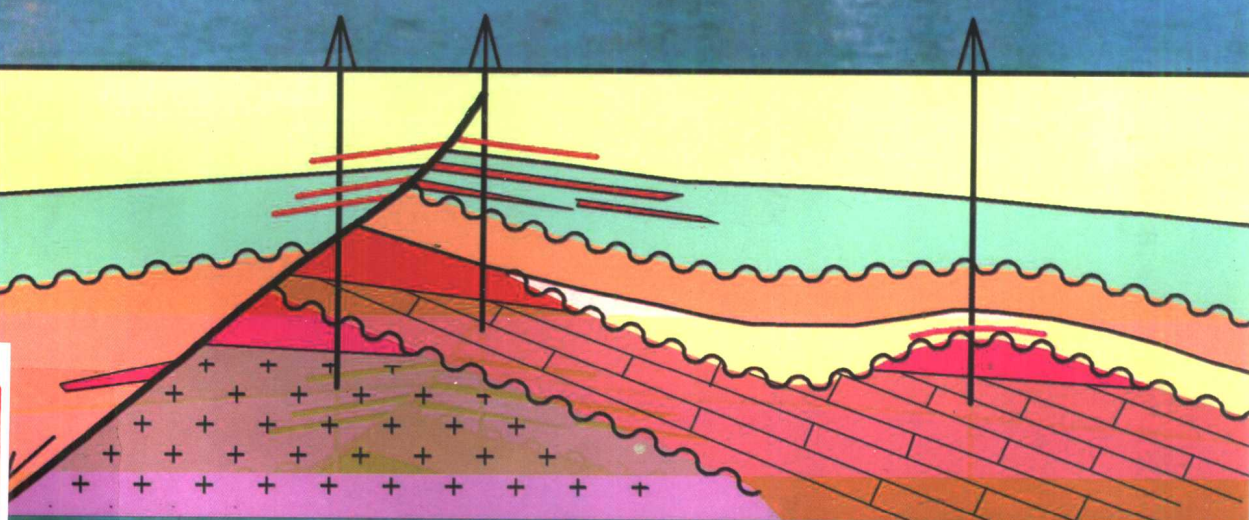


CHENGDAO YOUTIAN DIZHI YU KANTAN SHIJIAN

埕岛油田 地质与勘探实践

孔凡仙 主编



石油工业出版社

学(北京)

8.130.8

156

内 容 提 要

本书集广大地质工作者及有关院校科研成果于一体,从理论的高度对埕岛潜山披覆构造带复式油气藏的形成、油藏特征及油气分布的差异性进行了规律性总结。全书共分两章:第一章系统阐述了埕岛油田地质基本特征、成藏条件及油气分布规律,第二章为勘探技术系列应用、效果及埕岛复式油气聚集带的勘探体会。

本书内容丰富,阐述简明扼要,文图并茂,可供石油地质勘探工作者、科研工作人员及大专院校有关专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

埕岛油田地质与勘探实践/孔凡仙主编.

北京:石油工业出版社,2000.6

ISBN7-5021-3020-9

I. 埕…

II. 孔…

III. 油田, 埕岛-地质勘探

IV. P618.130.8

中国版本图书馆CIP数据核字(2000)第62656号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

北京密云红光印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 16开本 4.5印张 3插页 112千字 印1—1000

2000年6月北京第1版 2000年6月北京第1次印刷

ISBN7-5021-3020-9/TE·2331

定价:30.00元

《埕岛油田地质与勘探实践》编委会

主编 孔凡仙

编委 孔凡仙 郭汝泰 王永诗

林会喜 全宏铭 吴光华

前言

埕岛油田位于山东省东营市河口区渤海湾极浅海—浅海水域,水深 2~15 m,南距桩西、老河口两个海滩油田 5~7 km。区域构造位置处于渤海湾盆地济阳坳陷与渤中凹陷之间,属 NW 走向的埕北潜山披覆构造带的东高点和近东西走向的渤南凸起西部倾没端。它西邻埕北凹陷,东、北面分别被桩东(黄河口)、渤中凹陷包围,西北以微弱的鞍部与埕北潜山披覆构造带西高点相隔(见图 1)。

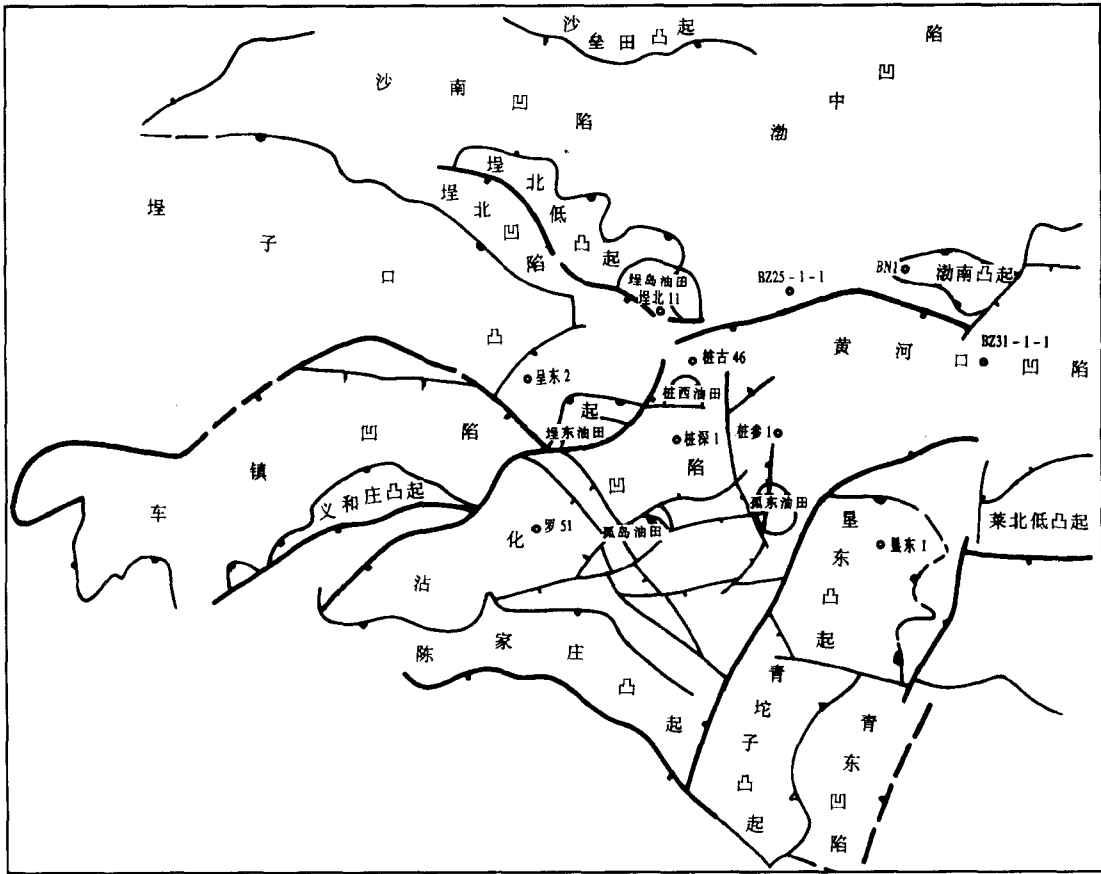


图 1 埕岛油田区域构造位置图

该区自 20 世纪 50 年代末以来,先后完成了重、磁力普查,详查及部分地区 1.2 km×1.2 km 的二维地震勘查。1988 年,胜利石油管理局在埕岛潜山披覆构造上钻探了埕北 12 井,发现上、下第三系油气层,在馆上段和东营组测试,分别获日产 49.0 t 和 87.5 t 的工业油流,标志着埕岛油田的发现。它是继埕东、孤东、桩西等滩海大、中型油田发现之后的又一重大发现。该油田与其南部邻区的埕东、孤岛、孤东等油田构成了胜利油区东北部以馆上段为主力含油层系的大、中型油田集中分布区。10 多年的勘探实践证明,埕岛油田是一个具有多套含

油气层系、多种油气藏类型、成藏序列完整的复式油气聚集带。它的发现推动了渤海湾极浅海海域的油气勘探的发展。

该油气田在勘探过程中采用了国内外先进的石油地质理论及勘探技术，针对在不同的勘探阶段、不同的含油地质体，应用了不同的技术并取得了良好的勘探效果，形成了不同勘探阶段的技术系列，丰富、发展了石油地质理论，完善了复式油气聚集带勘探技术系列。

本书集广大地质工作者及有关院校科研成果于一体，从理论的高度对埕岛潜山披覆构造带复式油气藏的形成、油藏特征及油气分布的差异进行了规律性总结。全书共分两章：第一章系统阐述了埕岛油田地质基本特征、成藏条件及油气分布规律，第二章为勘探技术系列应用、效果及埕岛复式油气聚集带的勘探体会。

在编写本书过程中得到胜利石油管理局石油勘探工作者的支持。承蒙胜利石油管理局总地质师潘元林对本书进行了审阅、修改。石油大学姜在兴教授审阅了全书，在此表示感谢。由于作者水平有限，书中难免有不妥之处，敬请读者指正。

编 者

2000.3

目 录

第一章 石油地质基本特征	1
第一节 地层展布及沉积特征	1
一、地层展布	1
二、沉积特征	1
第二节 生储盖及其组合特征	3
一、烃源岩及油源对比	3
二、储集层	15
三、盖层	27
四、生储盖组合	31
第三节 构造演化及圈闭	32
一、构造演化	32
二、断裂系统	33
三、圈闭特征	34
第四节 油气分布及油气藏类型	36
一、油气分布	36
二、油气藏类型	38
三、成藏模式	41
四、成藏期次	42
第二章 勘探实践	44
第一节 勘探历程	44
一、早期侦察勘探阶段（1984 年以前）	44
二、区带预探阶段（1985—1992 年）	45
三、区带整体评价勘探阶段（1993 年以后）	45
第二节 勘探新技术的应用	45
一、上第三系馆陶组河流相砂岩储层油藏描述	45
二、前第三系潜山油藏描述	55
三、下第三系湖相砂岩储层描述	59
第三节 勘探体会	62
参考文献	63

第一章 石油地质基本特征

第一节 地层展布及沉积特征

本区在太古界变质岩系之上，发育了古生界、中生界和新生界三套沉积岩系，相邻凹陷中心的沉积岩厚约万米。该区地层层序、岩性特征见表 1。

一、地层展布

断裂活动控制该区新生界的沉积、地层层序的发育以及中、古生界地层展布和残留厚度的大小。凹陷中地层层序齐全，沉积稳定，沉积岩厚度大。潜山披覆构造带上由于基底的隆起、前第三系的剥蚀以及断层发育和断层活动性的差异性，导致新生界地层发育和中、古生界展布及其残留厚度变化大。

前第三系保存情况以 NNW 向的胜海古 2 (埕北 20 西) 断层为界具明显差异：西部中、古生界地层层序保留较完整，残余厚度达千米以上；东部则反之，在埕北 20 井一带，古生界剥蚀殆尽，中生界直接覆盖于太古界之上，而且中生界残留厚度仅数百米。新生界下第三系沉积受控于前第三系古地貌。总体上由凹陷向潜山呈逐层超覆式沉积，下第三系沙河街组、东营组下部地层围绕潜山主体部位呈环带状展布，东营组上部及上第三系覆盖全区。

二、沉积特征

渤海湾盆地是一个以新生代为主要发育期的复式叠加沉积盆地。本区是渤海湾盆地中一个次级构造单元，其第三系沉积既有渤海湾盆地的普遍规律性，又由于该区所处的特殊构造位置及各时期沉降中心转移的影响，沉积上具有一定的特殊性。

1. 沉积发育的多旋回性及多期次的沉积间断

新生界下第三系为断陷湖泊沉积，纵向上在周围凹陷发育有两个较完整的沉积旋回，即沙四段—沙三段、沙二段—东营组。其特点是水体为浅—深—浅的变化过程，岩性上表现为粗—细—粗。由于该构造的继承性发育，下第三系沙四期至东营早期，沉积范围由凹陷中心向隆起构造逐层超覆，直到东营中期才开始覆盖整个潜山构造顶部。下第三系沉积后由于喜山期东营幕的影响，该区与渤海湾盆地其他地区一起上升遭受剥蚀。上第三系进入拗陷沉积期，馆陶组—明化镇组以河流相沉积为特征，纵向上形成了由粗到细的完整的正旋回。多旋回的沉积特征，构成了多套生、储、盖组合，而且在横向上反映为沉积层展布范围逐层扩大的过程。

该区在沉积上不仅具有多旋回性，而且由于燕山、喜山期多次区域性抬升形成了多次沉积间断，其中下第三系与中生界之间的沉积间断对本区影响很大，间断期也长。这次间断使埕岛主体部位近 60% 的范围裸露水面长达约 3500 万年。中生界遭受长期剥蚀，除西部保存有较厚的地层外，其他地区仅残留有约数十米或剥蚀殆尽，并造成构造顶部沙河街组和东营组

下段沉积缺失。此外，第三系内部也有两次较大的沉积间断，一次是沙二段与沙三段之间，另一次是上、下第三系之间。这三次沉积间断尤其是前第三系与下第三系之间的间断对潜山油气藏的形成起到了重要作用，也使该区地质结构进一步复杂化。

表 1 埕岛油田地层综合简表

地 层					岩 性 特 征	西	东	超覆带 m	凹陷 m
系	统	组	段	符号		CB11 m	CB20 m		
第四系	更新统	平原组		Q	土黄、棕红色粘土，砂质粘土及砂层	350		350	350~400
上第三系	上新统	明化镇组		Nm	灰黄、灰绿色粉砂岩，泥质粉砂岩及棕红色泥岩	700~800		800~850	850~900
	中新统	馆陶组	上段	Ng _上	上部棕红色、红色泥岩，灰绿色泥质粉砂岩等，浅灰、棕褐色砂岩； 下部灰白色含砾砂岩夹灰绿色泥岩，向下砂岩增加	420~450		450左右	500~550
			下段	Ng _下	灰白色块状含砾砂岩、细砂岩夹浅灰色、棕红色泥岩，砂岩含量大于80%	370~420		450~500	480~600
下第三系	渐新统	东营组	上段	Ed ₁	含砾砂岩与灰白、灰绿、浅灰色泥岩互层，上部砂岩更发育，可划为I、II砂层组	0~85		100~210	280~300
			中段	Ed ₂	包括III、IV砂层组，III砂层组上部砂岩发育是胖砂岩段，III砂层组下部及IV砂层组以灰色泥质岩为主，夹中、薄层砂岩	170~200		200~370	350~550
			下段	Ed ₃	包括V、VI砂层组，为灰、深灰色泥岩夹砂岩，砂岩呈透镜状			0~500	500~800
	沙河街组	一段	Es ₁₊₂	灰色泥岩、油泥岩和油页岩互层，夹薄层白云岩、石灰岩，局部地区有生物灰岩和砂岩，沙二段薄层灰质砂岩与砂岩				50~250	
		二段	Es ₂	深灰、灰褐色灰质泥岩、油页岩夹少量砂岩			<100	500	
		三段	Es ₃	上部灰色泥岩与灰白色砂岩间互层；下部为紫红色、灰色泥岩夹砂岩			<100	200~400	
		四段	Es ₄						
侏罗系	上统	蒙阴组		J ₃	凝灰质砂岩，凝灰岩夹暗紫红色泥岩，灰色砂岩及砾状砂岩，夹安山岩	300 1500		0~300	160~1300
	中、下统	坊子组		J ₁₊₂	灰色泥岩，砾状砂岩，砾岩夹煤层			30~200	
二叠系-石炭系		石盒子组		C+P	二叠系：红色泥质岩夹同色砂质泥岩、石英砂岩，内夹鲕砾结构的铝土矿两层； 石炭系：灰色生物碎屑灰岩，灰质砂岩、泥岩夹煤层			20~50	500
		本溪组							
奥陶系	中统	八陡组、马家沟组		O ₂	浅灰色白云岩、泥质岩、石灰岩与济阳拗陷钻遇的八陡组、马家沟组标准剖面可以对比	372	0~112	380	
	下统	冶里-亮甲山组		O ₁	灰色白云岩、石灰岩夹少量页岩	240	0 200	240	240
寒武系	上统	凤山组 长山组 固山组		Є ₃	白云质灰岩、竹叶状灰岩、泥质灰岩夹少量页岩	160	160	160	160
	中统	张夏组		Є ₂	鲕状灰岩	170	170	170	170
	下统	徐庄组 毛庄组 馒头组		Є ₁	红色页岩夹薄层白云岩、石灰岩	330	330	330	330
太古界				Ar	花岗片麻岩				

2. 沉积上的南北差异性

该区处于济阳拗陷和渤中凹陷之间，这两个凹陷的构造演化在时空上有一定差异，构造演化的差异性造成了该区南、北第三系地层层序和厚度有明显的差异。由鲁西隆起北缘向北到渤中凹陷，整个第三纪，各凹陷的主要发育期及相应的沉降幅度、沉积厚度由南向北逐渐推移，时代由老到新，沙河街期济阳拗陷强烈下陷，沙河街组沉积厚度达 2000~2500 m，而东营组沉积厚度仅 300~500 m。此时，该区南部隶属于济阳拗陷沉积体系，沙河街组发育较全，沉积厚度较大，而该区北部大部分无沙河街组沉积。东营、馆陶期，主要沉降、沉积中心迁移到渤中凹陷，东营组沉积厚度达 1000~2000 m，馆陶组厚度达 2000 m 以上。此时，该区北部受控于渤中凹陷深陷期，在北部胜海 10 一带，东营组厚达 900 m，其中暗色泥质岩厚约 500 m，而南部仅沉积 200~500 m 以东营组上段为主的地层。

3. 中生界超覆式（底超）沉积

该区经印支运动挤压应力场的作用，古生界产生褶皱、逆断，背斜轴部在埕北 20 井一带，古生界遭受强烈剥蚀，而两翼古生界保留地层层序较全，厚度较大，中生界下侏罗统沉积时由构造翼部呈逐层超覆式（底超）沉积（见图.2），沉积了巨厚的成熟度较低的杂色砾岩，火山碎屑岩，红、灰色泥质岩，以及底部砂砾岩夹煤层的沉积，厚 1000~1500 m。

第二节 生储盖及其组合特征

一、烃源岩及油源对比

埕岛地区四周为生油凹陷所包围，南与埕北凹陷，东与桩东（黄河口）凹陷均以断层相接，北部与渤中凹陷以斜坡超覆过渡。由于构造演化的多旋回性，导致了该区湖泊水进、水退叠次出现，形成了多套烃源岩。主要烃源岩的分布与湖泊强烈深陷期相一致，即该区湖泊有两次深陷期，一次是沙三中、下部，另一次是沙一段—东营组下段，相应形成了两套主要烃源岩系，它们具有沉积持续时间长，沉积环境稳定，烃源岩单层厚度及总厚度大，以及展布范围广的特点。该两套烃源岩系为埕岛地区提供了丰富的油气资源。

1. 烃源岩

1) 生油凹陷

埕北凹陷北西走向，面积为 1000 km²，下第三系厚约 2500 m，沙河街组与东营组生油岩发育。位于凹陷东南的老 16 井沙三段厚 417 m，暗色泥岩厚 398 m，占地层总厚度的 95.4%；沙一段厚 120 m，暗色泥岩厚 108 m，占地层厚度的 90%。埕北 24 井东营组下部地层厚约 529 m，暗色泥岩厚 426 m，占地层厚度的 80.6%。据地震资料推测，埕北凹陷中心下第三系暗色泥岩厚度应大于 1000 m，对凹陷周围油气藏的形成具有较大的作用。

桩东（黄河口）凹陷为东西走向，面积 2900 km²，下第三系厚约 3000 m，最大埋深 5000 m。主要生油层系及生油岩特征与埕北凹陷相似，下第三系暗色泥岩占地层厚度的 70% 以上。

渤中凹陷呈北东走向，面积为 8200 km²，下第三系约厚 5000 m，被 5000 m 左右厚的上第三系覆盖。沙河街组厚 2000 m 以上，东营组厚 2800 m。位于凹陷南部斜坡的 CFD23-1-1 井，沙河街组厚 457 m，暗色泥岩厚 342 m，占地层总厚的 74.8%；东营组厚 811 m，暗色泥岩厚

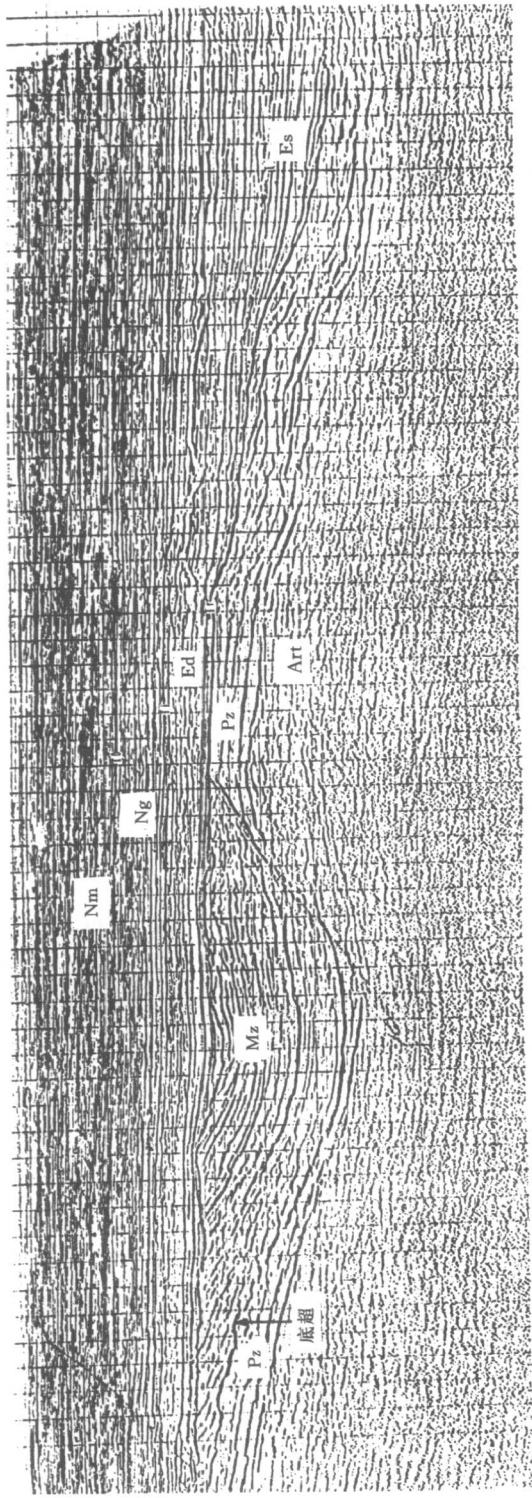


图 2 埭岛地区东西向地震剖面图(示中生界底超式沉积)

599 m,占地层厚度的 72.7%。该凹陷与埕北潜山披覆构造带接触范围大,是重要的油源区。

2) 烃源岩

该区第三系生油层系明显分为两套:一套是以沙三中下段为主的生油层,岩性以大套淡水湖相沉积的暗色泥岩、油泥岩为主,主要分布在上述三个凹陷中;另一套烃源岩为沙一段至东营组下部,是在沙三段末抬升剥蚀之后在新的深湖—半深湖相沉积环境中形成的。盆地地形较缓,边部发育生物灰岩,盆地中心则以泥岩、油泥岩为主。古生物组合从微咸水—半咸水生物演化为淡水生物,反映出从沙一段到东营组早期湖水由微咸水—半咸水向淡水环境的演化过程。这套烃源岩与沙三段烃源岩有明显的差别。

a. 烃源岩有机质丰度

岩石中有机质的丰富程度是评价其生油能力的基本参数之一。国内通用的评价参数为有机碳(C)丰度、氯仿沥青“A”含量、总烃(HC)含量、岩石热解产油潜量($P_g=S+S$)、总烃转化率(HC/C)等。

据埕北凹陷、渤中凹陷部分探井的烃源岩有机质丰度综合评价指标与我国陆相生油岩评价标准对比来看,该区周围生油凹陷生油层属较好或好的烃源岩系(见表2)。沙四段烃源岩属于较好—好烃源岩,具有生烃潜力;沙三段各项有机地球化学指标都较高,且烃源岩厚度大,分布广,属于好烃源岩,是主力生油层,已找到的油气藏绝大多数都源自沙三段烃源岩;沙一段有机质丰度比沙三段高,产油潜量是沙三段烃源岩的4.4倍,总烃转化率是沙三段烃源岩的1.2倍,尤其是富含颗石藻的烃源岩有机质含量十分丰富,如胜海5井富含颗石藻烃源岩有机质(7.1%~7.6%),氯仿沥青“A”含量为0.7681%~1.0670%。可见,沙一段烃源岩具有很大的生油潜力。东营组下段有机质丰度略低于沙三段,属于较好—好烃源岩。但烃源岩厚度大,分布广,特别是渤中、沙南凹陷,东营组厚度达1300 m,埋深大于5000 m,是仅次于沙三段的重要生油层。

b. 有机质类型

通常采用烃源岩干酪根显微组分和全岩显微组分来判断有机质的生油母质类型。亨特(1979)认为,80%~95%的石油烃由于干酪根转化而成。埕北凹陷沙三段和沙四段烃源岩的干酪根类型主要为Ⅱ₁、Ⅱ₂型,沙一段颗石藻烃源岩为Ⅰ型,其余为Ⅱ₁型,东营组下部以Ⅱ₁型为主。渤中凹陷沙三段干酪根类型与埕北凹陷相同,为Ⅱ₁、Ⅱ₂型。沙一段主要为Ⅰ型。桩东凹陷仅在西部的埕岛构造斜坡部位取得样品,沙三段为Ⅱ₁型,东营组以Ⅱ₁、Ⅱ₂型为主,东营组下段在BZ25-1-1井、埕北5井均见到了Ⅰ型干酪根。Ⅰ型干酪根与藻类有关,Ⅱ型干酪根主要为水生生物,Ⅲ型主要与陆源高等植物有关。可见,本区生油岩的母质主要为水生生物。

全岩显微组分分析可以获得更多有关烃源岩有机质类型和丰度的信息,包括镜质组(V)、惰性组(I)、壳质组(E)、腐泥组(S)等组分。

埕北凹陷沙四段烃源岩腐泥组含量为4.7%~7.0%,壳质组含量高(77.0%~91.0%),镜质组为2.0%~17.7%。沙三段烃源岩显微组分腐泥组含量高达82.0%,壳质组含量约7.0%,镜质组含量较低(1.0%~2.7%),矿物沥青基质含量高,为85.19%。壳质组含量高,为含大量高等植物的富氢成分。矿物沥青基质含量与壳质组含量高,可作为细菌改造陆源有机质的标志(王铁冠,1995)。桩东凹陷沙三段腐泥组含量为82.7%~83.1%,而位于凹陷边缘的桩古20井腐泥组含量为44%,壳质组含量较低(6.3%),镜质组含量相对较高,为45.3%。位于渤中凹陷边缘的CFD23-1-1井腐泥组含量为75%,矿物沥青基质含量为96.5%,其他组分都较低。埕北凹陷沙一段烃源岩的显微组分含有大量的藻类体,其腐泥组含

表 2 埕北凹陷、渤中凹陷烃源岩有机质丰度综合评价

凹陷	层位	有机地球化学指标						有机岩石学指标		综合评价结果				
		有机碳 %	氟仿沥青“A” %	总烃 mg/g	产油潜量 mg/g	总烃转化率 mg/g	显微组分总含量 (占全岩体积的百分数)							
埕北凹陷	Ed	1.33(16) ¹⁾ 0.79~1.83 ¹⁾	好	0.0721(16) 0.0249~0.1318	较好	498(16) 148~966	较好	5.0(16) 1.40~8.95	较好	35.7(16) 17.1~57.5	未测	较好—好烃源岩		
	Es ₁	4.08(6) 0.34~7.15	好	0.7175(6) 0.0156~1.1911	好	3771(6) 107~7367	好	80.9(6) 0.89~167.60	好	94.3(6) 31.5~224.5	64.9(5) 19.9~91.4	好	好烃源岩	
	Es ₂	0.23(1)	非	0.0130(1)	较差	84(1)	非	0.4(1)	非	36.7(1)	53.1(1)	好	较差烃源岩	
	Es ₃	3.38(3) 2.09~4.60	好	0.5084(3) 0.1843~0.9679	好	2813(3) 1104~5364	好	18.2(2) 11.5~24.9	好	75.53 52.8~116.6	64.1(2) 61.3~66.9	好	好烃源岩	
渤中凹陷	Es ₄	3.16(3) 0.62~7.89	好	0.1265(3) 0.0462~0.2678	好	291(3) 288~1164	较好	1.2(2) 0.81~1.57	较差	31.0(3) 14.8~46.5	未测	未测	较好—好烃源岩	
	C	6.55	好	0.1179	好	255	较好	2.08	较好	3.9	未测	未测	—	
	Ed	0.99(7) 0.36~1.50	较好	0.0630(7) 0.0187~0.1470	好	324(7) 92~1044	较好	2.7(2) 1.10~4.20	较好	21.4(5) 12.4~30.1	未测	未测	较好烃源岩	
	Es ₁	1.30(3) 0.53~2.22	好	0.1481(3) 0.0334~0.3230	好	752(3) 226~1826	好	未测	未测	较好	47.0(3) 19.7~82.8	未测	未测	好烃源岩
渤中凹陷	Es ₃	2.91(2) 2.39~3.42	好	0.3212(2) 0.3195~0.3229	好	165(2) 1471~1831	好	未测	未测	较好	59.5(2) 43.0~76.0	未测	未测	好烃源岩
	Es ₄	1.51(1)	好	0.1919(1)	好	1590(1)	好	未测	未测	105.3(1)	未测	未测	好烃源岩	
	Mz	0.06(1)	非	0.0014(1)	非	未测	未测	未测	未测	未测	未测	未测	非烃源岩	

1) 表中数字示例:1.33 为均值;括号中的 16 为样品数,0.79~1.83 为范围值。

量高达 99.6%，矿物沥青基质为 32.2%~46.2%，其他组分含量都较少；而位于凹陷西部的胜海 5 井腐泥组含量相对较低，为 43.8%，壳质组含量相对较高，为 28.1%，矿物沥青基质含量高，为 94.3%。东营组岩心分析样品较少，据渤中凹陷西南坡的样品分析，其腐泥组含量为 18.5%，壳质组为 7.7%，镜质组含量较高，为 33.7%，矿物沥青基质含量也较高，为 56.2%。位于桩东凹陷中央低隆起带的 BZ34-2-1 井，其腐泥组含量则高达 88%，推测凹陷内部烃源岩质量应更好。

从全岩显微镜组分分析可看出，沙一段 I 型干酪根烃源岩中，全岩腐泥组加壳质组含量大于 85%，矿物沥青基质含量也较丰富，与富含藻类体有关，说明处于还原的环境。沙三段 I₂ 型干酪根烃源岩中壳质组与矿物沥青基质含量都高，I₂ 型除矿物沥青基质含量较高外，还含有大量的镜质组，证明处于细菌改造高等植物碎屑的还原沉积环境。东营组的 I₁、I₂ 型干酪根烃源岩中腐泥、壳质组和矿物沥青基质相对含量较低，而镜质组、惰性组含量高，说明有机质生烃母质的高等植物成分较多。

c. 烃源岩有机质的成熟演化

有机质随着埋藏深度的增加，温度和压力的增高，烃源岩中有机质逐渐向石油烃类转化。沉积物中有机质向石油烃类转化的阶段性是十分明显的，一般可划分为低成熟、成熟、高成熟和甲烷化四个阶段。不同的凹陷由于其内部及外部的地质环境的差异，其成熟时期也有所不同。烃源岩有机质的成熟演化与有机质的类型、埋藏深度、环境有密切关系。

沙南—渤中凹陷第三系沉积非常厚，在凹陷中心还没有井揭示沙三段至东下段深湖—半深湖相烃源岩。渤中 25 井区的 BZ25-1-1, BZ25-1-2, BZ25-1-3, BZ25-1-4 井生油门限为 3000 m。根据该区生油岩的总烃含量及烃转化率等资料随深度的变化规律，本区采用生油岩埋深 3000 m 时为门限深度（见图 3 和图 4）。其次，依据渤中凹陷周边井所测镜质组反射率与深度的关系（见图 5），在 3000 m 时，生油岩的镜质组反射率大于 0.5%，与烃产率变化规律相一致。由此认为沙南至渤中凹陷生油岩门限深度在 3000 m 左右。沙南及渤中凹陷沙三段生油岩埋深大于 4000 m，其镜质组反射率已达到 1.0% 以上。因此，所生成的油气应为成熟—高成熟阶段的产物。

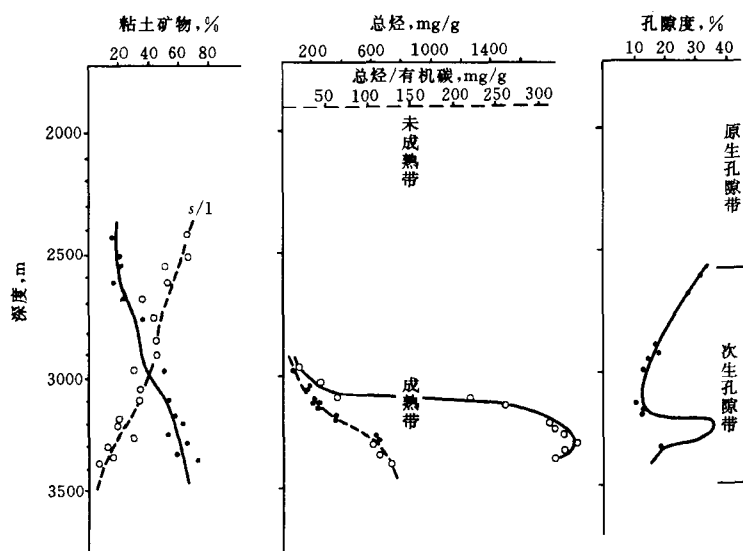


图 3 沙南地区粘土矿物、总烃和总烃/有机碳、孔隙度随深度变化图

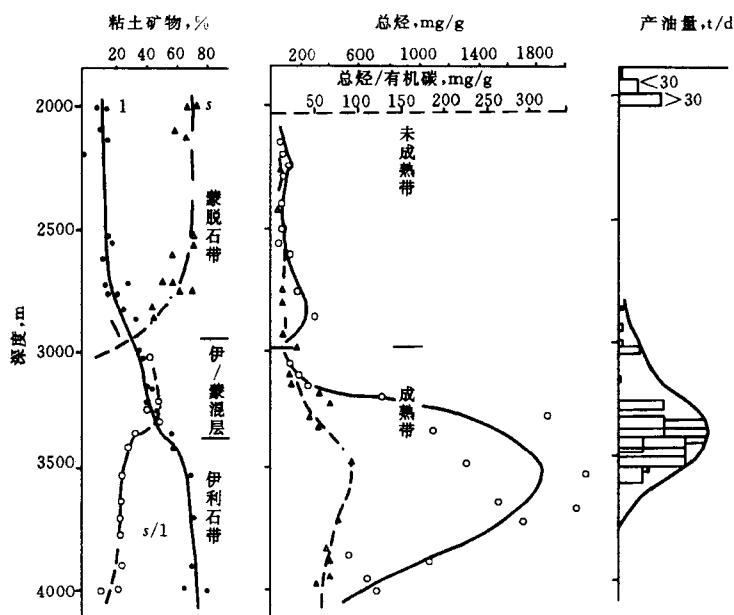


图4 渤中25区粘土矿物、总烃和总烃/有机碳、日产油量随深度变化图

胜海801井位于沙南凹陷边缘斜坡,其东营组烃源岩成熟度较高,如OEP值为1.12,接近于1,已进入生油门限。

(1) 埕北凹陷烃源岩有机质演化由于资料所限,仅以胜海5井为例加以阐述。该井位于凹陷边部,其沙三段烃源岩的成熟度稍高,但仍属于低成熟阶段,其依据有:

① 饱和烃中正构烷烃为后峰高碳数烷烃分布,表明其成熟度较低(见图6)。

② 类异戊二烯烃中 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 均小于1。

③ C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 等于0.26,低于0.32,为低成熟烃源岩。

(2) 胜海5井沙一段烃源岩的成熟度极低,依据如下:

① 族组成具有非烃含量高于饱和烃、芳烃的特点,其非烃含量高达43.01%,饱和烃和芳烃含量分别为21.3%和20.98%,饱/芳比较低,为1.02。非烃含量高和饱/芳比较低都是成熟度低的表现,因为随着成熟度的增加,饱和烃的含量升高,芳烃和非烃的含量降低。

② 饱和烃色谱图中主峰碳 $C_{29}\Sigma C_{21}^-/\Sigma C_{22}^+$ 为0.29, OEP值为1.86,远大于1。

③ 正构烷烃在 $C_{22}\sim C_{29}$ 范围内具有奇碳优势,证明其成熟度较低(见图6)。

④ 类异戊二烯烃中 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 均大于1(见图7),表明其成熟度较低。因为随着

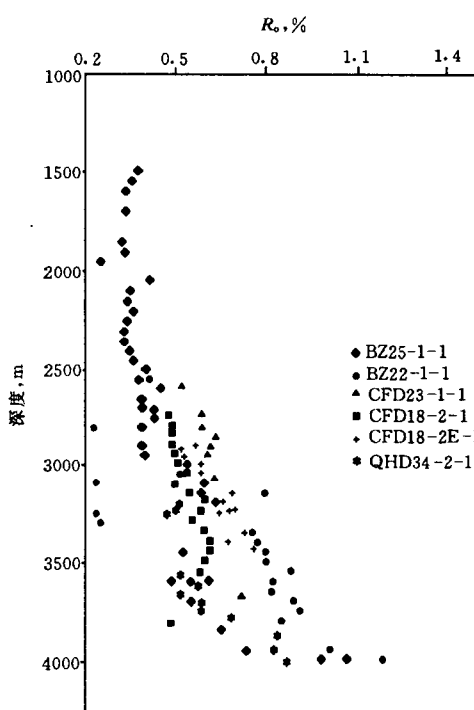


图5 渤中凹陷边缘井 R_o 与深度关系图

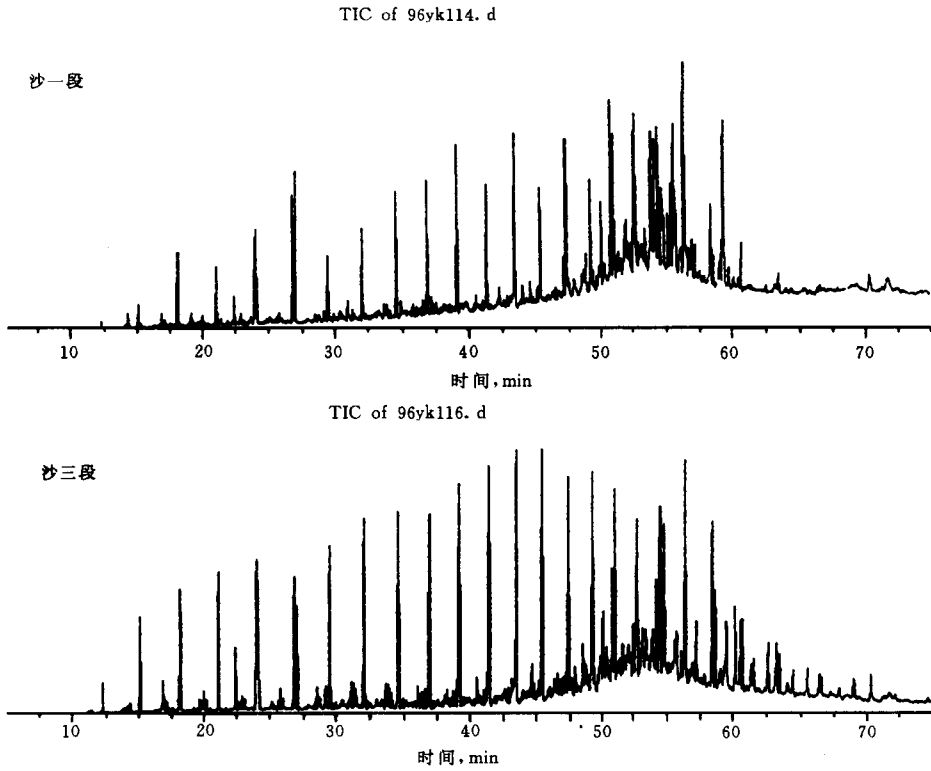


图 6 胜海 5 井烃源岩烷烃总离子流图

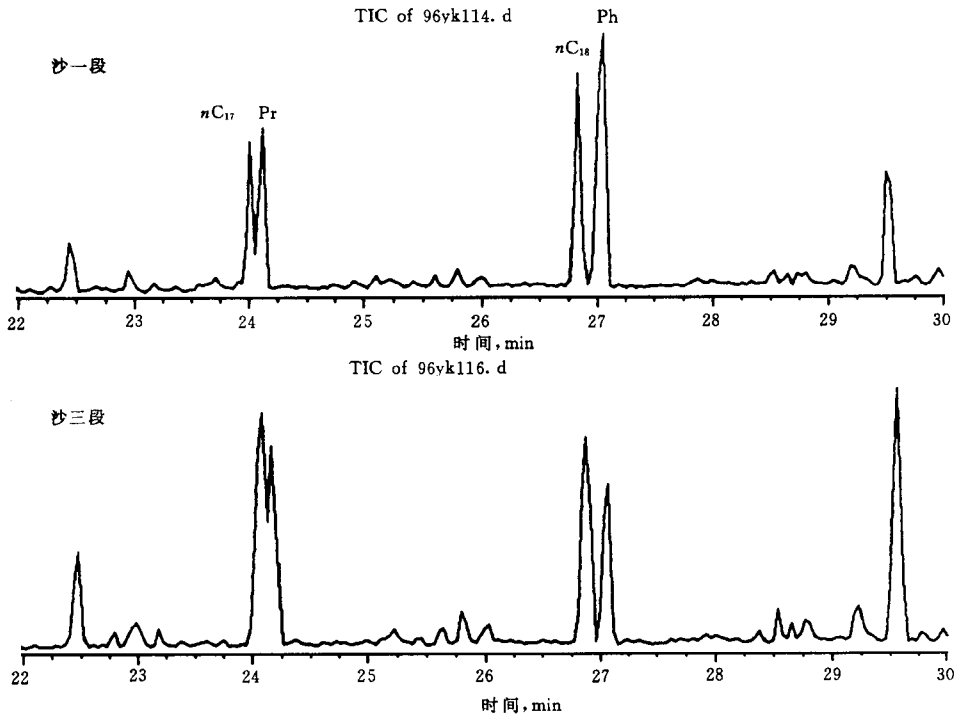


图 7 胜海 5 井烃源岩中 nC_{17} , Pr 和 nC_{18} , Ph 的分布对比图

成熟度的增加, Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 有降低的趋势。

⑤ C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 等于0.15,一般认为该比值低于0.32左右为低熟—未成熟烃源岩。

⑥ 检测到脱羟基维生素 E (见图 8), 其中 δ , γ , β 和 α 四个化合物都存在。一般成熟度为低熟阶段时, 前两种化合物消失, 后两种化合物的含量也较低。

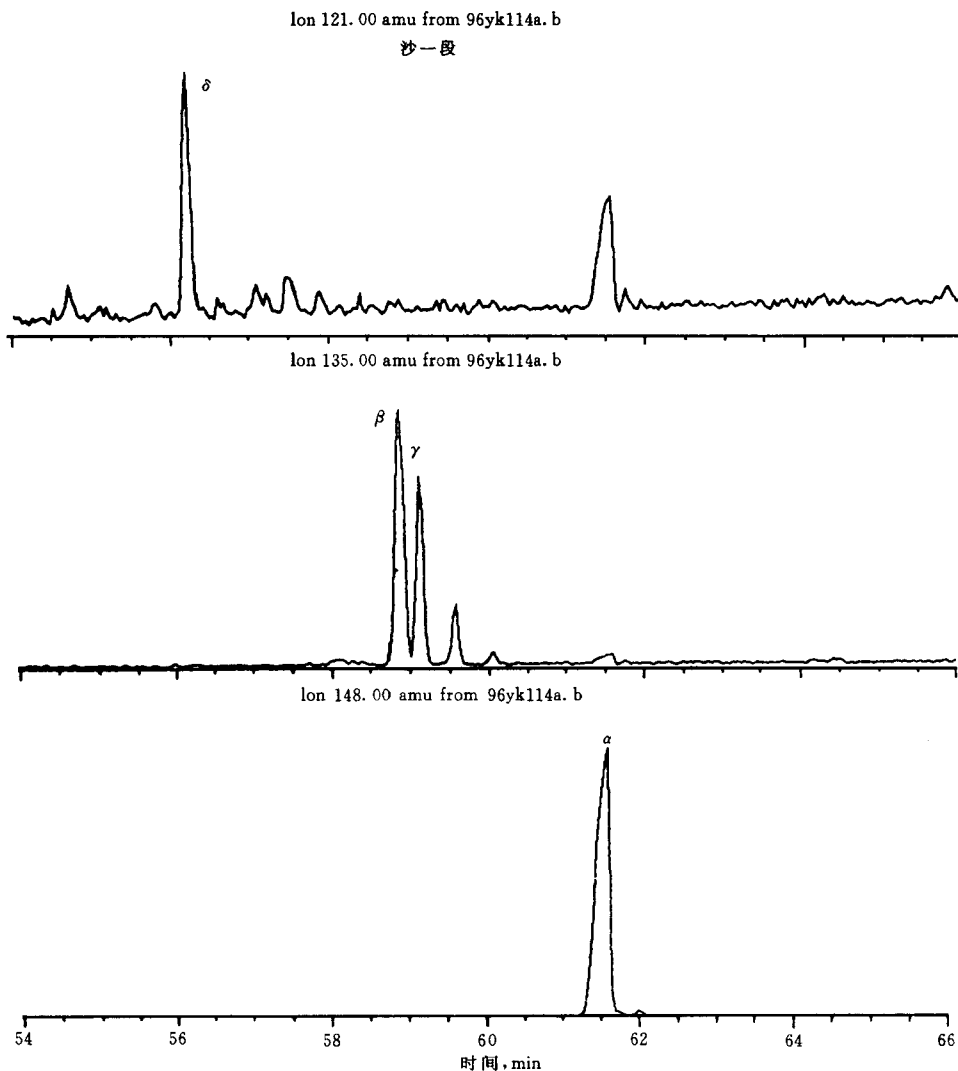


图 8 胜海 5 井烃源岩中脱羟基维生素 E 系列质量色谱图

2. 油源对比

1) 原油物性

埕岛油田已发现的七套含油层系, 按原油物性可划分为三种类型原油。馆陶组、明化镇组含油层系中的油, 原油密度和粘度大, 密度大于 $0.91g/cm^3$ (见表 3), 为重质油, 它是由于原油遭受生物降解所致, 使该层系的原油 80% 以上的正构烷烃受到了降解, 但类异戊二烯烷烃、甾烷、重排甾烷、五环三萜类化合物均未受到影响, 属于轻度生物降解油。东营—沙河街组含油层系中的油为常规油, 原油密度为 $0.83\sim 0.88g/cm^3$ 。在埕北 30 潜山披覆构造上的古生界及太古界含油层系的油为轻质油, 原油密度为 $0.7128\sim 0.7784g/cm^3$ 。

表3 埕岛油田原油物性统计表

层位	密度 g/cm ³	粘度 mPa·s	含硫 %	凝固点 ℃	气密度 g/cm ³
Nm	0.9538	792	0.27	-10	0.5548
Ng _±	0.9140~0.9800	43.9~4551	0.09~0.53	-28~36	0.5600~0.6400
Ed	0.8396~0.8804	4.4~60.6	0.03~0.42	26~41	0.6542~1.1255
Es	0.8452~0.8846	9.5~36.5	0.09~0.60	25~38	0.6430~0.8122
Pz	0.8228~0.8669	2.9~11.6	0.06~0.21	7~28	0.7162~0.9019
Art	0.7755~0.8019	1.9	0.02	7~23	0.7673~0.8900

2) 油源分析

烃类的生成是一个具有多阶段性的连续过程,有机质在不同的演化阶段生成的油气量是不同的,不同类型的母质生成的烃类在组成上是有差异的,同一类型母质在不同的演化阶段生成的烃类组成也是不同的。因此,可以根据这些特征来区分不同来源的母质或同一来源的母质在不同演化阶段生成的油气。

R. J. Hwang 等(1994)根据原油中C₉~C₃₂异构烷烃和环烷烃类化合物的指纹特征,认为在油藏中原油的指纹差别至少部分预示提供油的源岩有机相的差异,这些异构烷烃和环烷烃的碳骨架类似于生物标志物的碳骨架。异构烷烃和反异构烷烃在原油和源岩中的保留与现今细菌群中的2-甲基、3-甲基脂肪酸有很强的成因联系。中长链的甲基烷烃(4~11-甲基烷烃)可能与古细菌群的类脂物有关,在细菌残骸中支链烷烃的发现支持了在古代沉积物和石油中这些烷烃的生物成因。因此,能够利用C₉~C₁₇中等相对分子质量的异构烷烃和环烷烃来区分不同沉积相带的烃源岩生成的油气,研究它们的成因联系。从图9可以看出,埕北242井古生界的原油和埕北断层下降盘埕北斜101井东营组原油的C₉~C₁₇中等相对分子质量的异构烷烃和环烷烃具有惊人的一致性。反映出它们具有成因上的必然联系,即这两口井的原油应属同一沉积相带的烃源岩在同一热演化程度下生成。因为不同来源的烃类混合是决不可能造成如此一致的烃类分布。从该图中也可看出,埕北30潜山构造古生界和太古界的油也具有相似的C₉~C₁₇中等相对分子质量的烃类指纹特征。但与埕岛潜山披覆构造古生界—东营组含油层系原油的烃类指纹存在明显的差异,反映出它们具有不同的母质来源。

埕岛潜山披覆构造馆陶组—明化镇组与下古生界—东营组含油层系所产生的原油与储层抽提物在倍半萜、三环萜和五环萜、规则甾烷及4-甲基甾烷的分布特征方面相似,反映出它们具有相似的母质来源。但从图10中可以看出,馆陶组—明化镇组中原油的成熟度明显高于古生界—东营组原油的成熟度,再从C₂₉甾烷20S/(20S+20R)和C₂₉甾烷β/(α+β)这两个最常用的成熟度参数来看,它们随成熟度的增加而增大。一般认为C₂₉甾烷20S/(20S+20R)平衡值为0.50~0.55,C₂₉甾烷β/(α+β)在生油高峰时为0.50,达到平衡时为0.70~0.75(Seifert,1986;Mackenzie,1984)。馆陶组—明化镇组中原油的该项成熟度参数分别为0.49~0.51和0.47~0.57,相当于烃源岩镜质组反射率R_o为0.78%~0.82%的产物。而在古生界—东营组中原油的该项成熟度参数分别为0.42和0.33~0.41,相当于烃源岩R_o值为0.68%~0.70%的产物。因此,这两个聚集系统中的原油是来源于同一烃源岩在不同演化阶段提供的产物。

埕北30潜山构造古生界和太古界原油的生物标志化合物分布特征与埕岛潜山披覆构造上原油的生物标志化合物特征也具有相似性。较丰富的C₂₇甾烷、4-甲基甾烷及18α(H)-奥利烷的存在和较高含量的C₃₀-重排藿烷,反映出陆源高等植物和藻类或水生生物的双重贡献。γ-蜡烷含量不高和Pr/Ph等于1,反映其烃源岩为水进期的弱氧化还原环境的淡水沉积物。从