.3
歧 106	2 262.04	Es _{1x}	65.00	1.25	2.50	20.00	0	11.25	0	0	8	52.5	39.6
歧 119	2 726	Es ₂	40.74	11.11	0	40.74	0	7.41	0	0	2.7	34.5	63.1
歧 86	2 896.3	Es _{1x}	74.73	1.10	1.10	17.58	0	5.49	0	0	9.1	55.5	35.5
歧 9	2 062.51	Es _{1x}	58.46	7.69	6.15	15.38	0	12.31	0	0	6.5	59.9	34.1
歧北 7	2 448	Es _{1x}	22.22	0	0	75.0	0	2.78	0	0	3.6	27	69.4
沈 6	1 958.25	Es _{1x}	48.21	3.57	0	33.93	0	14.29	0	0	5.6	70.1	24.5
张参 1-4	2 933.5	Es _{1x}	65.43	0	1.23	29.63	0	2.47	0	1.23	8.1	59.5	32.5
庄海 2×1	2 095.5	Es _{1x}	13.46	7.92	32.69	19.23	0	32.69	0	0	5.2	56.3	38.6
庄海 2×1	2 098	Es _{1x}	15.00	7.50	0	27.5	0	50.0	0	0	4	51	45.3
滨 22	2 603.36	Es _{1x}	76.12	1.49	2.99	7.46	4.48	4.48	0	2.99	6.7	68.7	24.9

在单井分析的基础上,编制了分层系不同丰度烃源岩厚度图(图 6),可以看出歧口凹陷好烃源岩和富烃源岩自北向南厚度逐渐增大,高丰度烃源岩在歧北地区厚度最大。

歧口凹陷多物源体系、多沉积类型的特点,决定了其烃源岩有机质类型比较丰富。根据元素分析、热解、干酪根镜鉴等资料分析(图 7),沙一下亚段 I—II₁ 型有机质占 59%, II₂—III 型有机质为

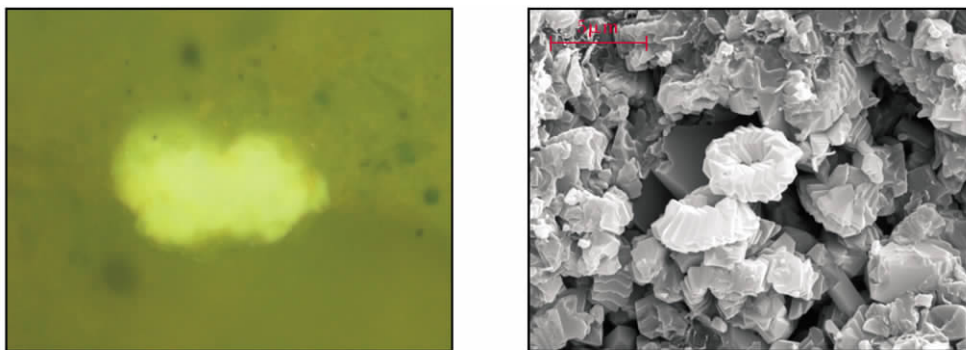
41%;沙三段 I—II₁ 型有机质为 30%, II₂—III 型有机质为 69%,与沙一段相比,沙三段偏腐殖型有机质的比例明显增加。

2.4 大量生烃—排烃门限深度较大,具有“持续生油、集中生气”的特点

由于歧口凹陷生烃层系多,烃源岩埋藏深度跨度大,不同层系进入有效生油门限的深度有一定的差异,同时,各层系有效生烃、排烃期交替接替,使得

深度/m	层位	岩性	$T_{max}/^{\circ}C$				有机碳/%				可溶烃/(mg/g)		热解烃/(mg/g)			产油潜量/(mg/g)			产率指数		降解率/%			烃指数/(mg/g)			$I_H/(mg/g)$			类型指数		
			420	430	440	450	1	2	3	4	5	1.5	3.0	4.5	5	15	20	5	15	25	0.1	0.2	10	30	50	30	60	90	100	300	500	III
3920	沙	一																														
3930							6.54						28.88			33.32								505								
3940	中	亚					6.46				5.96		24.87			30.83			0.29					123.86								
3950							5.15														50.05											
3960	段																															
3970							5.21				6.74													129.37								
							5.09																									

图 3 港深 48 井沙一中亚段有机地球化学剖面



(a) 丛粒藻(29井, 2 573.28m, Es^t) (b) 颗石藻(房29井, 2 566.08m, Es^t)

图 4 油页岩丛粒藻(a)和颗石藻(b)扫描电镜照片

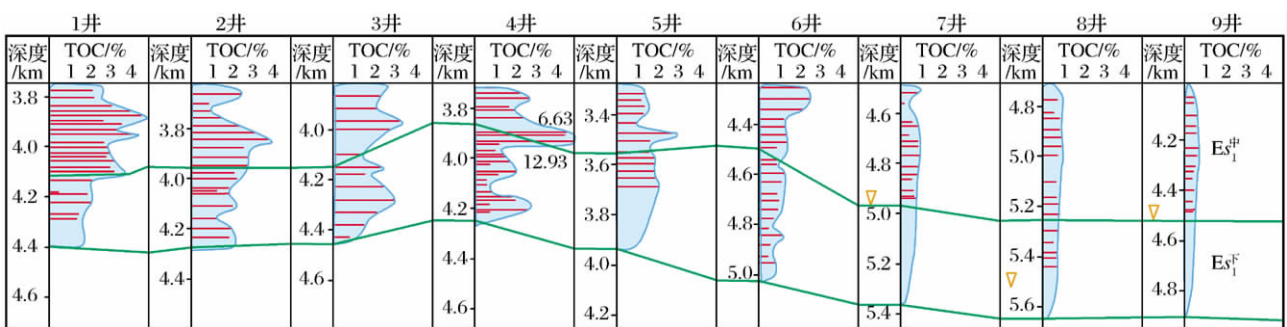


图 5 歧口凹陷单井有机碳对比(剖面位置见图 1a)

歧口凹陷有效生油井段较长,不同层系“持续生油”的特征明显。利用实际资料编制的歧口凹陷生烃热演化模式如图 8 所示,可以看出,沙二段—沙三段烃源岩成熟门限深度为 2 900m,沙一中亚段、沙一下亚段烃源岩成熟门限深度为 3 000m,东营组—沙一上亚段烃源岩成熟门限深度为 3 250m,与一般的理论生烃模式相比生油门限明显偏深,且有效生油井段向深部延续较长。图 9 显示出东营组—沙一上亚

段受地层埋深的限制,大量生烃的井段较窄,而主力生烃层沙一中亚段、沙一下亚段和沙三段生烃井段较长,主要生油井段为 2 900~4 850m。持续生油的时限较长,有效生油的深度也明显偏大,这主要与歧口凹陷沙河街组异常超压普遍发育有关。主力生烃层沙河街组在歧口凹陷区压力系数一般为 1.2~1.4,超压的作用使烃源岩热演化速率变小,有效生油段下限明显向深部偏移^[7-9]。

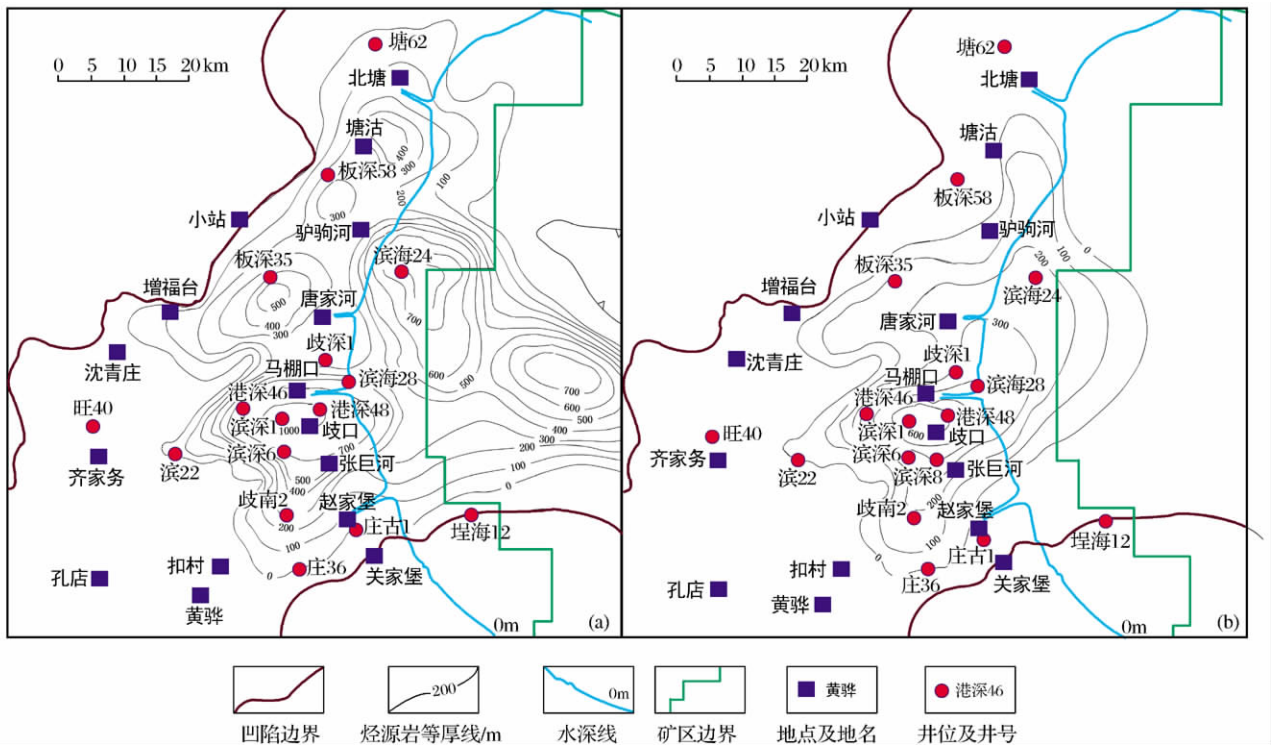


图 6 沙三段好烃源岩(a)和富烃源岩(b)厚度等值线

表 2 歧口凹陷重点井有机质丰度

层位	井号	有机碳/%	氯仿沥青“A”/%
Es ₁ ^中	滨深 8	0.92~4.29 2.71(18)	
	滨深 22	0.99~3.87 2.53(8)	0.504 6~0.593 1 0.560 6(3)
	港深 48	1.15~5.22 3.08(19)	0.728 9~0.909 4 0.842 9(3)
	港深 78	0.91~2.80 1.72(13)	0.225 9~0.476 1 0.351 0(2)
	滨海 28	1.54~3.29 2.44(6)	0.307 8~0.391 6 0.349 7(2)
	歧深 6	0.89~3.07 1.55(9)	0.273 4~0.317 5 0.295 5(2)
Es ₁ ^下	滨深 8	1.05~5.16 2.32(7)	
	滨深 22	0.84~2.95 1.92(13)	0.129 7~0.236 9 0.197 6(3)
	港深 48	0.42~3.96 1.92(7)	0.262 2~0.304 1 0.288 6(4)
	港深 78	0.52~12.93 2.4(19)	0.413 6~0.573 5 0.518 0(3)
	滨海 28	0.61~3.01 1.52(10)	0.071 4~0.189 5 0.130 5(2)
	歧深 6	1.82~2.08 1.096(5)	
Es ₃	滨深 8	0.54~5.16 1.50(23)	
	滨深 22	1.01~1.77 1.45(5)	0.128 4~0.157 2 0.144 7(3)
	歧深 1	0.61~2.89 1.50(32)	0.068 5~0.413 3 0.173 9(8)
	歧深 6	0.57~2.98 1.38(32)	0.048 9~0.187 0 0.105 9(4)

注: $\frac{0.92 \sim 4.29}{2.71(18)} = \frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值(样品数)}}$

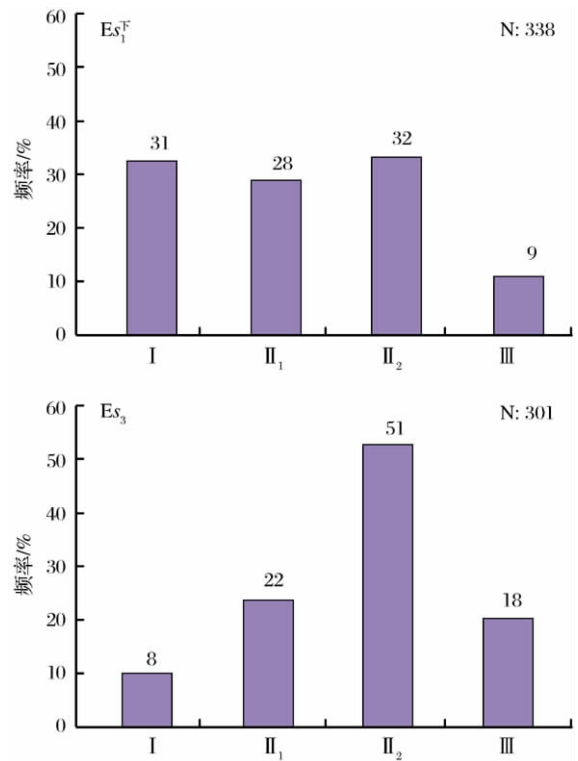


图 7 歧口凹陷有机质类型频率

对生气而言,东营组一沙一上亚段埋藏浅,演化程度低(一般 $R_o < 0.9\%$),主要生气层以沙一下亚段和沙二段、沙三段为主。从歧口凹陷不同层系镜质体反射率与深度关系曲线可以看出(图 9),歧口

凹陷沙河街组 R_o 值为 1.0% 的深度约在 4 300~4 400m 之间, 而沙河街组有机质类型以混合型为主, 尤其是沙二段、沙三段偏腐殖型有机质含量较高, 因此, 在 R_o 值为 1.0% 左右即可开始大量生气。同时, 重点井的排烃剖面(图 10)也反映出, 4 300m 以深为显著排烃段, 且在 4 300m 以深 R_o 值随深度增加的速率较浅部明显变大。综合以上几方面的资料, 认为歧口凹陷大量生气的深度为 4 300m 左右,

据埋藏史和热演化史分析, 歧口凹陷主力生气层达到该深度的时期在晚第三世早中期(馆陶组沉积中后期), 相当于 15~18Ma 左右, 因此, 有效生气期的作用时间短, 具有“集中生气”的特点; 同时, 据第三次油气资源评价研究, 歧口凹陷主力生气层沙三段的生气强度均大于 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 因此, 歧口凹陷烃源岩生气强度大, 有效生气期的作用时间短, 有利于天然气的高效运聚^[10]。

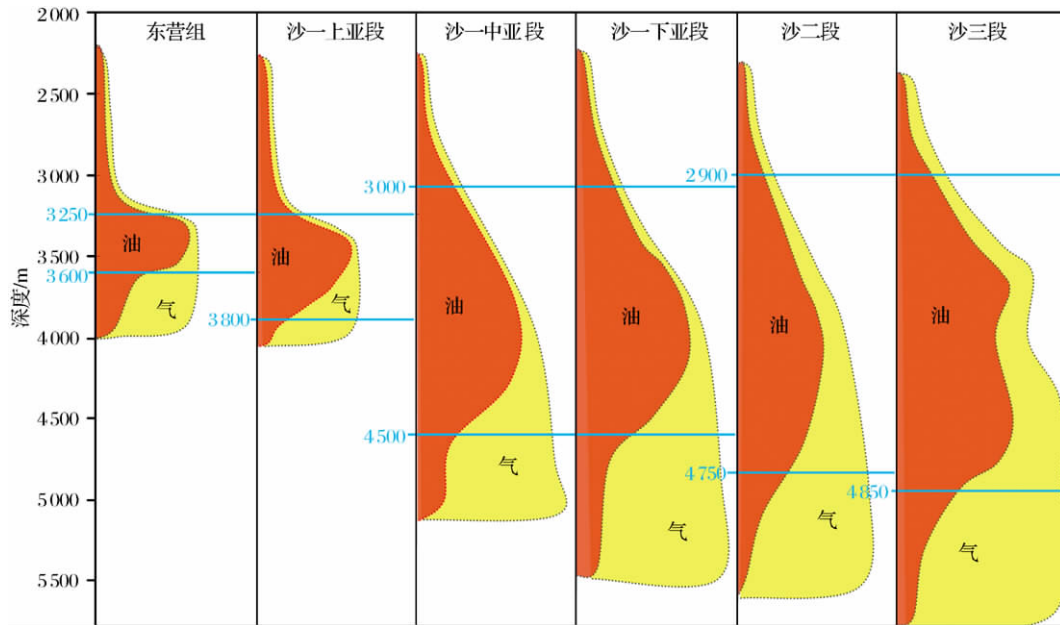


图 8 歧口凹陷生烃热演化模式

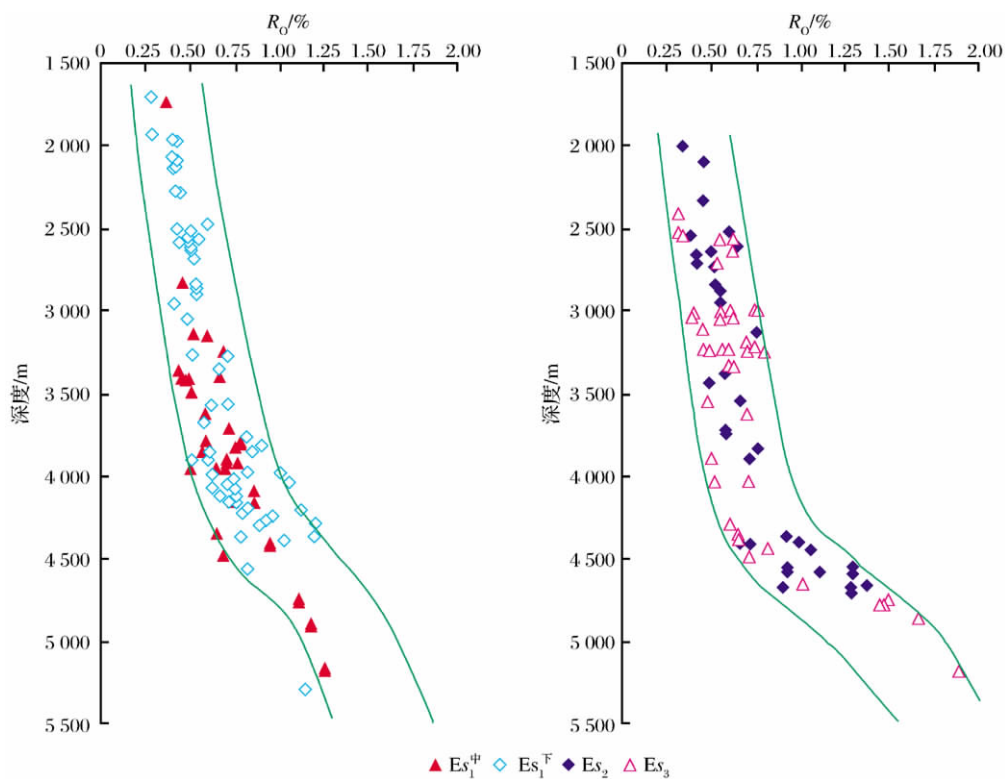


图 9 歧口主凹陷 R_o 与深度关系曲线

2.5 中深层油气分布具有“高油低气”、“两期成藏”的特征

歧口凹陷主要有两大类油气藏类型,即浅层次生油气藏和中深层“自生自储”的原生油气藏。其中,中深层油气藏多以近源自生自储的类型为主。以滨海地区为例,该区沙河街组主要为“自生自储”型油气藏,“高油低气、上油下气”的特征比较明显。

包裹体分析资料也表明(图 11),油、气具有 2 期充注的特征,低温期以充注油为主,气液比低,晚期高温阶段为天然气。

据统计,该区自生自储型油气藏的油、气界面一般在 4 300m 左右,4 300m 以下气产量和油气比明显增加,这种分布特征与烃源岩的生烃热演化有直接的关系。

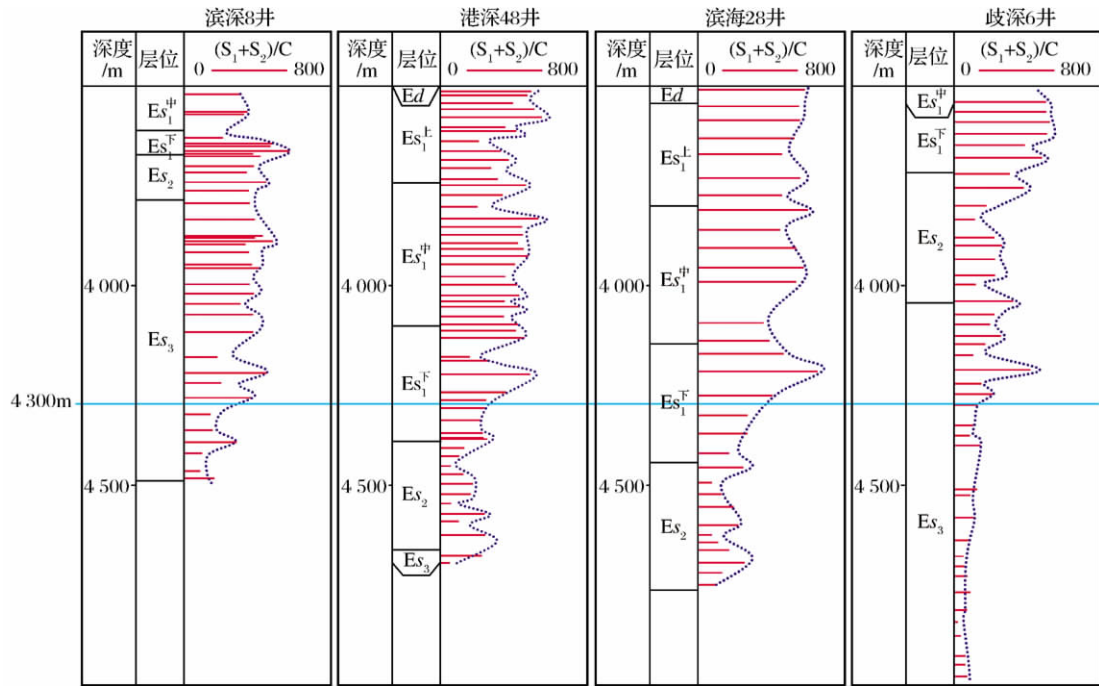
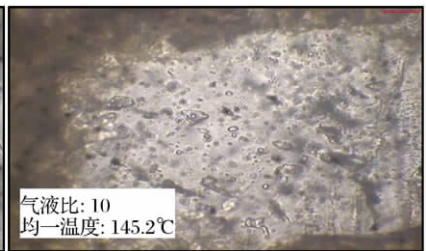
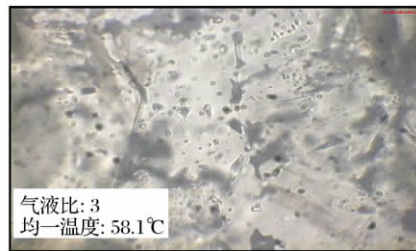
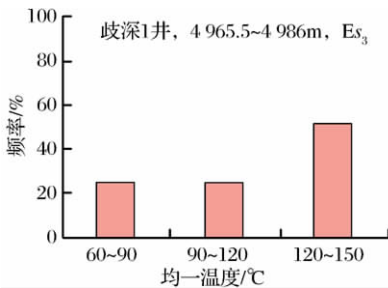


图 10 歧口凹陷重点井排烃剖面



歧深1井, 4 978m, 灰色荧光细砂岩 歧深1井, 4 986m, 灰色荧光细砂岩

图 11 歧口凹陷重点井包裹体分析

3 结论

黄骅拗陷歧口凹陷在湖盆主要断陷期发育以沙一段、沙二段和沙三段为主力的生烃层,具有烃源岩厚度大、有机质丰度高、有机质类型丰富、富烃源岩发育的特点;除暗色泥岩外,还发育几十米厚范围较大的高丰度油页岩;进一步的研究证明,这些油页岩富含由于藻类勃发而形成的颗石藻,因而具有远高于泥岩的产油率,且在较低演化阶段即可大量生油。歧口凹陷烃源岩有机质丰度高,主凹陷区主力生烃

层好烃源岩占 70% 以上,TOC>2% 的富烃源岩在主凹陷区约为 35%~71%,烃源岩有机质类型丰富,其中混合型有机质占较大比例。歧口凹陷异常超压的普遍发育,使其烃源岩生排烃深度明显偏深,有效生油井段长,具有“持续生油、集中生气”的特点。烃源岩的这些特征对歧口凹陷油气(藏)的分布有一定的控制作用。同时,歧口凹陷油、气的有效勘探深度较大,目前已发现的具有基本“自生自储”特征的中深层油气藏,其油、气界面一般为 4 300m 左右,而且这些油气藏多具有“上油下气、高油低气”的

特征。

参考文献 (References):

- [1] Tian Keqin, Yu Zhihai, Feng Ming, *et al.* Oil and Gas Geology and Exploration in Paleogene Deep Formation of Bohai Bay Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000. [田克勤, 于志海, 冯明, 等. 渤海湾盆地第三系深层油气地质与勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.]
- [2] Liu Chuanlian, Xu Jinli, Wang Pinxian. Algal blooms: The primary mechanism in the formation of lacustrine petroleum source rocks[J]. Geological Review, 2001, 47(2): 207-210. [刘传联, 徐金鲤, 王品先. 藻类勃发—湖相油源岩形成的一种重要机制[J]. 地质论评, 2001, 47(2): 207-210.]
- [3] Mu Xiaohui, Dong Zhaoxiong, Zhang Jian, *et al.* The finding of coccolith limestone and its environment significance in Qikou depression in Shahejie I Member[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(5): 45-56. [牟晓慧, 董兆雄, 张建, 等. 歧口凹陷沙一段颗石石灰岩的发现及其环境意义[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(5): 45-56.]
- [4] Zhou Wen, Wu Qingyu, Wang Ruiyong, *et al.* Aromatic biological markers distribution in hydrocarbon generation of coccolithophoridaes[J]. Chinese Science Bulletin, 2000, 45(22): 2438-2406. [周文, 吴庆余, 王睿勇, 等. 颗石藻热模拟产物中芳烃生物标志物分布[J]. 科学通报, 2000, 45(22): 2438-2406.]
- [5] Qin Jianzhong. Source Rocks of China[M]. Beijing: Science Press, 2005. [秦建中. 中国烃源岩[M]. 北京: 科学出版社, 2005.]
- [6] Zheng Hongju, Dong Yuexia, Wang Xudong, *et al.* The generation and characteristics of source rocks in Nanpu oil-rich depression, Bohai Bay basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(1): 78-83. [郑红菊, 董月霞, 王旭东, 等. 渤海湾盆地南堡富油气凹陷烃源岩的形成及其特征[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(1): 78-83.]
- [7] Liu Guangdi, Wang Deqiang. The characteristics of abnormal pressure in deep formations in Qikou sag, Huanghua depression, Bohai Bay basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 22-24. [柳广弟, 王德强. 黄骅坳陷歧口凹陷深层异常压力特征[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 22-24.]
- [8] Hu Haiyan. Overpressure cause and it affects the reserve formation[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(1): 99-102. [胡海燕. 超压的成因及其对油气成藏的影响[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(1): 99-102.]
- [9] Li Huijun, Cheng Wenyan, Zhang Wencai, *et al.* An approach to the diagenesis of clastic rocks under abnormal high temperature and pressure[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(6): 28-31. [李会军, 程文艳, 张文才, 等. 深层异常高压条件下碎屑岩成岩作用特征初探[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(6): 28-31.]
- [10] Zhao Wenzhi, Wang Zhaoyun, Wang Zecheng, *et al.* Concept, connotation and evaluation index of high effective gas source kitchen and its action to the formation of high effective gas pool[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(4): 709-718. [赵文智, 王兆云, 汪泽成, 等. 高效气源灶及其对形成高效气藏的作用[J]. 沉积学报, 2005, 23(4): 709-718.]

Hydrocarbon Generation of Paleogene Source Rocks in Qikou Sag

YU Xue-min, HE Yong-mei, JIANG Wen-ya, LIU Qing-xin, LIANG Bo-xun, ZOU Lei-luo
(Research Institute of Exploration & Development, Dagang Oilfield, CNPC, Tianjin 300280, China)

Abstract: The sedimentary rock distributes extensively with large thickness in the Qikou rifted basin. As a result of provenance development both inside and outside the basin and frequent tectonic movements, the sedimentary environment and depositional systems are various. In the sag, the widespread oil shale is developed with exception of lacustrine shale. During the period of oil shale formation, the coccolithophorid in the oil shale and calcareous shale was developed, since the algae mass growth occurred under the sea water function. Based on the theory of hydrocarbon generation for hydrocarbon-enriching source rock, we classify the source rocks in the Qikou sag. The source rocks in the Qikou sag are characterized as large thickness, organic matter type and abundance of organic matters. Also, as a result of over pressure developed in the deep formation, the depth for the mature threshold of source rock is big with long hole section under the abnormal over pressure. Therefore, the depth for the threshold of large oil and gas generation is larger than that of general source rock. So the time of gas generation is short, with sustained oil generation and centralized gas generation. The characteristic of thermal evolution obviously controls the distribution of deep oil and gas formation in the Qikou sag.

Key words: Hydrocarbon-enriched source rock; Thermal evolution; Over pressure; Oil generation threshold; Gas generation threshold; Qikou sag.