

柴达木盆地北缘地区 中新生代地层油气生成 与资源评价

王玉华 侯启军 孙德君 等著
雷茂盛 王 静 李凤君



科学出版社
www.sciencep.com

P-1414 : 0101

柴达木盆地北缘地区 中新生代地层油气生成 与资源评价

ISBN 7-03-012074-4



9 787030 120748 >

ISBN 7-03-012074-4

定价: 88.00 元

柴达木盆地北缘地区中新生代地层 油气生成与资源评价

王玉华 侯启军 孙德君 等著
雷茂盛 王 静 李凤君

科学出版社

北 京

内 容 简 介

本书是大庆油田公司勘探分公司和华北油田公司研究院合作的总结。全书共 10 章,其中 2~3 章从烃源岩评价的理论基础和方法入手,建立了柴达木北缘研究区烃源岩评价标准和生排烃模式,介绍了测井曲线解释烃源岩有机碳的方法和高成熟—过成熟烃源岩原始有机质丰度的恢复。第 1、4~10 章,重点阐述了柴达木盆地北缘研究区烃源岩的地质概况、典型有机地球化学剖面、分布、有机质类型、热演化及生烃史、油气源对比、油气资源评价,为勘探提供了科学依据。本书有大量图表及 24 幅有机显微照片。

本书可供广大石油地质、勘探工作者、科研人员以及大专院校有关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

柴达木盆地北缘地区中新世地层油气生成与资源评价/王玉华等著.
—北京:科学出版社,2004

ISBN 7-03-012074-4

I. 柴… II. 王… III. ①中生代—柴达木盆地—石油生成—研究 ②新生代—柴达木盆地—石油生成—研究 IV. P618.130.1

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 079000 号

责任编辑:谢洪源 刘卓澄/责任校对:宋玲玲

责任印制:钱玉芬/封面设计:耕者设计工作室

科学出版社 出版

北京/苗圃街 25 号

邮政编码 100071

http://www.sciencep.com

源海印刷有限责任公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

2004 年 2 月第 1 版 开本:787×1092 1/16
2004 年 2 月第一次印刷 印张:27 3/4 插页:2
印数:1—1 000 字数:643 000

定价:89.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换/新欣)

序

柴达木盆地面积约 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$, 是我国西部地区三大含油气盆地之一, 也是新中国成立后最早进行石油勘探的选区之一。20 世纪 50 年代柴达木盆地的地面油苗, 如油砂山、油泉子等是非常有名的, 是投入石油勘探的重要依据之一。我作为新中国自己培养的第一代石油地质大学毕业生, 1956 年 9 月一走出校门, 就不顾严冬的来临, 满怀着为祖国石油工业建功立业的美好愿望进入了柴达木盆地。当时的条件是非常艰苦的。80 年代, 我又先后对柴达木盆地早 2 井和西部第三系石油和烃源岩作过评价研究。正是由于这段经历, 使我对柴达木盆地的油气勘探一直是十分关注的, 并寄予殷切的希望。总觉得它还应该有一定的油气资源潜力。

柴达木盆地已经历了 50 年的勘探历程, 2002 年底已找到 $2.87 \times 10^8 \text{ t}$ 石油, $2373 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气, 年产 $220 \times 10^4 \text{ t}$ 石油, $8.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气, 目前平均每平方公里还只找到 3000t 石油。这表明柴达木盆地历经数十年石油勘探并没有达到人们所期望的储、产水平, 还应坚持不懈地加深研究, 重新认识其含油规律, 加强勘探, 力争有新发现, 新突破, 才能迎来更大的发展。与西北其他两大盆地比较, 柴达木盆地有其独特的石油地质特征。就烃源层系的发育而言, 盆地东部有一套第四系生物气气源层, 盆地西部有一套很厚的第三系盐湖相烃源层, 盆地北缘则发育有一套在西北许多含油气盆地中普遍存在的中、下侏罗统含煤系烃源层系。在第三纪时期柴达木盆地发育了我国最大的内陆盐湖, 但由于当时地表径流较弱, 造成大面积储层发育不佳, 成为找油的突出矛盾。新的找油方向在哪里, 是值得思索和探索的。柴达木盆地北缘的侏罗系煤成油气, 目前它的贡献还很小, 甚至还抵不上一个小小的焉耆盆地, 何故? 这恐怕还是一个认识深度和勘探程度问题。从这个角度来说, 王玉华、侯启军、孙德君、雷茂盛、王静、李凤君等所著的《柴达木盆地北缘地区中新世地层油气生成与资源评价》一书的出版则是一件可喜的有重要意义的事。书中以柴达木盆地北缘侏罗系为重点, 以丰富翔实的资料, 对侏罗系烃源层作了深入的剖析, 建立了一系列地球化学剖面, 进行了一系列成烃模拟实验, 揭示了侏罗系烃源层系的展布范围及成烃和成藏潜力, 以及成烃演化特征。提出了昆特依——里坪拗陷下侏罗统和赛什腾拗陷中侏罗统烃源岩的生烃强度和生烃量都具备形成大型油气田的物质条件。油源是基础, 从而为油气勘探提供了重要的科学依据。作为盆地油气评价的地球化学研究, 能够做得像这项研究那样, 如此紧密的结合生产实际, 如此深入细致的进行研究和综合分析是难能可贵的。

我始终坚信, 柴达木盆地北缘的侏罗系终究会对油气做出更大的贡献, 在这里, 把鄂博梁一号—葫芦山—冷湖七号—南八仙—北丘陵作为一个含油气的二级构造带, 很可能对油气勘探的认识是有益的。

最后,我希望这本书对关心柴达木盆地油气勘探的石油地球化学工作者和石油地质工作者有所裨益和启迪,并引起勘探决策者们对柴达木盆地北缘的重视,共同促进柴达木盆地新勘探、新发现的早日实现。

黄第藩

2003年3月5日

前 言

柴达木盆地是我国西部地区三大含油气盆地之一。位于青海省西部,青藏高原东北部,被昆仑山、阿尔金山、祁连山等山脉所环抱。盆地略呈不规则菱形,西宽东窄,东西长约 700km,南北宽 100~200km,面积约 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1)。中、新生代地层沉积面积约 $9.6 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地海拔 2600~3100m。由盆缘向中心依次为戈壁(山前冲洪积扇与倾斜平原)、丘陵(雅丹地形)、平原(盐渍风化壳)。属大陆性气候,日夜温差变化大,夏季炎热,干旱少雨,冬季寒冷。

盆地内交通较为方便,以公路干线为主,北连甘肃敦煌,西连新疆且末,若羌,南通西藏自治区首府——拉萨。东部有西宁—格尔木的铁路,连接西宁、兰州等地。

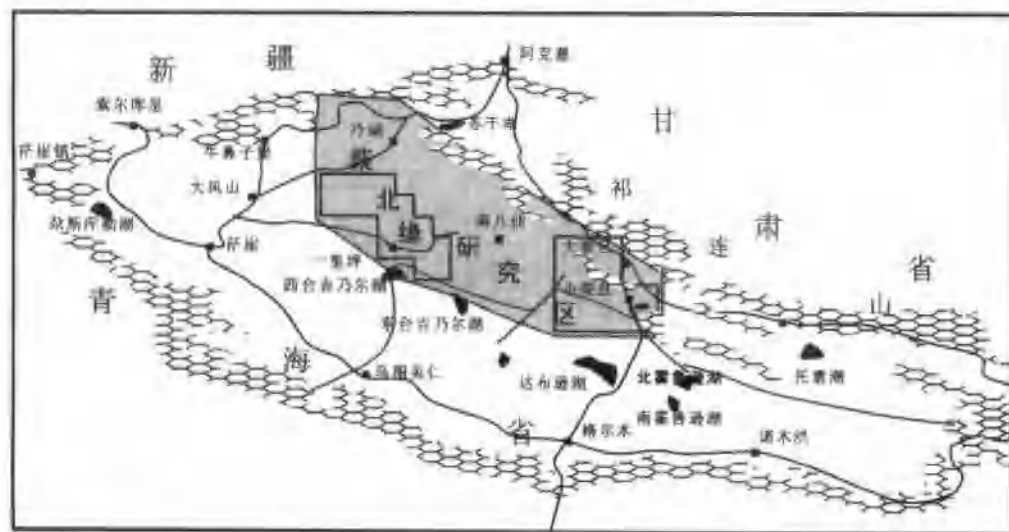


图 1 研究区位置图

柴达木北缘研究区(下简称柴北缘地区)位于盆地北部,牦牛山、扎布萨杂秀南山、阿幕尼克山、欧龙布鲁克山、锡铁山、绿梁山、赛什腾山一带,呈北西—南东向展布。地理坐标大致在东经 $92^{\circ}30' \sim 95^{\circ}40'$,北纬 $37^{\circ}20' \sim 39^{\circ}$ 之间,勘探面积约 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1)。研究区划分 4 个一级 12 个二级构造单元,主要包括:冷湖构造带、赛什腾断陷、骆驼断坡、马海—南八仙构造、大红沟隆起、北—东陵丘构造带、鱼卡断陷、红山断陷、昆特依凹陷、鄂 I 号—葫芦山构造带、鄂 II 号—鸭湖构造带、伊克雅乌汝凹陷。

柴北缘地区经过 40 余年的勘探,进行了地面地质调查、重磁力调查、地震勘探及钻井等大量工作,发现了冷湖三、四、五号、马海、南八仙和鱼卡等侏罗系原生气藏和第三系次生油气藏,均分布在中、下侏罗统生烃凹陷内或其附近的二级构造带上。证实柴北缘地区是以中生界侏罗系为主要烃源岩的含油气区。由于该地区所处地质条件的复杂性和恶

劣的气候、环境条件,致使该地区的勘探工作时断时续,多年来中、新生代烃源岩的研究工作基本处于停顿状态,对中、新生代烃源岩缺少系统的综合评价研究。因此中国石油天然气集团公司柴达木项目经理部重点科技攻关项目“柴达木盆地北缘地区石油地质综合研究与勘探目标选择”设立了“柴达木盆地北缘地区中新生代烃源层油气生成与资源评价”的子课题。以期对该地区中、新生代烃源层的分布规模、有机质丰度、有机质性质、热演化等诸多方面有一定的认识,进而对该地区的成烃性质及数量进行研究、测算,为勘探提供科学依据。

在研究工作中,我们首先从烃源岩的油气生成理论和评价方法入手,选取了大量中、新生代烃源岩样品,首次对侏罗系主要生油气层段的不同类型的烃源岩进行了人工热压模拟实验,建立了适合本地区条件的烃源岩生烃模式;对深 86 井、冷科 1 井、大煤沟剖面等烃源岩进行了有机岩石学研究,探讨了成烃母质的组成及类型;探讨和建立了本区利用测井曲线解释泥岩有机碳含量的方法;借鉴前人的工作和利用本区的实际数据建立了一套烃源层评价标准和方法。

其次,根据上述研究成果,系统分析和建立了柴北缘西南部(冷湖—鄂博梁—一里坪—南八仙地区)下侏罗统代表性有机地球化学剖面 5 条(冷科 1 井、深 86 井、石地 22 井、仙 3 井等);东北部(赛什腾—鱼卡—红山地区)中侏罗统代表性有机地球化学剖面 8 条(结绿素、圆顶山、路乐河、鱼 33 井、鱼卡、绿草山、红山参 1 井和大煤沟等单井或野外地表露头或煤矿剖面);一里坪拗陷第三系及第四系代表性有机地球化学剖面 6 条(旱 2 井、红四—井、碱 1、2 井、鄂 2、3 井等),确定了本地区的主要烃源层,并进行了烃源层丰度、母质类型和成熟度的评价。

第三,对柴北缘地区主要烃源层中侏罗统和下侏罗统的暗色泥岩、煤层和页岩厚度及其有机质丰度、有机相、热演化程度和生烃史的平面分布进行了研究。

第四,对柴北缘及整个柴达木盆地的原油和天然气进行了分类、油—烃源、气—烃源对比,确定了油气源岩,并推测了运移距离。

最后,根据上述主要烃源岩模拟实验生烃曲线、烃源层厚度、TOC、 R^o 值等综合研究成果,对柴北缘侏罗系中侏罗统和下侏罗统的生成量及油气资源量进行了估算,并指出了今后的勘探方向。

本书前言、第二章由王玉华、侯启军、孙德君编写,第一章由王玉华、雷茂盛编写,第三章由王玉华、徐宏、刘保泉编写,第四章由孙德君、王静、李欣编写,第五章由孙德君、宋宗平、王东良编写,第六章由王玉华、王延斌、马金龙编写,第七章由李凤君、王静、赵长毅编写,第八章由王玉华、马金龙、牟录文编写,第九章由雷茂盛、张文龙、于国营编写,第十章由侯启军、雷茂盛、国建英编写,本书的基础资料整理、数据归纳由秦建中、牟录文、王静、王建、国建英、杜秀英、赵俊荣、李恋、王吉茂、苏雪峰、王晓平、丘平、康晓娟、王庆云、郭爱民完成,野外工作由牟录文、于国营、马顺平、焦贵浩、王静、刘宝泉、张文龙、乔子珍等完成。全书由王玉华、侯启军、秦建中、王静统编完成。本书在编写过程中得到了华北油田

① “鄂博梁”、“一里坪”地名,按中国地图出版社公开出版的《中国地图册》上所列地名应为“俄博梁”、“一里平”。由于本书所用资料已在有关生产单位应用,因资料中皆使用前述地名,为避免造成资料混乱,本书不再纠正所用地名。

公司勘探开发研究院生油室全体员工的大力支持与协助,在此表示感谢! 本专题在研究过程中得到赵政璋、赵长毅、陈建平、焦贵浩、张昱文、姜正龙等专家和领导的大力支持和帮助以及柴北缘勘探项目经理部的大力支持,在此深表感谢。

目 录

序

前言

第一章 烃源岩生成的区域地质背景	1
第一节 柴达木盆地地质概况	1
第二节 柴北缘地层展布特征	1
第三节 柴北缘沉积特征	7
第四节 柴北缘构造特征	13
第二章 烃源层评价的理论基础及研究方法	17
第一节 柴北缘地区露头样品的风化校正	17
第二节 柴北缘烃源层的评价标准	19
第三节 测井解释烃源岩有机碳的方法和应用	27
第三章 柴北缘烃源岩生烃热压模拟实验	35
第一节 前人的工作及样品筛选	35
第二节 模拟实验的仪器和方法	37
第三节 模拟实验样品的油气产率	39
第四节 油气生成演化排出模式图	55
第五节 高成熟—过成熟烃源岩原始有机质丰度的恢复	65
第六节 模拟产物的热演化特征	74
第四章 柴北缘侏罗系典型有机地球化学剖面	99
第一节 柴北缘冷湖—南八仙及以西地区下侏罗统典型有机地球化学剖面	99
第二节 柴北缘鱼卡地区中侏罗统典型有机地球化学剖面	153
第三节 柴北缘赛什腾地区地面露头侏罗系综合地球化学剖面	164
第四节 柴北缘红山断陷侏罗系综合地球化学剖面	175
第五章 柴北缘侏罗系烃源层的平面分布	196
第一节 地层厚度、暗色泥岩和有效暗色泥岩分布	196
第二节 烃源层有机质丰度的平面分布	207
第六章 柴北缘侏罗系烃源岩的有机质类型	224
第一节 柴北缘侏罗系烃源岩有机岩石学特征	224
第二节 柴北缘侏罗系烃源岩不同有机质类型的地球化学特征	245
第三节 柴北缘侏罗系烃源岩有机质类型的平面分布	267
第七章 柴北缘侏罗系烃源层有机质的热演化及生烃史分析	275
第一节 有机质热演化程度的研究方法	275
第二节 柴北缘中、下侏罗统烃源层的热演化特征	289
第三节 柴北缘地区中、下侏罗统埋藏史与生烃史分析	306

第八章 柴北缘第三系烃源层的研究	315
第一节 一里坪拗陷第三系烃源层代表性有机地球化学剖面.....	315
第二节 柴北缘第三系烃源层的分布.....	329
第九章 柴北缘的油气源对比	335
第一节 柴达木盆地天然气的成因类型及地化特征.....	335
第二节 柴达木盆地原油类型及地化特征.....	351
第三节 柴北缘的油源对比及油气运移.....	396
第十章 柴北缘地区油气资源评价与勘探前景预测	419
第一节 侏罗系油气资源量估算.....	419
第二节 柴北缘地区油气资源评价.....	425
第三节 烃源岩综合评价与勘探前景预测.....	427
第四节 结论.....	429
主要参考文献	433
图版	435

第一章 烃源岩生成的区域地质背景

第一节 柴达木盆地地质概况

柴达木盆地是我国位居第三位的大型内陆盆地,大地构造位置处于古亚洲构造域南缘,南面紧邻特提斯—喜马拉雅构造域。由于处在两个构造域的结合部,构造应力较复杂,地壳结构不均一,构成了不同性质的基底,具有前长城系中、深变质岩系及中、晚元古界的长城系和蓟县系的浅变质岩系组成的结晶基底。

柴达木盆地为一断拗复合盆地,其形成始于印支运动以后的侏罗纪,分为断陷发展期(侏罗纪—始新世)、拗陷发展期(渐新世—上新世)和褶皱上升期(更新世—现在)三个时期。

柴达木盆地断裂发育,盆地边缘断裂多为壳内断裂,为航磁、重力、地震资料所证实,具有规模大、延伸远、切割深、发育时间长等特征,它们控制着盆地形成与发展。根据盆地基底岩性、断裂和盖层构造特征划分成三个区块,即东部拗陷区、西部拗陷区、北部块断带。

柴达木盆地是由前中生代被动大陆边缘沉积和中、新生代前陆盆地沉积两大构造层叠置的复合型盆地,是我国西北地区重要的含油气盆地之一。近年来在柴北缘的钻探已证实了该区侏罗系具有巨大的生烃潜力,尤其是冷湖和南八仙地区中、新生代地层油气资源的突破性发现,更进一步证明了该区油气勘探的可喜前景。到1998年为止柴北缘地区共钻各类探井581口,进尺约 73×10^4 m,但平均井深只有1250m,绝大多数集中在几个已知的油田上,真正的区域探井只有十几口,除冷湖三号和鱼卡外,钻到侏罗系的井只有7口。

第二节 柴北缘地层展布特征

柴达木盆地北缘地区侏罗系、第三系地层分布广泛,除第四系覆盖区外,盆地内、周缘地区及各地面背斜构造均有出露。柴北缘地区侏罗系由下、中、上侏罗统组成,小煤沟和大煤沟一至三段划为下侏罗统,大煤沟四至七段划为中侏罗统,上侏罗统包括采石岭组 and 红水沟组(见表1-1)。由于中生代晚期构造抬升运动,白垩系现存只有下白垩统的犬牙沟组(K_1)。柴达木盆地北缘地区第三系发育完整,下第三系自下而上为路乐河组(E_{1+2})和下干柴沟组(下段: E_3^1 ;上段: E_3^2);上第三系从下而上分别为上干柴沟组(N_1)、下油砂山组(N_2^1)、上油砂山组(N_2^2)和狮子沟组(N_2^3)(表1-1)。

一、侏罗系

柴达木盆地北缘地区侏罗系地层主要出露于结绿素、圆顶山、滩间山、路乐河、鱼卡、

大头羊、大煤沟一带,冷湖三号、呼通诺尔隆起西端、小红山及小嘴子一带也见有零星分布。除此之外,各主要构造带的侏罗系,像冷湖三号、冷湖四号、冷湖五号、潜西、马海、南八仙等,都有密度不等、钻井深度不一的钻井揭示。

表1-1 柴达木盆地北缘地区地层层序划分*

地层系统				年龄 /Ma	地震反射层	地层 层序
界	系	统	组			
新 生 界	第四系	更新统	七个泉组 (Q_{1-2})	2.0	T_0	III_2
	上第三系	上新统	狮子沟组 (N_1^1)	5.5	T_1	III_1
			上油砂山组 (N_2^1)	12.0	T_2'	II_6
			下油砂山组 (N_2^1)	18.5	T_2	II_5
		中新统	上干柴沟组 (N_1)	23.3	T_3	II_4
	下第三系	渐新统	下干柴沟组上段 (E_3^1)		T_4	II_3
			下干柴沟组下段 (E_3^1)	40.0	T_5	II_2
		古、始新统	路乐河组 (E_{1-2})	65.0	T_R	II_1
	白垩系					
中 生 界		下白垩统	犬牙沟组 (K_1)	135.0		I_4
	侏罗系	上侏罗统	红水沟组 (J_3^1b)			I_3
			采石岭组 (J_3^1c)	157.1		
		中侏罗统	大煤沟组 (J_2d^{1-2})	178.0		I_2
		下侏罗统	小煤沟组 (J_1x)、大煤沟组 (J_2d^{1-2})	208.0		I_1
古生界 或元古界					T_b	

* 据邓宏文、孙增玖、黄汉纯、查明等资料整理。

(一) 下侏罗统(J_1)分布

下侏罗统主要发育在冷湖构造带和鄂博梁-仙杂断裂以南地区,其厚度分布明显受北北西向和北西向断裂控制。一般厚度为 800~1200m 左右,靠近断裂往往形成大厚度分布区。受鄂博梁-仙杂断裂的控制形成三个下侏罗统局部凹陷,分别发育在冷湖构造带、冷湖七号与鸭湖构造之间的伊北凹陷、鄂博梁Ⅱ号,厚度均逾 2000m(图 1-1)。此外,在鄂博梁Ⅰ号以北也形成了一个面积不大,但厚度也可达 2000m 的局部洼槽。下侏罗统分布的北界在过冷湖构造带后表现为向潜西地区超覆,在南八仙—马海地区也以向凸起上超覆为特征。其南部边界性质尚不十分清楚。

(二) 中侏罗统(J_2)分布

与下侏罗统分布范围相比,中侏罗统分布向北扩展,主要发育在冷湖构造带—南八

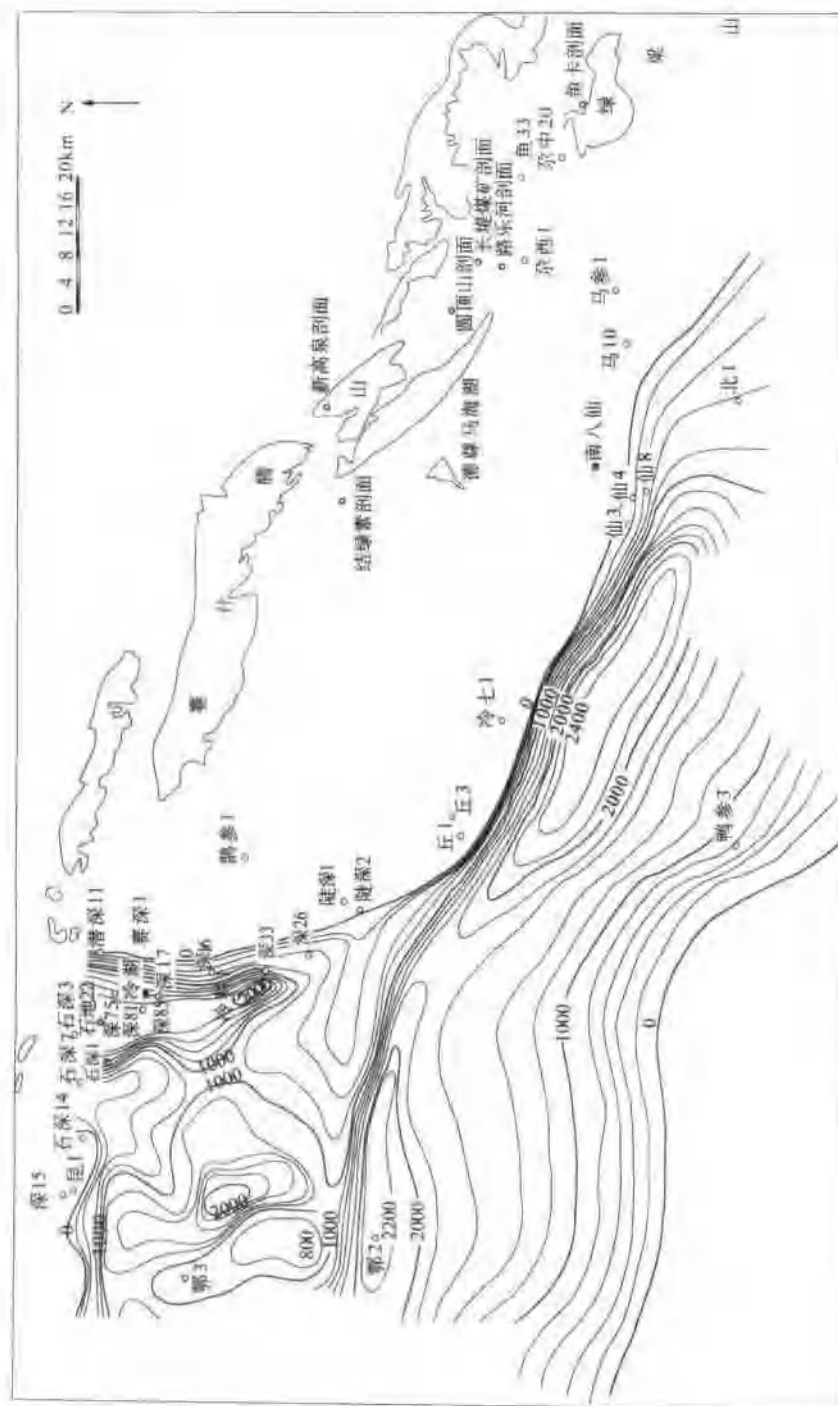


图 1-1 柴北缘地区中生界下侏罗统残余地层等厚图
(等厚线单位: m)

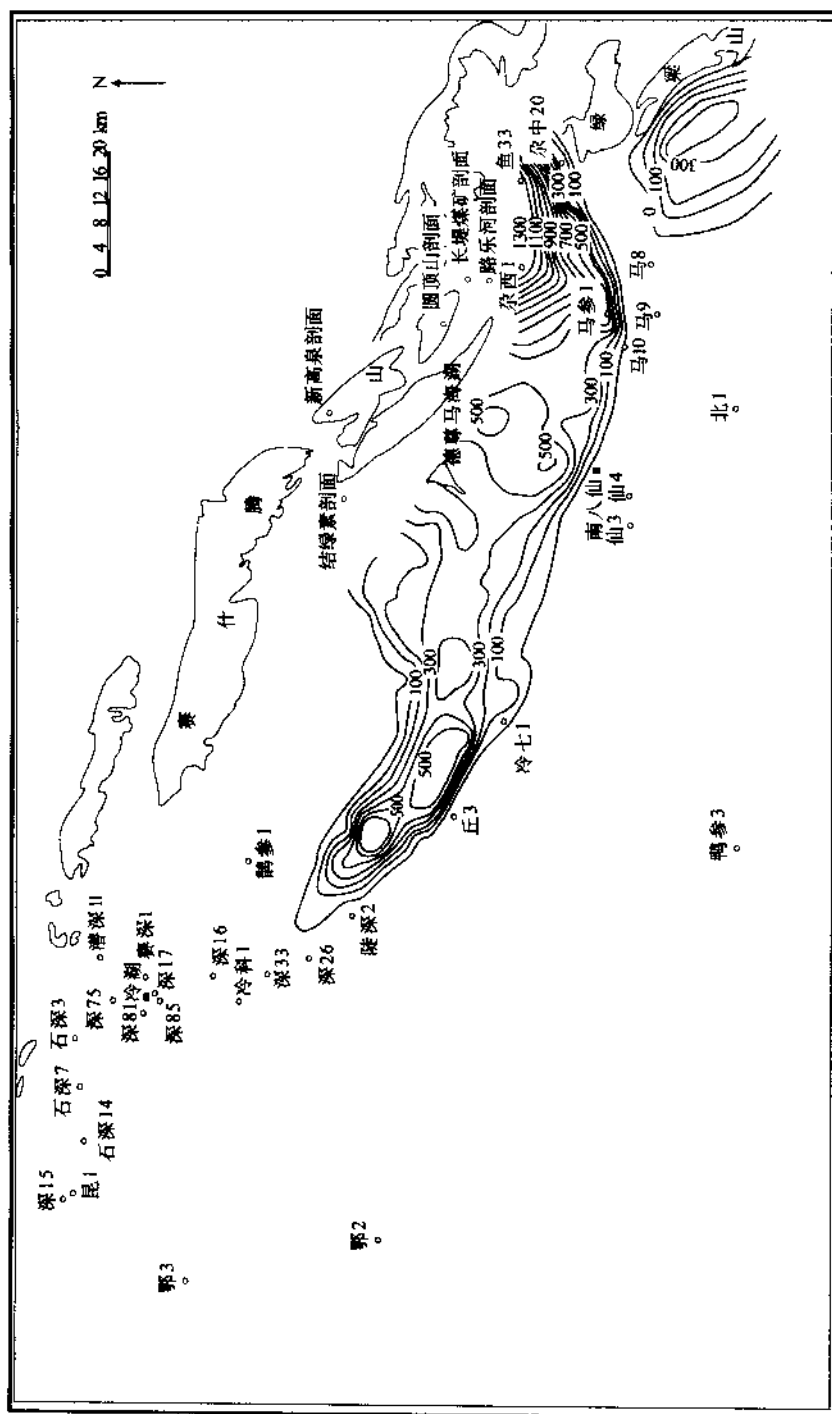


图 1-3 柴北缘地区中生界上侏罗统残余地层等厚图
(等厚线单位:m)

仙—马海一线的以北地区。一般厚度在 400~800m 左右,最大厚度约 1000m,厚度较大区发育在冷湖七号以北和赛什腾山东段山前部位的鱼卡地区。中侏罗统分布范围的南界在冷湖构造带以北表现为削截,在马海—南八仙构造带西北侧则以向马海凸起上超覆为特征。北界西侧向驼南凸起上超覆,其余地区未及边界(图 1-2)。

(三) 上侏罗统(J_3)分布

上侏罗统范围向东部收缩,主要分布在冷湖六、七号和南八仙—马海一线以北地区,即赛什腾拗陷中东段。一般厚度 100~400m,最大厚度 1300m 左右(图 1-3)。发育三个局部凹陷,分布在冷湖六号以北、鱼卡凹陷和尕丘凹陷。上侏罗统分布范围的西北边界在驼南凸起东南侧表现为相对于下覆地层的退覆,西界、西南边界可能为削截,东及东南以马仙断裂为界,北界尚未探及。

二、白垩系

白垩系地层分布范围明显减小。主要分布在赛什腾拗陷东部、鱼卡断陷和尕丘断陷。地层厚度向北加厚,马海地区马参 1 井钻退白垩系 256m,至尕西 1 井达 550m。西界推测为沉积尖灭线。

三、第三系

1. 路乐河组(E_{1+2})

路乐河组在柴北缘大多数地区均有厚薄不等的分布,岩性主要以棕红色粗碎屑岩为主,即为棕红色、紫红色砾岩、砾状砂岩、含砾砂岩、细砂岩夹暗棕色钙质粉砂岩组成,自下而上由粗变细呈明显的正韵律旋回。

2. 下干柴沟组(E_3)

下干柴沟组出露面积大于路乐河组,且连片分布、几乎遍及全盆地。下干柴沟组地面露头厚 200~1195m,钻井揭示的最大厚度达 3000m 左右,进一步分为上、下两段。下段(E_3^1):下部以棕红色砂砾岩为主,夹棕红色砂质泥岩、泥岩、砂岩、粉砂岩;上部以棕红色砂质泥岩和泥岩为主,夹粉砂岩、砂岩、少量砾状砂岩,呈明显的正韵律旋回。上段(E_3^2):下部以灰黄色、灰色砾岩为主,夹砂质泥岩及少量泥质砂岩、砂岩、粉砂岩;上部以灰色、灰绿色、褐灰色砾岩、砂质泥岩为主,夹粉砂岩、砂岩。

3. 上干柴沟组(N_1)

上干柴沟组连片分布于柴达木盆地内,其范围略小于下干柴沟组,其厚度在全盆地范围内变化不大,一般为 500~800m,井下揭露的最大视厚度为 1290m。

4. 下油砂山组(N_2^1)

下油砂山组分布的范围略大于下伏的上干柴沟组,本组岩性比下伏上干柴沟组粗,在盆地边缘以砂、砾岩为主、向盆内则以红、灰黄色间互或红色砂质泥岩为主夹砂岩或与砂岩不等厚互层。本组地面厚度在 150 ~ 1495m 之间,井下揭露的下油砂山组最大厚度为 2482m。

5. 上油砂山组(N_2^2)

上油砂山组分布范围和下油砂山组(N_2^1)分布范围相近,但在圆顶山以北地区,本组缺失,为第四系直接覆盖于下油砂山组之上。岩性在盆地边缘以厚层砾岩为主,近中心地区为厚层红色、黄绿色砂、泥岩互层或泥岩为主夹粉砂岩、砂岩。本组地面露头厚度在 350 ~ 1420m 间,井下揭露的最大视厚度为 2232m,总的变化趋势是盆地中心最厚,向盆地边缘逐渐变薄。

6. 狮子沟组(N_2^3)

狮子沟组是柴达木盆地第三系中除路乐河组以外分布范围最小的一个组。在盆地北部及西北部边缘地区,狮子沟组缺失,第四系不整合覆于上油砂山组之上。本组岩性比较稳定,除盆地边缘为灰、黄灰色砾岩外,盆地中心地区主要为一套富含石膏和碳质的灰褐、黄灰色泥质岩为主的地层。本组地层厚度在 370 ~ 1810m 之间。

四、第四系

第四系七个泉组广布于盆内广大地区。本组岩性变化较有规律,主要表现为从边缘到中心,岩性从粗变细、颜色由黄变灰,往盆地中心方向变细、变灰,地震解释本组的视厚度则超过 2500m。

第三节 柴北缘沉积特征

柴达木盆地北缘由于古构造环境、古气候、古物源、古地形等条件的差异,从而造成了柴北缘地区各时期沉积相在纵向上和平面上分布的差异。在早侏罗世,形态多为边缘箕状。

一、侏罗纪

在一定的构造背景下,不同沉积相带和体系域的烃源岩发育特征不同。在盆地西、北部发育了一系列的中生代断陷。在早侏罗世,其形态大多为边缘箕状断陷内部具有边断内超的特点,充填了河流、湖泊和沼泽相沉积。昆特依断陷就是其中的一个,主要包括鄂博梁次凹陷、冷西次凹陷和伊克雅乌汝凹陷并呈北西—南东向雁列状排列,沉积中心、沉降中心和断陷中心主要发育于昆特依断陷的北部(靠近阿尔金断裂带)并形成北断南超的

特点,使得早侏罗世时为统一的较大湖盆。这种构造背景对沉积体系及展布、地层充填序列起决定性控制作用。具体表现为在断陷的早期,主要充填粗碎屑,沉积相主要为冲积、河流和三角洲为主,局部有湖相;断陷的中期,主要为扇三角洲、湖相沉积,湖相泥岩较发育,为主要的生油岩发育时期;断陷的中后期,主要为扇三角洲、辫状河三角洲沉积,三角洲砂体发育。到中侏罗世,盆地的演化已经由断陷期转化到拗陷期,沉积和沉降中心逐渐向东迁移到大煤沟以东地区。鱼卡为研究区内的一个沉积、沉降中心,早期表现为断陷,中后期则为拗陷沉积。在这种构造和沉积演化背景下,中、下侏罗统烃源岩的发育和展布有明显差异,下侏罗统烃源岩主要为断陷湖盆沉积,分布于昆特依断陷;中侏罗统则为拗陷型湖盆沉积,分布于鱼卡-赛什腾拗陷。

(一) 早侏罗世

柴北缘早侏罗世断陷盆地的地层主要形成于湖相和湖沼相,但由于特殊的构造背景和古地理条件,使得扇三角洲和辫状河三角洲很发育,主要为冲积扇或辫状河直接入湖而形成,也发育有一定厚度的生油岩。

柴北缘地区早侏罗世早期发育的沉积相类型为:河流—沼泽相、扇三角洲亚相、浅湖亚相和深湖—半深湖亚相,其中浅湖亚相分布范围最为广泛(图 1-4)。深湖—半深湖亚相主要分布于昆特依断陷和冷湖四号构造南部,形成早侏罗世早期的 2 个沉降中心。地层厚度向沉积中心急剧增厚,形成较厚的暗色泥岩沉积。

1. 陡坡型扇三角洲

主要发育于冷湖三、四、五号地区的小煤沟组,形成于湖水面相对较高、距物源区近、湖盆坡度相对较陡且受同沉积正断层控制的背景下,由冲积扇直接入湖形成。其水上的扇三角洲平原相带较窄,扇三角洲前缘较发育。其特点是沉积厚度大,表现在剖面上往往是厚层或块状呈透镜状的砂砾岩直接与湖相暗色泥岩互层,二者多突变。烃源岩主要为前扇三角洲的泥岩及浅湖—半(深)湖相泥岩。由于处于河口区,有机质来源比较丰富,湖水较深,具有一定的还原性。同时,在较高的沉积速率下,快速堆积、快速埋藏,非常有利于有机质的保存。再者,近源的高等植物输入,形成了有机质丰度较高、有机质类型较差的烃源岩。面持续的快速沉降使得煤层不发育,仅仅在扇三角洲向湖推进时的沼泽化过程中发育厚煤层,但横向上分布不稳定,如冷湖三、四、五号的钻井中,仅在冷科 1 井的中部发育 53m 的煤层,其他多为泥岩、碳质泥岩或夹煤线。

2. 辫状河三角洲

主要发育于昆特依断陷南部及冷湖三、四号的小煤沟组地层。由辫状河推进到相对开阔和较缓的湖泊水体中形成。沉积作用以辫状河平原的垂向加积和三角洲的前积为主,辫状河三角洲平原河道间充填了碳质泥岩、煤线和泥岩,泥岩多为褐色和灰绿色。如,潜参 1 井主要为砂岩、砾岩夹紫红色、褐灰色泥岩、煤线,为粗碎屑沉积,暗色泥岩不发育,前缘的河口坝和水下分流河道砂体发育,其间的泥岩多为浅湖相沉积。整体上辫状河三

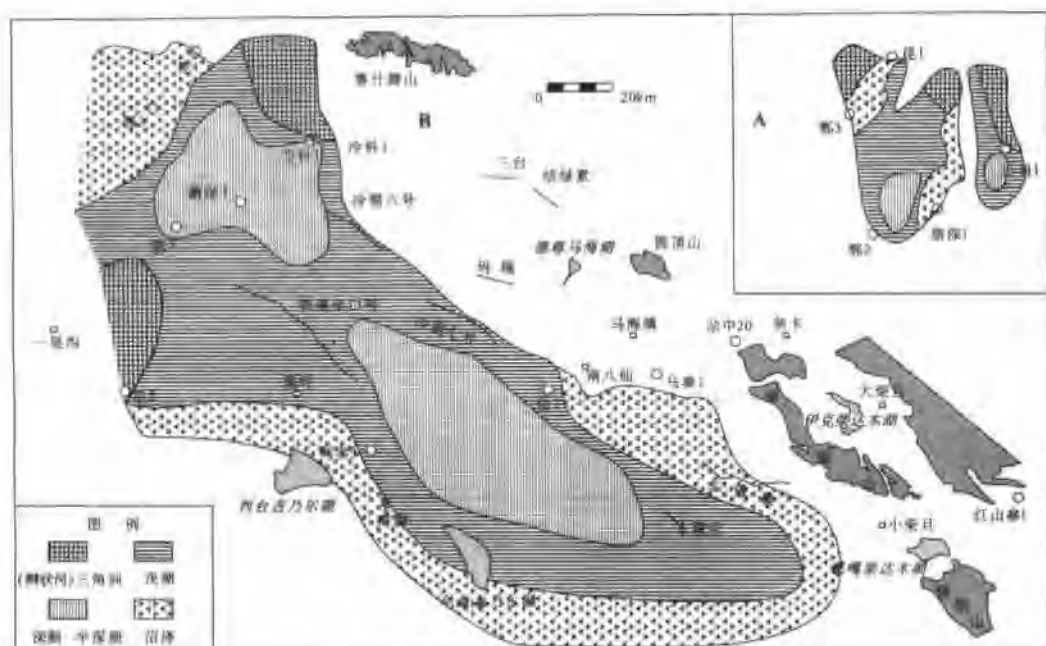


图 1-4 柴北缘早侏罗世 A(早期),B(晚期)岩相古地理图

角洲的暗色泥岩不发育。

3. 湖泊

主要发育半—深湖相、滨浅湖相,前者发育于断陷湖盆靠同生断层一侧,暗色泥岩厚度大,处于湖盆短轴方向的陡岸带,靠近物源,仍然以陆源高等植物输入为主,而后者主要发育于湖盆的缓坡处,岩性以富含植物碎片的碳质泥岩、泥岩和砂岩互层为主。

另外,冷西次凹的北部由于处于湖盆长轴方向的较深湖区,距物源区相对较远,陆源高等植物的输入减少,水生生物具有一定程度的发育。

4. 沼泽

沼泽相主要是指长期积水便于植物生长的洼地,岩石类型主要以富含植物化石的碳质泥岩、页岩夹煤线或厚的煤层为特征。它通常要求地势相对平坦、构造稳定、陆源碎屑供给少,气候潮湿,水体较浅。从以上分析的构造和古地理条件看,早侏罗世不具备长期发育沼泽聚煤的环境,仅在扇三角洲或三角洲向湖进积过程中产生的湖水淤积时期形成短暂的沼泽。

(二) 中侏罗世

柴北缘地区下侏罗统上段—中侏罗统地层分布范围广,是中生代盆地充填物的主体。该套地层形成于起伏和缓的背景下,主要发育扇三角洲、滨湖亚相、浅湖亚相、半深湖、深

湖亚相(图 1-5)。于鄂博梁断裂南侧、鸭湖伊北次凹、小丘林、鱼卡等地形成多个沉降中心。中侏罗统沉积体系的平面展布表现为从赛什腾北端的潜西—鱼卡为辫状河—曲流河—正常三角洲、滨浅湖—半深湖、深湖。沉积体系的分布模式为碟形,鱼卡为拗陷中心,主要烃源岩发育于鱼卡拗陷中,表现为鱼卡地区发生断陷的时期较早, J_2^1 时就有湖相沉积,随后湖盆进一步扩大,到 J_2^2 湖盆达到最大,沿结绿素—圆顶山—路乐河—马海杂秀—鱼卡沉积了一套优质的黑色油页岩为主的烃源岩。纵向上则 J_2^1 为河流相— J_2^2 为沼泽相— J_2^3 为三角洲—浅湖相和 J_2^4 为半深湖相的演化序列。由于中侏罗世拗陷湖盆的构造活动相对于早侏罗世较稳定,使得该地区的烃源岩的发育除了以 J_2^1 — J_2^2 湖相泥岩、页岩和油页岩为主外,还有以 J_2^3 沼泽相为主的煤系地层。因此,控制暗色泥岩的发育和展布的岩相古地理特征表现为中侏罗世鱼卡—赛什腾为拗陷湖盆,沉积和沉降幅度明显比早侏罗世小,控制沉积的同沉积断层不发育,距离物源区相对较远,沉积的粒度相对偏细。

图 1-5 柴北缘中侏罗世岩相古地理图

1. 河沼相

潜西的中侏罗统多发育此类沉积,构造位置上,该区属赛什腾拗陷的北端,紧临北东向的山前物源区,沉积较粗,处于较氧化的环境中。沉积相从北向南,中侏罗统主要为冲积扇—河流沼泽沉积变化,岩性上则由浅灰白色砾岩、砂岩不等厚互层为主到河沼相的灰黑色砂质泥岩、泥岩、碳质泥岩夹煤线为主。

2. 湖沼相

属于滨岸沼泽,主要为广阔平缓的湖岸沉积,多在气候温暖潮湿条件下经沼泽化形成的。湖沼相主要岩性为浅灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩、页岩和煤,夹少量粉细砂岩,岩性较细,伴生的砂岩多为滨湖相砂岩。

(三) 晚侏罗世

晚侏罗世湖盆范围向东北退缩,主要发育河流相和浅湖相沉积(图 1-6)。白垩纪时湖盆范围进一步缩小,主要发育辫状河—冲积扇沉积。

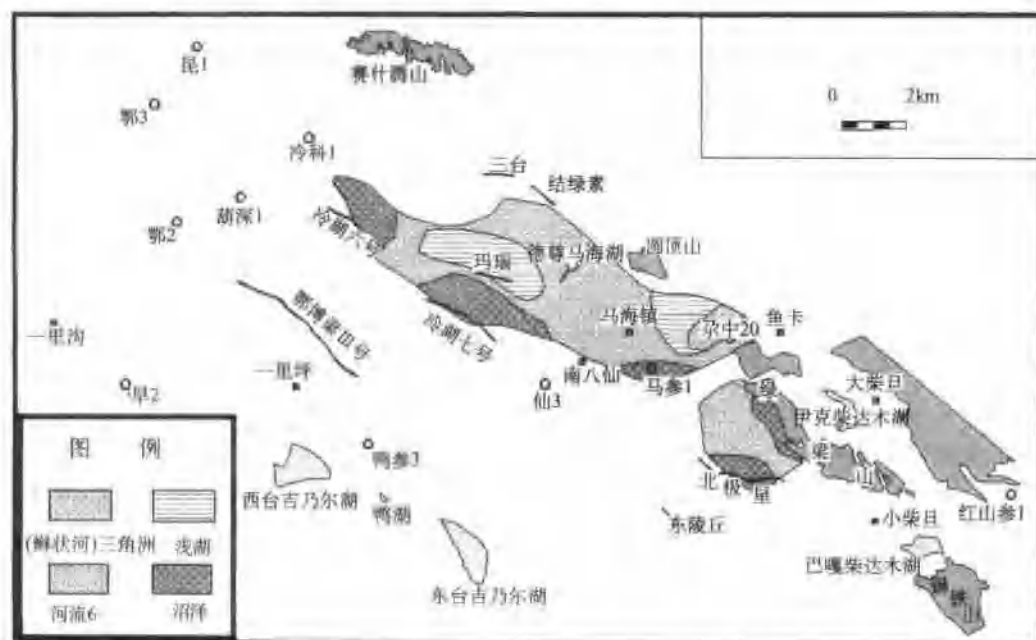


图 1-6 柴北缘晚侏罗世岩相古地理图

二、第三纪

1. 路乐河组

受晚燕山运动影响,盆地整体抬升遭受剥蚀。到路乐河早期盆地开始下沉,以一套红色粗碎屑岩沉积为特征。

2. 下干柴沟组

(1) 下干柴沟组下段:到渐新世早期盆地继续稳定下沉,湖盆水体逐渐扩张,各冲积扇萎缩,辫状河发育区变窄,主要分布于昆1井—玛瑙—南八仙—大红沟一线及其以北地区。浅湖相主要分布于一里坪附近地区。

(2) 下干柴沟组上段: 渐新世末期湖盆继续扩张, 各冲积扇及辫状河(扇)三角洲均不同程度的向北退缩, 南八仙和东陵丘辫状河三角洲相连, 冷湖七号辫状河三角洲由于湖水托顶作用而向西北迁移, 其主体已迁移至冷湖六号地区。冷湖构造带—南八仙—东陵丘一线西南为广阔的滨浅湖相沉积区(图 1-7)。

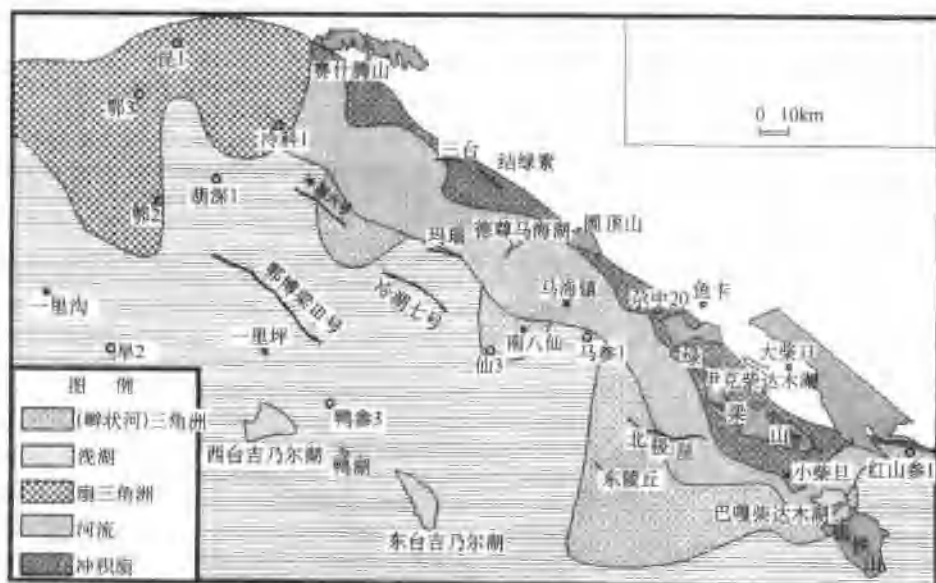


图 1-7 柴北缘下干柴沟组上段岩相古地理图

3. 上干柴沟组

到中新世湖盆停止下沉并开始回返, 研究区内水体逐渐变浅。

4. 下油砂山组

上新世早期盆地继续回返。阿尔金山逐渐向东推覆, 物源供给相对丰富, 致使冲积扇向湖盆进积。

5. 上油砂山组

上新世中期盆地仍缓慢回返, 周边山系差异抬升, 其中昆仑山抬升幅度相对较大, 从而形成湖水北侵(图 1-8)。

6. 狮子沟组

上新世晚期周边山系隆升加快, 湖盆渐渐萎缩。其中祁连山较阿尔金山隆升幅度大, 造成湖水西侵, 且西部扇三角洲退缩为湖区。湖区主要分布于鄂博梁 I 号—鄂博梁 II 号—鸭湖—南陵丘一线以西。而祁连山山前冲积扇最为发育, 主要有潜西、赛西、结绿索、路乐河、大红沟等冲积扇。各辫状河三角洲呈舌状向湖盆方向进积, 主要有鄂博梁 I 号北、鄂博梁 II 号、鸭湖、南陵丘四个辫状河三角洲。

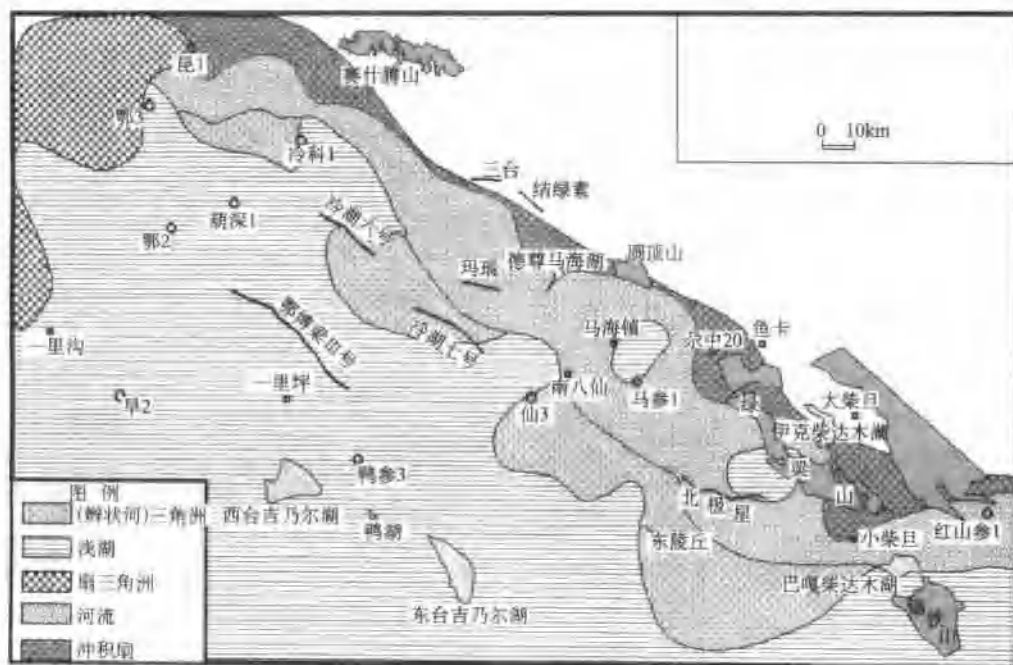


图 1-8 柴北缘上油砂山组岩相古地理图

三、第四纪

七个泉组:第三纪晚期至第四纪,由于青藏高原的急剧隆起,致使主要沉积区和汇水中心由研究区西部逐渐迁移至东南部。在红三早三、四号至鸭湖一带及新深1井附近为较深湖相沉积。滨浅湖相呈环状展布于四周。由于昆仑山的急剧抬升,为南部提供了大量物源,于是在台南一带发育辫状河三角洲。祁连山的进一步抬升,造成了北部及东北部的冲积扇向盆内进积,主要由冷湖、结绿素—马海及大红沟构造东南部三大冲积扇组成。

第四节 柴北缘构造特征

一、构造运动

柴达木盆地中新生代沉积盆地自侏罗纪以来开始发生并持续发育。沉降格局最早的变革发生于早侏罗世(表 1-2),下侏罗统上段与下段地层分布特征差异明显。下侏罗统下段在柴北缘地区零星、不连续分布,而且多处迹象表明该套地层的空间展布受同生正断层的控制。与此不同,下侏罗统上段地层的分布则呈 NW 向大面积带状连续分布。这是否意味着早侏罗世曾经发生过明显的构造运动,应该说是一个值得深入探讨的问题。侏罗系地层出露最全的大煤沟剖面否定了这次构造运动存在的可能,在大煤沟地区,小煤沟组地层与大煤沟组地层之间未见明显的角度不整合接触。从区域地质背景上分析,这次沉

降格局的改变,很可能是同一变形过程的递进变形效应。即早侏罗世祁连山系的逆冲作用发生初期,柴北缘地区发育与区域性挤压方向小角度夹角的纵张断裂,这些零星发育的纵张断裂控制了侏罗统下段地层的分布。随着祁连山系的逆冲作用进一步发展到逆掩阶段,纵张破裂转化为逆掩收缩作用,逆掩断层下盘形成 NW 向翘板状挠曲,下侏罗统上段地层遂大面积连续分布。其间构造背景未发生大的变化,未发生大的改造作用。

表 1-2 柴北缘地区构造演化阶段划分表

界	地层系统		地层名称	代号	盆地类型	构造演化特征	断裂演化阶段
	系	统					
新生界	第四系	全新统		Q ₃₊₄			浅表断裂
		更新统	七个泉组	Q ₃₊₂	水平挤压形成类前陆盆地	区域逆冲	主期断裂
	第三系	上新统	狮子沟组	N ₂			
			上油砂山组	N ₂	大型拗陷盆地的北部斜坡区	均衡沉降 垂直升降	先期断裂重新活动
			下油砂山组	N ₂			
		中新统	上干柴沟组	N ₁			
		渐新统	下干柴沟组	上段 E ₂			
				下段 E ₂			
		古始新统	路乐河组	E ₁₊₂			
中生界	白垩系		犬牙沟组	K	沉降机制与前陆盆地类似的压性盆地	逆冲变形	先期断裂
	侏罗系	上侏罗统	红水沟组	J _{3h}		区域逆掩	侏罗纪同沉积断裂(逆掩)
			采石岭组	J _{3c}			
		中侏罗统	大煤沟组	J _{2d}			
				J _{1d}			
		下侏罗统	小煤沟组	J _{1c}	小型裂陷盆地	纵张破裂	侏罗纪同沉积断裂(张性)

柴达木盆地中新代盆地比较显著的沉降格局变革始见于中新生代之交。中生代盆地为沉降轴向明显的带状沉积盆地,发育范围限于柴北缘一线,第三系盆地为未见明显沉降轴向的面状沉降盆地,发育范围广(表 1-2)。大多数地震剖面上 T_R 与下伏地层均呈或隐成显的角度不整合接触,侏罗系地层在某些断层上下盘厚度突变,差异悬殊,均印证了第三系沉积前古构造运动改造作用的发生。这次改造作用还反映在白垩系地层的沉积学特征上,白垩系地层的碎屑颗粒与下伏侏罗系相比,突然变粗,成分成熟度与结构成熟度突然降低,反映了构造运动使古地貌反差加大的事实。凡此种种,均说明第三系沉积前曾发生过比较强烈的构造改造过程。

早晚第三纪之交,柴达木盆地的沉降格局曾发生过规模不大的调整。渐新统下干柴沟组沉积时期,沉积中心稳定发育于柴西地区,柴北缘滨浅湖湖域范围逐步扩大。中新统上干柴沟组沉积时期,沉积中心北迁,柴北缘地区水体突然加深。昆北地区的地震剖面上可见上干柴沟组地层分布规律与下干柴沟组地层的明显差异。下干柴沟组厚度稳定变化,而上干柴沟组则表现为典型的超覆减薄特征。说明早晚第三纪之交,曾经发生过强度

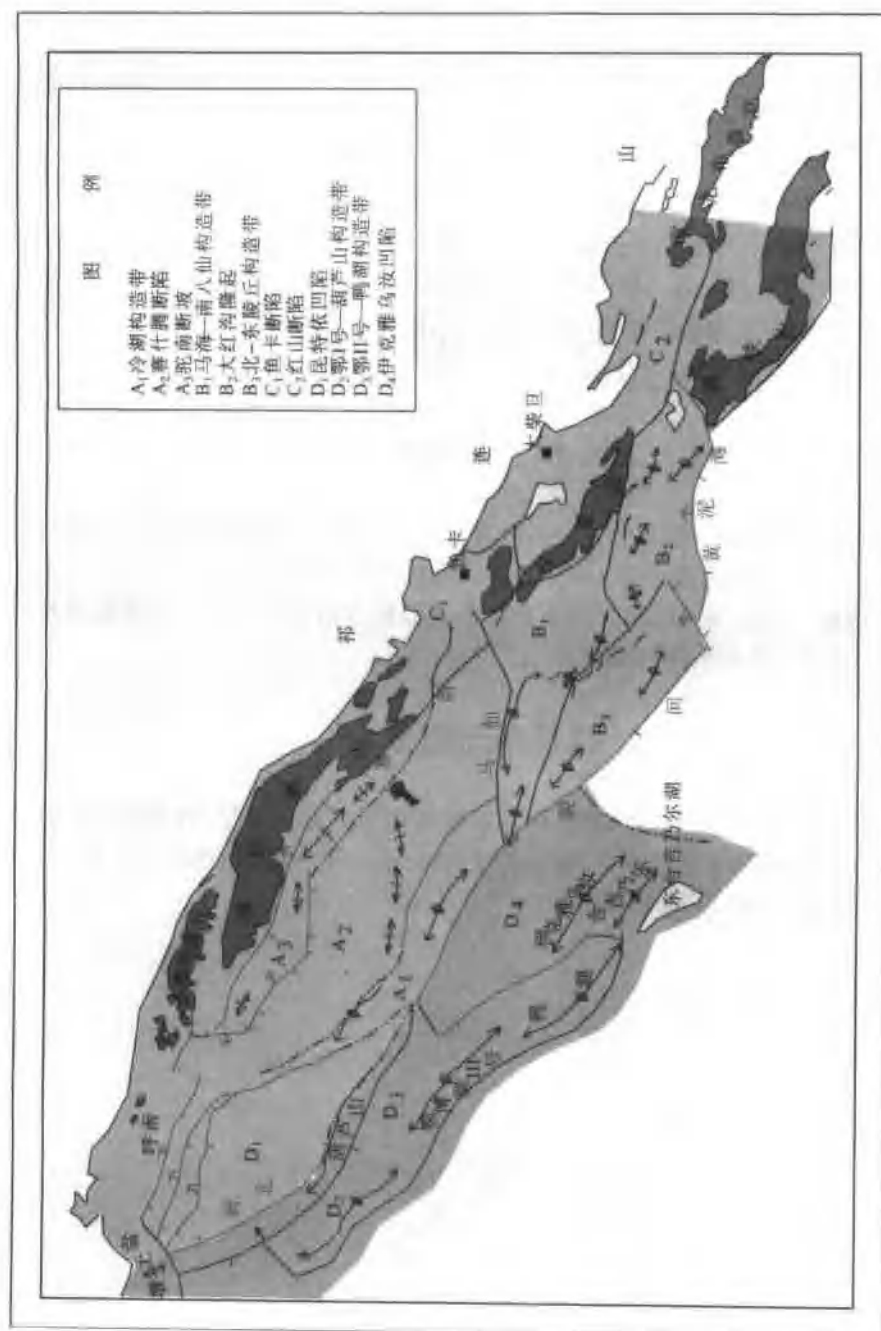


图1-9 柴北缘地区构造单元分区图

不大的改造活动。

狮子沟组、七个泉组地层分布规律与油砂山组、干柴沟组地层分布规律之间的巨大差异,反映了区域性剧烈构造运动的发生。柴北缘地区第三纪的古斜坡地形由此荡然无存,狮子沟组、七个泉组地层在地震剖面上均呈现出向构造部位超覆减薄的特征。证明了 $N_2^1-Q_{1+2}$ 地层形成期间,构造边隆升、地层边超覆沉积的漫长动态过程。

上更新统沉积以来,在青藏高原整体隆升的背景下,柴达木盆地周边阶地梯列,现代冲积扇纷纷向盆地推进, $N_2^1-Q_{1+2}$ 的沉降格局正在遭受改变,活动断层广泛发育,正经历着一次新的改造作用。

综上所述,柴北缘地区的构造改造作用主要可鉴定出四期。最早的改造作用发生于第三系地层沉积前,时间约略在白垩系地层沉积后期。第二次比较明显的构造变形作用发生于早晚第三纪之交。 $N_2^1-Q_{1+2}$ 期间,伴随着第四纪盆地的成盆过程,主要目的层经历了强烈的改造作用,为柴北缘地区的第三次构造变形作用。现今正在进行的改造作用是柴北缘地区遭受的第四次构造变形作用。

二、构造格局

柴北缘地区的区域性骨架断裂沿北西向展布,包括区域性一级断裂赛南-绿南断裂及陵间-滩南断裂,区域性二级断裂鄂东-伊北断裂。马仙断裂、无东断裂走向北东,分别将赛南-绿南断裂及陵间-滩南断裂错开,使柴北缘地区的构造格局复杂化。这些断裂奠定了柴北缘地区三凸两凹的基本构造格架。

三、构造单元划分

通过骨干剖面的系统统层、连片解释,比较系统的揭示了柴北缘地区的断裂分布、构造格架以及隆、拗展布规律与成因联系,将柴北缘地区(含一里坪拗陷)构造单元划分为4个亚一级12个二级构造单元(图1-9)。

第二章 烃源层评价的理论基础及研究方法

烃源层评价是石油地质勘探特别是一个新区(沉积盆地)勘探不可缺少的关键技术之一,目前我国及世界范围内已经得到广泛应用并指导着石油和天然气的勘探。烃源层评价和油气源对比是盆地评价的第一步,也是最基础的工作。因此在一个盆地或一个地区进行石油勘探时,首先要进行烃源层评价,看是否具备生油气能力,是否具备形成大中型油气田(藏)的物质基础条件,是否值得进一步勘探和工作。

目前,常规烃源层评价标准尽管各家有一定的差异,但已经基本定型。因此在进行烃源层评价之前,要选好适合本区的烃源层评价的指标和方法,建立适合本区的烃源层评价标准;其次应对已有分析数据进行分析、筛选和研究判断,去伪存真,同时进行采样设计和精选样品,以达到真实反映地下客观实际的目的;在采样时,尽量多采集井下样品,特别是岩心样品,岩屑样品作为补充,在没有井下样品的情况下,尽量选取地表露头较新鲜的样品,并且要对遭风化的样品进行风化校正。

第一节 柴北缘地区露头样品的风化校正

柴北缘地区由于钻井和井下样品较少,且分布极不均匀,单靠井下样品无法控制本区烃源层的系统评价,因此精选了部分露头剖面样品进行系统采样,虽然尽可能想办法采集较新鲜的样品,但由于地面露头风化较严重,给生油评价带来了许多困难。结合柴北缘实际地质条件,我们首先对露头样品进行了风化对比实验和校正,在此基础上制定了柴北缘地区烃源岩原始有机质丰度的划分标准,并以此作为本区烃源岩的评价标准。

一、地面和地下样品的对比实验

实践证明,地表风化对地面露头样品的有机质丰度影响严重。如山西沁水盆地地面井下样品比样品的有机碳(TOC):灰岩高 1.5 倍、泥岩高 1.6~2.7 倍、煤高 1.7~2.0 倍;生烃潜量($S_1 + S_2$):灰岩高 2.8 倍、泥岩高 3~30 倍、煤高 22~120 倍。羌塘盆地井下样品比地面样品的有机碳:灰岩高 1.3~2.2 倍、泥岩高 1.3~2.4 倍、煤高 1.35 倍;生烃潜量:灰岩高 1.4 倍、泥岩高 1.1~2.3 倍、煤高 2.2 倍(见表 2-1)。柴达木盆地几个对比样品的分析结果(表 2-2)表明,地表风化对烃源岩样品有机质丰度的影响也明显存在,井下样品比地面样品的有机碳:泥岩平均高 1.18~4.98 倍、煤平均高 1.01 倍、碳质泥岩平均高 1.55 倍、油页岩平均高 5.47 倍;生烃潜量:泥岩平均高 1.23~13.42 倍、煤平均高 1.41 倍、碳质泥岩平均高 1.78 倍、油页岩平均高 4.24 倍;氧指数:泥岩平均高 1.02~3.30 倍、煤平均高 1.37 倍、碳质泥岩平均高 1.2 倍、油页岩平均高 1.34 倍;氧指数地面样品比井下样品则有明显增加。

表 2-1 地面与地下样品有机碳、热解参数对比表

地区	层位	岩性	TOC/%			$T_{max}/^{\circ}\text{C}$			$I_H/(\text{mg/g})$			$S_1 + S_2/(\text{mg/g})$		
			井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面
沁水盆地	C_{0s}	煤	73.04(60)	42.37(4)	1.74	496(63)	543(4)	0.91	86(63)	5(4)	17.2	63.46(63)	2.81(4)	22.58
		泥岩	3.23(20)	1.45(16)	2.23	510(45)	521(6)	0.98	22(45)	4(6)	5.5	0.99(47)	0.19(6)	5.21
	C_{0t}	煤	70.86(63)	34.79(4)	2.04	503(61)	531(4)	0.95	68(62)	0.60(4)	113	50.34(62)	0.41(4)	122.8
		泥岩	2.69(21)	0.99(16)	2.72	516(48)	519(4)	0.99	19(50)	4(5)	4.75	1.29(50)	0.043(5)	30
		灰岩	0.97(22)	0.39(33)	2.49	504(14)	501(4)	1.01	11(15)	12(4)	0.92	0.23(15)	0.085(5)	2.71
	C_{0h}	泥岩	1.64(15)	1.00(9)	1.64	527(12)	538(3)	0.98	14(12)	6(4)	2.33	0.55(12)	0.173(4)	3.18
	O_2	灰岩	0.13(17)	0.08(29)	1.5	535(9)	489(5)	1.09	6(9)	12(6)	0.52	0.065(9)	0.023(6)	2.83
羌塘盆地东部	J_{3s}	灰岩	0.779(11)	0.581(11)	1.34	430(11)	431(11)	1	135(11)	229(11)	1.69	3.12(11)	1.24(11)	2.52
	J_{3x}	泥岩	0.375(3)	0.21(2)	1.86	445(4)	442(4)	1.01	45(4)	14(4)	3.21	0.14(4)	0.06(2)	2.33
	T_{3x}	煤	33.4(4)	24.7(4)	1.35	513(5)	515(3)	1	34(5)	26(3)	1.31	18.75(3)	8.56(2)	2.19
		泥岩	3.27(6)	1.34(6)	2.44	522(5)	525(4)	0.99	12(5)	7(4)	1.71	0.12(5)	0.11(4)	1.09
	J_{2b}	泥岩	0.18(2)	0.14(2)	1.29	395(2)	494(2)	0.8	11(3)	12(3)	0.92	0.07(3)	0.05(3)	1.4
		灰岩	0.20(2)	0.09(2)	2.17	490(3)	473(2)	1.04	16(3)	12(2)	1.33	0.05(3)	0.035(2)	1.43
平均值	煤				1.78			0.93			65			73
	泥岩				2.25			0.98			4.2			13
	灰岩				1.98			1.05			0.72			2.77

注:0.39(33)表示平均值(样品数)。

表 2-2 柴达木盆地地面与地下样品有机碳、热解参数对比表

层位	岩性	TOC/%			$T_{max}/^{\circ}\text{C}$			$S_1 + S_2/(\text{mg/g})$			$I_H/(\text{mg/g})$			$I_G/(\text{mg/g})$		
		井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面	井下	地面	井下地面
J_2	泥岩	3.53	2.99	1.18	432	444	0.97	13.31	10.85	1.23	338	327	1.03			
J_2	泥岩	2.34	0.47	4.98	467	490	0.95	8.87	0.54	13.42	379	115	3.3			
	煤	66.1	65.3	1.01	423	426	0.99	131.0	92.85	1.41	191	139	1.37	11	21	0.5
J_2	碳质泥岩	21.73	14.0	1.55	428	423	1.01	13.69	7.66	1.78	61	51	1.2	77	77	1
	泥岩	3.38	1.72	1.97	441	438	1.01	11.43	4.54	2.52	341	254	1.34	71	75	0.95
J_2	油页岩	24.46	4.47	5.47	438	439	1	133.37	18.41	4.24	528	394	1.34	52	65	0.8
J_2	泥岩	1.19	0.33	3.60	427	454	0.94	0.64	0.10	6.4	45	21	2.14	123	397	0.31

二、柴达木盆地有机碳的风化校正系数

根据上述结果并与其他盆地对比,柴达木盆地烃源岩有机碳的风化校正系数(K_c):泥岩取 2.5、油页岩取 5.0、煤取 1.1、碳质泥岩取 1.5。生烃潜力的风化校正系数(K_s):泥

岩取 5.0、油页岩取 1.34、煤取 1.35、碳质泥岩取 1.2。

实际上,在进行烃源岩评价时,在有钻井资料或井下样品分析数据时,以井下样品为准,露头样品一般不进行风化校正,只是进行比较。一个地区在只有露头样品时(例如:盆地西部阿尔金山地区),才进行有机碳的风化校正。

三、烃源岩风化的主要影响因素

地表风化作用对有机质丰度的影响受各种因素的控制,变化范围和幅度很大。其主要控制因素有:

(1) 柴达木盆地平均海拔高度在 3000m 以上,又无植被覆盖,地表温度高,且昼夜及冬夏温差大,是造成地表样品风化的主要因素。

(2) 地表水和风的冲刷、渗透及氧化作用,也是造成地表样品风化的重要因素。

(3) 暴露地表时间的长短,一般来说,时间越长,风化越严重。

(4) 地表植物、动物或人类活动的影响作用也是地表样品分析数据不能完全反映地下样品真实情况的主要原因之一。

(5) 不同岩性样品抗风化能力差异很大,是造成风化差异的主要原因。

(6) 有机质性质、丰度高低和有机质演化程度的不同,其抗风化能力也有很大的差别。可溶有机质相对容易风化,不溶有机质相对难以风化。因此,风化后的烃源岩样品,可溶有机质如沥青“A”和总烃不是评价烃源岩的好指标;在相同地质条件下,有机质丰度相对较高的样品比有机质丰度低的样品,其风化程度要高一些(表 2-1,表 2-2);有机质成熟度高的样品比成熟度低的样品抗风化程度相对高一些,这可能是因为高成熟—过成熟样品可溶有机质含量低或晚期成岩作用使得岩石变硬的缘故。

可见,上述影响因素使得实际地表烃源岩样品的风化校正变的极其困难和复杂,或者说是不可能完全准确无误的恢复到地下样品未风化时的数值。因此盆地地表样品的风化校正,只选取抗风化的有机碳进行计算,即使这样也只能说使分析数据相对更接近地下实际情况,比不进行风化校正要好一些,并不能完全再现地下的实际情况。风化对可溶有机质如沥青“A”、总烃及热解游离烃 S_1 、裂解烃 S_2 以及热解氢指数 I_H 影响很大,目前技术条件难以进行校正;对不溶有机质干酪根的 H/C 原子比、显微组分、 R^o 和最高热解峰温 T_{max} 等影响相对较小(分析结果略偏低),基本上可以代表地下样品的分析结果。

第二节 柴北缘烃源层的评价标准

一、烃源层有机质丰度的评价标准

国内外通常采用的泥质烃源岩划分标准(表 2-3)和我国陆相烃源岩的评价标准(表 2-4),一般只适用于湖相或海相泥质烃源岩的评价。但是,烃源岩或烃源层评价,还受以下三种主要因素的制约:第一,干酪根类型,由于不同类型干酪根的生烃能力差别很大,例如:在相同有机碳含量、相同岩性和相似成熟度情况下,Ⅰ型干酪根和Ⅲ型干酪根的生烃能力可以相差几倍甚至几十倍。因此,它们的评价标准也不应相同。第二,沉积环境或

岩性的不同,烃源层评价标准也不应相同,湖相或海相泥质岩、煤系、碳酸盐岩的生烃机理、有机质类型和岩石对烃类的吸附性不同或存在着差别。因此,它们的评价标准特别是生排烃下限也不应相同。第三,烃源岩后期改造,主要包括:成熟度和地表风化作用。烃源岩随着成熟度的增高,烃类不断生成和排出,特别是到高一过成熟阶段,使用原始有机质丰度的评价标准判断烃源层的好坏就失去意义了;地表风化后的烃源岩样品的有机质丰度,相对地下原始状态样品的有机质丰度大大减低或发生变化,其烃源岩评价标准也不应完全一样。

表 2-3 国内外通常采用的泥(页)岩烃源岩划分标准

烃源岩级别	最好烃源岩	好烃源岩	中等烃源岩	差烃源岩	非烃源岩
TOC/%	> 2.0	1.0 ~ 2.0	0.5 ~ 1.0(Ⅱ ₁) 0.6 ~ 1.0(Ⅱ ₂) 0.7 ~ 1.0(Ⅲ)	0.3 ~ 0.5(Ⅱ ₁) 0.4 ~ 0.6(Ⅱ ₂) 0.5 ~ 0.7(Ⅲ)	< 0.3(Ⅱ ₁) < 0.4(Ⅱ ₂) < 0.5(Ⅲ)
$S_1 + S_2$ /(mg/g)	> 20	6 ~ 20	2 ~ 6	1 ~ 2	< 1.0
"A"/%	> 0.20	0.10 ~ 0.20	0.05 ~ 0.10	0.015 ~ 0.05	< 0.015
总烃/ $\times 10^{-6}$	> 1000	500 ~ 1000	200 ~ 500	100 ~ 200	< 100

表 2-4 我国陆相烃源岩有机质丰度评价标准表

烃源岩级别	好	中等	差	非烃源岩
TOC/%	> 1.0	1.0 ~ 0.6	0.6 ~ 0.4	< 0.4
"A"/%	> 0.1	0.1 ~ 0.05	0.05 ~ 0.01	< 0.01
HC/ $\times 10^{-6}$	> 500	500 ~ 200	200 ~ 100	< 100
$S_1 + S_2$ /(mg/g)	> 6.0	6.0 ~ 2.0	2.0 ~ 0.5	< 0.5

柴北缘地区侏罗系烃源岩的评价标准是在借鉴我国西北及吐哈盆地侏罗纪煤系地层的评价标准(表 2-5、表 2-6)和华北地区煤系烃源岩的评价标准(表 2-7)的基础上,以生烃能力为界线依据,利用柴北缘收集和最近分析的大量井下样品数据,并编制了柴北缘地区井下样品不同有机质类型的 TOC 与 $S_1 + S_2$ 关系图 2-1 及 TOC 与沥青"A"关系图 2-2,建立了适合本区侏罗纪煤系地层各类烃源岩的评价标准(表 2-8)。例如,当烃源岩母质类型为Ⅱ₂ ~ Ⅲ₁型(相当于 I_H 在 150 ~ 450mg/g 之间)时,TOC < 0.5% 和 $S_1 + S_2$ < 0.5 mg/g 时为非烃源岩;TOC 介于 0.5% ~ 1.0% 和 $S_1 + S_2$ 在 0.5 ~ 2.0mg/g 时为差烃源岩;TOC 介于 1.0% ~ 2.5% 和 $S_1 + S_2$ 在 2.0 ~ 6.0mg/g 时为中等烃源岩;TOC 介于 2.5% ~ 4.0% 和 $S_1 + S_2$ 在 6.0 ~ 10mg/g 时为好烃源岩;TOC 大于 4.0% 和 $S_1 + S_2$ 大于 10mg/g 时为很好的烃源岩,柴北缘地区以这种烃源岩类型为主,这个划分标准也就是本区一般煤系烃源岩的划分标准。烃源岩母质类型为Ⅲ₂(即相当于 I_H < 150mg/g)时,其 TOC 含量要相应提高 0.25% ~ 0.5% 以上,才能达到相同类型烃源岩标准。当烃源岩为Ⅰ ~ Ⅱ₁型母质类型时,

其划分标准就与国内外通常采用的泥质岩烃源岩划分标准(表 2-3)和我国陆相烃源岩的评价标准(表 2-4)相似了。

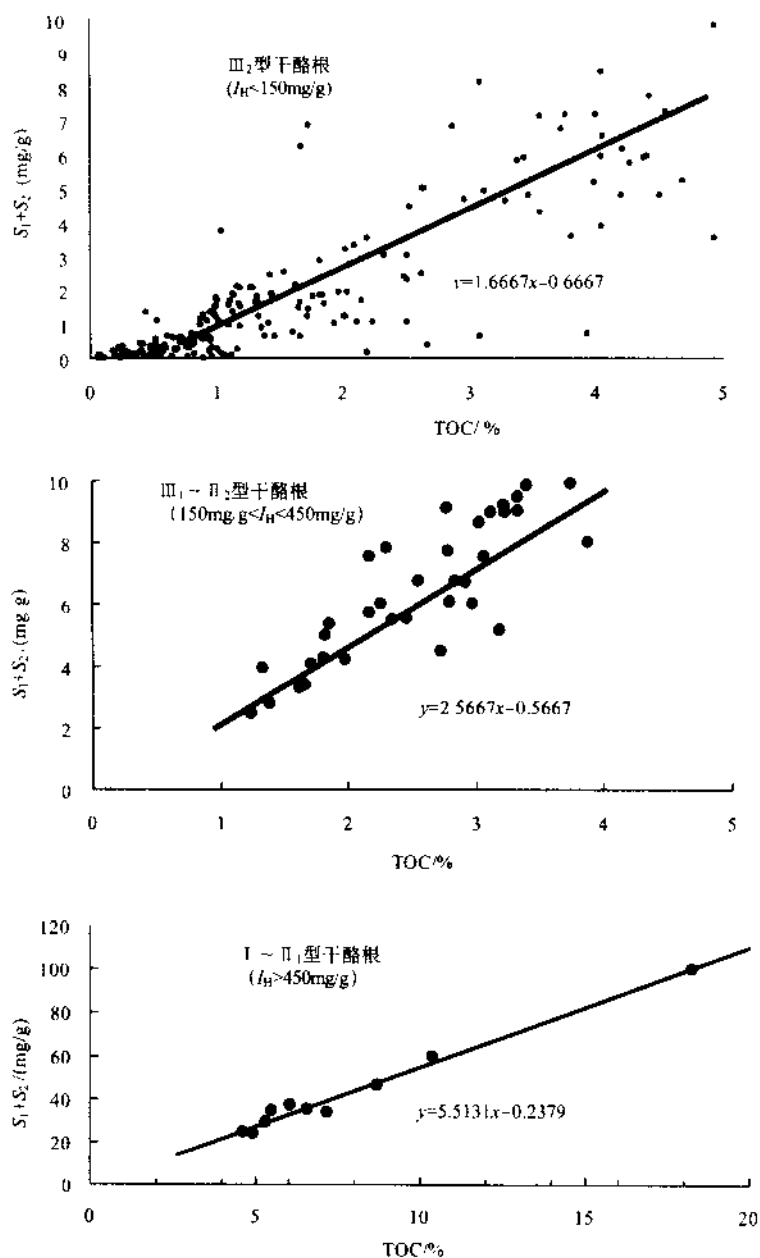


图 2-1 柴北缘侏罗系烃源层不同有机质类型有机碳含量与生烃潜量之间的关系图

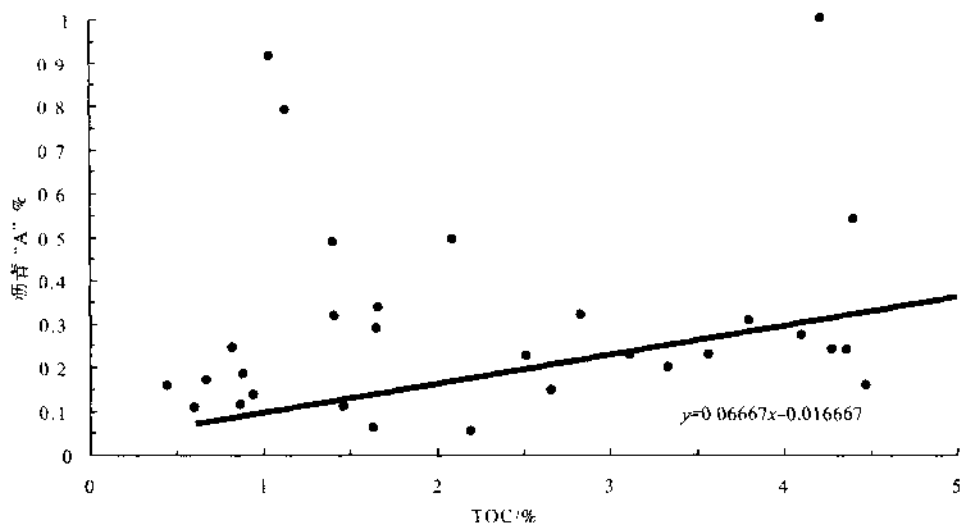


图 2-2 柴北缘侏罗系烃源层有机碳含量和沥青“A”含量之间的关系图

表 2-5 吐哈盆地煤系泥岩有机质丰度评价标准(据程克明等,1994)

烃源岩级别	好	中等	差	非烃源岩
TOC/%	> 3.0	3.0 ~ 1.5	1.5 ~ 0.75	< 0.75
"A"/%	> 0.06	0.06 ~ 0.03	0.03 ~ 0.015	< 0.015
HC/ $\times 10^{-6}$	> 300	300 ~ 120	120 ~ 50	< 50
$S_1 + S_2/(mg/g)$	> 6.0	6.0 ~ 2.0	2.0 ~ 0.5	< 0.5

表 2-6 中国西北地区煤系烃源岩有机质丰度评价标准^①

烃源岩级别	岩性	最好烃源岩	好烃源岩	中等烃源岩	差烃源岩	非烃源岩
TOC/%	泥岩	> 6.0	3.0 ~ 6.0	1.5 ~ 3.0	0.75 ~ 1.5	< 0.75
	碳质泥岩	35 ~ 40	18 ~ 35	10 ~ 18	6 ~ 10	
	煤					
$S_1 + S_2/(mg/g)$	泥岩	> 20	6 ~ 20	2 ~ 6	0.5 ~ 2.0	< 0.5
	碳质泥岩	> 120	70 ~ 120	35 ~ 70	10 ~ 35	< 10
	煤		> 300	200 ~ 300	100 ~ 200	< 100
"A"/%	泥岩	> 12.0	6.0 ~ 12.0	3.0 ~ 6.0	1.5 ~ 3.0	< 1.5
	碳质泥岩					
	煤		> 5.5	2.0 ~ 5.5	0.75 ~ 2.0	< 0.75
总烃/ $\times 10^{-6}$	泥岩	> 700	300 ~ 700	120 ~ 300	50 ~ 120	< 50
	碳质泥岩					
	煤		> 25000	6000 ~ 25000	1500 ~ 6000	1500
$I_{H/(mg/g)}$	碳质泥岩 煤	> 700	400 ~ 700	200 ~ 400	60 ~ 200	< 60
			> 400	275 ~ 400	150 ~ 275	< 150

① 资料据陈建平等,柴达木盆地东部烃源岩地球化学特征与评价,1998

表 2-7 华北地区煤系泥岩有机质丰度评价标准(据秦建中等,2000)

烃源岩级别	很好	好	中等	差	非烃源岩
TOC/%	>6	3.5~6	1.5~3.5	0.5~1.5	<0.5
"A"/%	>0.30	0.15~0.30	0.05~0.15	0.02~0.05	<0.02
HC/ $\times 10^{-6}$	>600	400~600	150~400	50~150	<50
$S_1 + S_2/(mg/g)$	>10	6.0~10	2.0~6.0	1.5~2.0	<0.5
$I_H/(mg/g)$	>250	150~250	100~150	50~100	<50

煤不但是重要的气源岩,而且也可以是油源岩,这已被众多地区的勘探实践所证实。由于煤是有机质高度富集的可燃有机岩,其有机碳含量很高,一般在 50%~80%,有机碳含量只能反映其丰度,不能代表煤生成油气的能力,煤的生成油气能力主要取决于煤的性质。热解氢指数(I_H)不但可以作为反映有机质类型的好参数,而且它直接代表着单位有机碳的生烃潜力,因此它可以作为评价煤的一个重要指标,根据柴北缘地区侏罗系井下样品的统计结果,我们将热解氢指数(I_H)小于 50 mg/g 的煤及煤系烃源岩划分为非烃源岩, I_H 在 50~100 mg/g 之间的为差烃源岩, I_H 变化在 100~150mg/g 之间的为中等烃源岩, I_H 在 150~250 mg/g 之间的为好烃源岩, I_H 大于 250 mg/g 的为很好烃源岩(表 2-8)。

表 2-8 柴北缘地区煤系地层各类烃源岩有机质丰度评价标准

烃源岩级别	岩性	有机质类型	很好	好	中等	差	非烃源岩
TOC/%	泥岩	Ⅱ ₂ ~Ⅲ ₁ 型	>4	2.5~4	1.0~2.5	0.5~1.0	<0.5
		Ⅲ ₂ 型	>6.5	4.0~6.5	1.5~4.0	0.75~1.5	<0.75
		Ⅱ ₁ ~Ⅰ型	>2	1~2	0.5~1.0	0.3~0.5	<0.3
	煤	$I_H/(mg/g)$	>250	150~250	100~150	50~100	<50
"A"/%	泥岩	Ⅱ ₂ ~Ⅲ ₁ 型	>0.25	0.15~0.25	0.05~0.15	0.03~0.05	<0.03
		Ⅲ ₂ 型	>0.30	0.15~0.30	0.05~0.15	0.02~0.05	<0.02
		Ⅱ ₁ ~Ⅰ型	>0.25	0.15~0.25	0.05~0.15	0.03~0.05	<0.03
	煤		>5.5	2.0~5.5	1.0~2.0	0.5~1.0	<0.5
HC/ $\times 10^{-6}$	泥岩	Ⅱ ₂ ~Ⅲ ₁ 型	>600	400~600	150~400	50~150	<50
		Ⅲ ₂ 型	>600	400~600	150~400	50~150	<50
		Ⅱ ₁ ~Ⅰ型	>600	400~600	150~400	50~150	<50
	煤		>2500	600~2500	250~600	100~250	<100
$S_1 + S_2/(mg/g)$	泥岩	Ⅱ ₂ ~Ⅲ ₁ 型	>10	6.0~10	2.0~6.0	0.5~2.0	<0.5
		Ⅲ ₂ 型	>10	6.0~10	2.0~6.0	0.5~2.0	<0.5
		Ⅱ ₁ ~Ⅰ型	>10	6.0~10	2.0~6.0	0.5~2.0	<0.5
	煤		>200	120~200	60~120	30~60	<30

值得注意的是:柴北缘地区烃源岩的这一划分标准,只适用于该地区井下未成熟一成

熟的烃源岩样品或经风化校正和恢复后的地表样品。

二、煤系烃源岩有机质类型的划分标准

由于沉积环境、物质来源及生物组成的差异,使得烃源岩中有机质的生烃潜力呈现出较大的差异。对于烃源岩来讲,有了丰富的有机质,是否就一定能够生成大量的烃,这要取决于有机质类型及其所经历的热演化程度。研究证明:除有机质丰度之外,烃源岩的质量好坏,主要与其所含的有机质类型有关。母质类型不同的烃源岩,在同等演化程度下,其生烃能力可能相差几倍甚至十几倍,或者更大。例如冀中地区饶阳凹陷 E_{s_3} 段的烃源岩,为腐植—腐泥型(即 II_1 型),有机碳含量平均只有 0.75%, 烃含量却高达 1650×10^{-6} , 烃/有机碳为 23.8%; 而廊固凹陷 $E_{s_4} \sim E_k$ 段的烃源岩,为腐植型(即 III 型),有机碳含量多大于 1%, 但烃含量却很低,最高也不超过 450×10^{-6} , 烃/有机碳 $< 5\%$ 。研究还证明:不同类型母质生成烃的性质也不相同,藻类和腐泥母质生成环烷烃或石蜡环烷烃石油,其生烃期长、生油带厚、生气量少;而高等植物等腐植型母质则相反,生成石蜡基或芳香族石油,其生烃期短、生油带薄、生气量大并有凝析油生成。

由此可见,一定数量的有机质(包括烃源岩有机质含量及烃源岩数量)是成烃的物质基础,而有机质的质量(即母质类型好坏),则决定着生烃量的大小及生成烃类的性质和组成。因此,理论上说,有机质的生烃能力取决于其中富氢组分的含量和性质。但实际并非如此,由于各种参数的获得方法不同,岩性对其有一定的影响,煤系地层有机质丰度往往较高,对烃类的吸附不能忽视,因此对某些参数应有所调整。陈建平等(1998 年)根据我国西北地区侏罗系煤系地层的特点,对我国一般湖相有机质类型的评价标准进行了修改,建立了一套煤系地层有机质类型的划分标准(表 2-9)。我们认为,除了考虑干酪根元素组成、碳同位素特征及有机官能团性质外,还应考虑干酪根的显微组分分析结果(这是目前划分有机质类型的主要指标),柴北缘地区侏罗系是一套典型的煤系地层,因此,我们对这一标准进行了补充修改,增加了干酪根显微组分这一主要指标,用来评价和划分柴北缘地区侏罗系煤系地层(表 2-10)。在划分煤系烃源层时,借鉴国内常见的有机质类型划分方法,也采用五分法(即分为: III_2 、 III_1 、 II_2 、 II_1 和 I 型干酪根)。

表 2-9 煤系烃源岩有机质类型划分评价标准^①

烃源岩级别	非	很差	差	中	好	很好
有机质类型	III_2	III_2	III_1	II	I_2	I_1
H/C 原子比	< 0.6	$0.6 \sim 0.8$	$0.8 \sim 1.0$	$1.0 \sim 1.3$	$1.3 \sim 1.5$	> 1.5
$\delta^{13}C/\text{‰}$	> -21	$-21 \sim -23$	$-23 \sim -25$	$-25 \sim -28$	$-28 \sim -30$	< -30
1460/1600		< 0.15	$0.15 \sim 0.4$	$0.4 \sim 1.0$	$1.0 \sim 2.0$	> 2.0
2920/1600		< 0.5	$0.5 \sim 1.5$	$1.5 \sim 4.0$	$4.0 \sim 10$	> 10
$I_H/(mg/g)$	泥岩	< 60	$60 \sim 100$	$100 \sim 180$	$180 \sim 400$	$400 \sim 700$
	碳质泥岩	< 60	$60 \sim 110$	$110 \sim 200$	$200 \sim 400$	$400 \sim 700$
	煤	< 60	$60 \sim 150$	$150 \sim 275$	$275 \sim 400$	$400 \sim 700$

① 资料据陈建平等,柴达木盆地东部烃源岩地球化学特征与评价,1998。

表 2-10 柴达木北缘地区煤系烃源岩有机质类型划分评价标准

指标	有机质类型				
	I	II ₁	II ₂	III ₁	III ₂
腐泥组含量/%	> 90	90 ~ 60	60 ~ 30	30 ~ 10	< 10
镜质组含量/%	< 10	10 ~ 30	30 ~ 60	60 ~ 90	> 90
类型指数 TI	> 80	80 ~ 40	40 ~ 0	0 ~ -40	< -40
H/C 原子比	> 1.5	1.5 ~ 1.25	1.25 ~ 1.0	0.75 ~ 1.0	< 0.75
O/C 原子比	< 0.1	0.1 ~ 0.2	0.2 ~ 0.3	0.25 ~ 0.35	> 0.3
$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$	< -30	-30 ~ -27	-27 ~ -25	-23 ~ -25	> -23
$5\alpha - \text{C}_{27}/5\alpha - \text{C}_{27}$	> 2	2 ~ 1.2	1.2 ~ 0.8	0.8 ~ 0.5	< 0.6
$I_{\text{H}}/(\text{mg/g})$	> 700	700 ~ 400	400 ~ 150	100 ~ 250	< 100
降解潜率 D	> 65	65 ~ 35	40 ~ 10	10 ~ 20	< 10

三、煤系烃源岩有机质成熟阶段的划分标准

根据煤系烃源岩的生烃特点、生烃相态、生烃量、生排烃模式和有机地球化学成熟度指标等,可以将有机质的热演化划分为未成熟、低成熟、成熟、高成熟和过成熟五个阶段(表 2-11)。

(一) 未成熟阶段

指煤系烃源层还未开始大量生成和排出烃类的早期成岩作用阶段。一般来说,该阶段的特征是: R^0 小于 0.4% ~ 0.6%; T_{max} 小于 430 ~ 435℃; 温度较低,一般低于 60 ~ 100℃ (视地层时代、恒温时间而变化)。这一阶段可能有两个特殊的情况:①如果煤系烃源岩中含有较高的树脂体、木栓质体等早期生烃显微组分,在 $R^0 = 0.35\% \sim 0.4\%$ 就会开始大量生成和排出烃类,形成未熟油。②煤系烃源岩的沉积早期阶段,有可能形成生物甲烷气,在生储盖和圈闭具备的条件下,生物成因气也能形成大中型气田。

(二) 低成熟阶段(成熟阶段早期)

指煤系烃源岩开始大量生成和排出烃类的早成岩 B 期或晚成岩 A 期,其一般特征是: R^0 在 0.5% ~ 0.7% 之间; T_{max} 在 430 ~ 437℃ 之间。一般来说,煤系烃源岩在这一阶段如果沥青“A”含量大于 2% 时,可能生成的主要是煤成油;对于大部分煤系烃源岩来说,沥青“A”/TOC 和 HC/TOC 开始明显增加,但其比值仍很低,HC/TOC 小于 3%,达不到约为 3% 的排烃下限值;天然气还未大量生成。

表 2-11 煤系烃源岩成熟阶段划分的主要指标

阶段		未成熟	低成熟	成熟	高成熟	过成熟
指标						
$R^o/\%$		< 0.5	0.5 ~ 0.7	0.7 ~ 1.3	1.3 ~ 2.0	> 2.0
古温度/℃	实测今地温	< 50 ~ 90	< 60 ~ 115	< 85 ~ 170	< 100 ~ 194	> 130 ~ 194
	包裹体均一温度	< 50 ~ 90	60 ~ 115	85 ~ 170	100 ~ 194	> 130 ~ 194
	磷灰石裂变径迹	< 50 ~ 90	60 ~ 115	85 ~ 170	100 ~ 194	> 130 ~ 194
	时温指数/TIT	< 3	3 ~ 20	20 ~ 160	160 ~ 600	> 600
埋藏深度/km	现今埋深	< 2 ~ 3	< 2 ~ 3.5	< 3 ~ 5.3	< 3.8 ~ 6.2	
	古埋深	< 2 ~ 3	2 ~ 3.5	3 ~ 5.3	3.8 ~ 6.2	> 5 ~ 6.2
热解	$T_{max}/^{\circ}\text{C}$	< 430	430 ~ 437	437 ~ 475	470 ~ 500	> 500
	$I_{11}/(\text{mg/g})$	150 ~ 250	→			< 30
"A"/TOC/%		< 4	< 8	< 8	< 3	< 2
HC/TOC/%		< 3	< 3	> 3	> 3	< 2
C_{15+} 烃/TOC		< 1.5	< 2.5	< 2.5	< 1.5	< 1
元素分析	H/C 原子比	0.75 ~ 0.85	→			< 0.6
	O/C 原子比	< 0.2 ~ 0.25	→			< 0.05
孢粉或壳质体	热变指数	< 2.5	2.5 ~ 3.5	3.5 ~ 4.5	> 4.5	5
	颜色	淡黄—黄色	黄色—棕黄	黄棕—棕色	深棕—棕黑色	黑色
煤岩热失重/%		> 20	→			< 5
煤岩挥发分/%		> 25 ~ 30	→			< 10
X 衍射伊蒙混层蒙脱石含量/%		> 50	→			< 15 ~ 20

(三) 成熟阶段

指煤系烃源岩大量生成和排出烃类的晚成岩作用阶段,其一般特征是: R^o 变化在 0.7% ~ 1.3% 之间; T_{max} 在 437 ~ 475℃ 之间;有大量煤成油和煤成气生成和排出。煤成油为轻质油,也可能为凝析油;煤成气为湿气,其 C_2^+ 含量一般在 5% ~ 20% 左右。

(四) 高成熟阶段

指煤系烃源岩大量生成和排出天然气的晚成岩作用阶段后期,其一般特征是: R^o 变化一般在 1.3% ~ 2.0% 之间; T_{max} 在 475 ~ 500℃ 之间;有大量煤成气和煤型凝析油生成和排出。煤成气为湿气,其 C_2^+ 含量一般在 20% ~ 5% 之间。

(五) 过成熟阶段

指煤系烃源岩大量天然气生成和排出的枯竭阶段,其一般特征是: R^o 大于 2%; T_{max}

大于 500℃;这一阶段煤系烃源岩干酪根只生成或热裂解下来少量的干气,属煤成气。其 C_2 含量小于 5%。

在划分煤系烃源岩成熟阶段时,首先要综合分析和利用有机地球化学成熟度指标 (R^o 、 T_{max} 、 I_H 、H/C 原子比、HC/TOC、饱和烃色谱的 OEP、生物标志物异构化参数、吸附气分析、芳烃气相色谱、热解气相色谱和热失重等),并结合古今地温梯度和实际地质条件建立有机质热演化综合剖面,找出各项成熟度指标的“拐点”,以便能够准确地划分出成熟阶段。一口单井或一个有机质热演化综合剖面一般不会都出现上述五个成熟阶段,有的只有低成熟和成熟阶段,对找油气有利;有的只有高成熟和过成熟阶段,对找气有利;有的只有未成熟阶段,对找油气都不利(有时生物甲烷等例外)。

第三节 测井解释烃源岩有机碳的方法和应用

一、方法:声波-电阻率曲线组合法

Passey 等(1989)研究了一项可以使用于碳酸盐岩和碎屑岩烃源层的技术,它把声波测井和电阻率曲线重叠起来预测不同成熟度条件下烃源岩的有机碳含量。在具体应用时,要求声波传播时间曲线刻度为 $-328\mu s/m$ (或 $-100\mu s/ft$, $ft=0.3048m$),相对应的电阻率曲线刻度为两个对数刻度(例如 $0.1\sim 10\Omega\cdot m$ 或 $1\sim 100\Omega\cdot m$)等间距。把非烃源岩的两条曲线叠加在一起,当它们在一定深度范围内“一致”或完全重叠时作为基线,用两条曲线间的间距来识别富含有机质的层段和计算烃源层的有机碳含量。

首先计算 $\Delta \lg R$,其代数方程为

$$\Delta \lg R = \lg(R/R_{\text{基线}}) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{\text{基线}})$$

式中, $\Delta \lg R$ 为实测曲线间距在对数电阻率坐标上的读数;

R 为实测电阻率, $\Omega\cdot m$;

Δt 为实测声波传播时间差, $\mu s/ft$,

$R_{\text{基线}}$ 为非烃源岩基线的电阻率, $\Omega\cdot m$;

$\Delta t_{\text{基线}}$ 为非烃源岩基线的声波传播时间差, $\mu s/ft$;

0.02 为每一个电阻率刻度对应的声波传播时间差 $-50\mu s/ft$ 比值。

通常 $\Delta t_{\text{基线}}$ 值在整个井都一样,仅 $R_{\text{基线}}$ 值在

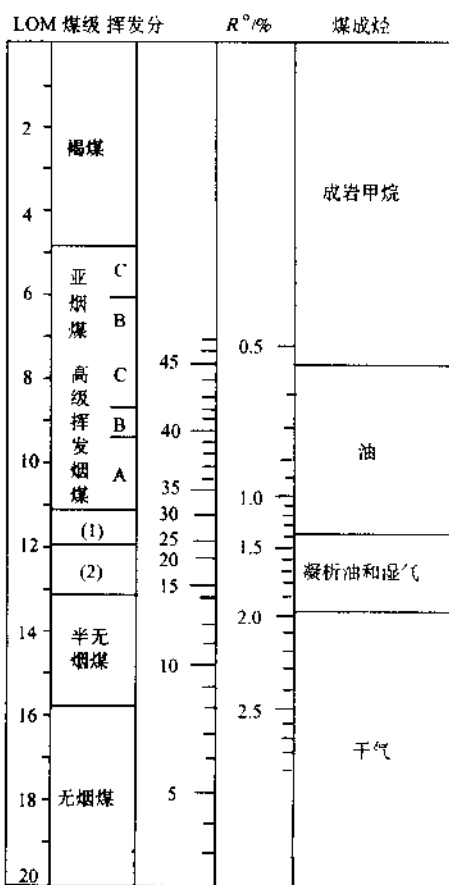


图 2-3 有机质变质标尺 (R^o) 与各种煤级(成熟度)参数的对应关系(Hood et al., 1975)

(1) 中挥发分烟煤; (2) 低挥发分烟煤

变化使曲线重合。然后计算烃源岩的有机碳含量,其经验方程是:

$$\text{TOC}\% = 10^{(2.297 - 0.1688 \times \text{LOM})} \times \Delta \lg R$$

式中,TOC 为有机碳含量, %

LOM 为成熟度。

LOM 可以用成熟度参数例如 R° 求得,它们的对应关系见图 2-3。当 LOM = 7 时,一般对应的是成熟门限;LOM = 12 时,一般对应的是过成熟阶段(凝析油湿气下限)的开始。

TOC% 可以用上式求得,计算时对原方程两处做了修改,一是把原方程 $\Delta \lg R = \lg 10 (R/R_{\text{基线}}) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{\text{基线}})$ 中去掉 10;二是未加 0.8% 的 TOC 背景值,这是从柴北实际测井解释中得出的,即使这样,测井解释 TOC% 仍比实测 TOC% 相对偏高一些;也可以用 $\Delta \lg R - \text{TOC}\%$ 图版(图 2-4)求取。烃源岩和含油层段中都存在 $\Delta \lg R$,在计算 TOC 剖面时,可以用自然伽马或自然电位来排除储集层段。

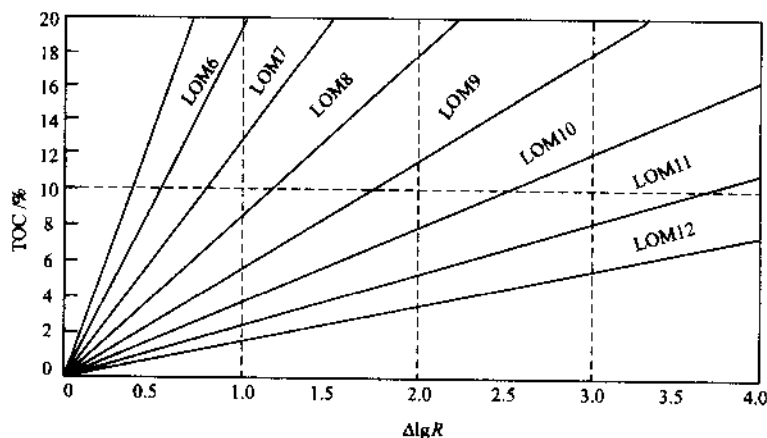


图 2-4 $\lg R$ -TOC 关系图

二、声波-电阻率曲线组合法解释有机碳含量与 实测有机碳含量的对比和应用

(一) 冷科 1 井侏罗系下统烃源岩电测解释和实测 有机碳含量的对比

从冷科 1 井侏罗系下统测井曲线解释的有机碳含量和烃源岩实测有机碳含量的对比(图 2-5)来看,该段可分为上、中、下三段。

上段(第一段):3473~4112m,为深灰色、灰黑色泥岩和砂质泥岩发育段,声波时差曲线变化在 $75\mu\text{s}/\text{ft}$ ① 左右,电阻率曲线在 3473~3800m 井段较高, $\Delta \lg R$ 变化在 0.26~0.30 之间, R° 变化在 0.5% 左右,LOM 为 7,这样计算的有机碳含量变化在 3.39%~3.91% 之间,与实测有机碳含量平均为 3.71% 十分接近。电阻率曲线在 3800~3970m 井段几乎与

① $1\text{ft} = 0.3048\text{m}$ 。下同。

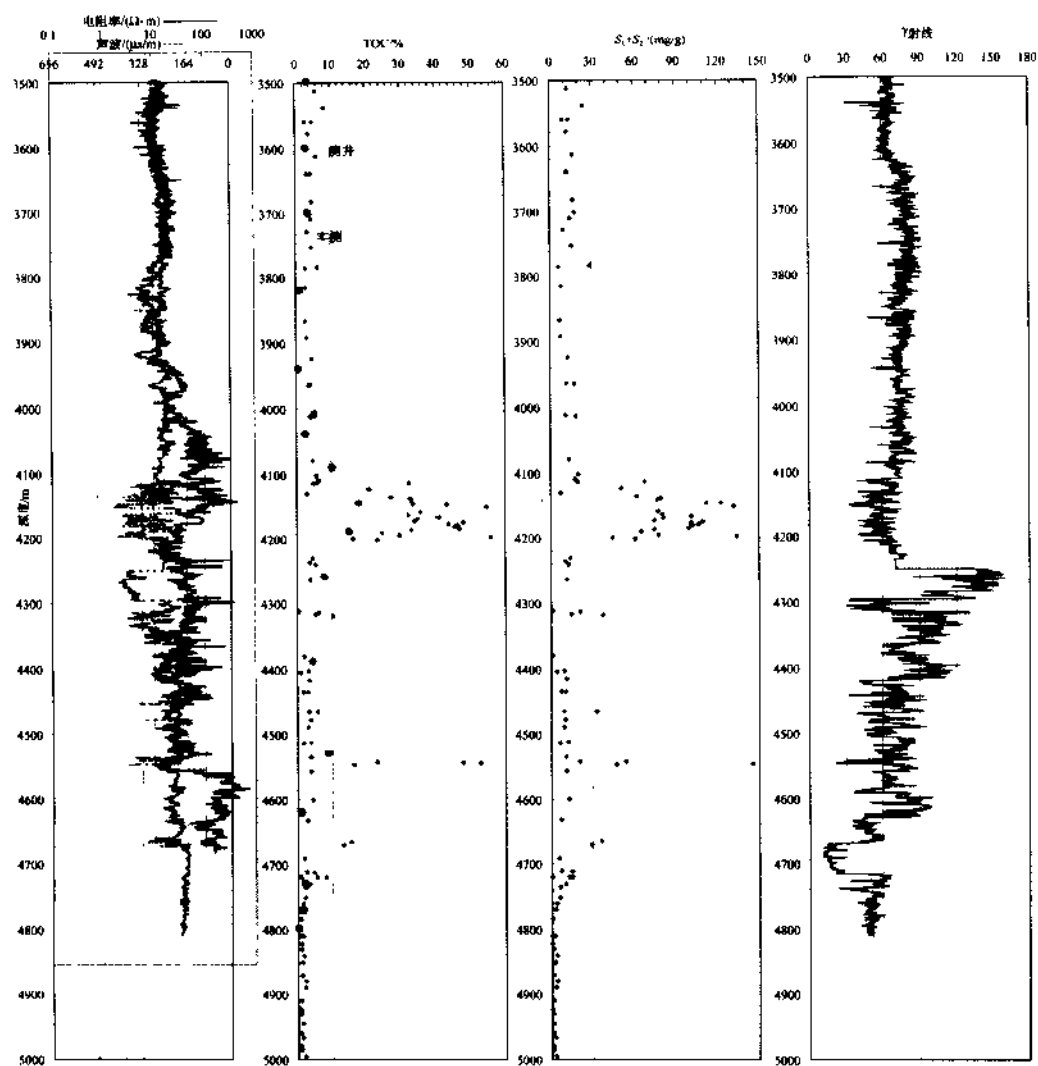


图 2-5 冷料 1 井侏罗系测井曲线解释的有机碳含量与实测有机碳含量的对比图

声波时差曲线重合,这样测井计算的有机碳含量应较低(小于 $0.88\% \sim 1.24\%$),只有实测有机碳含量的 $1/2 \sim 1/3$ 左右,由于本段均为岩屑样品,实测值是否能代表该段岩石的真实含量,值得考虑。电阻率曲线在 $3970 \sim 4100\text{m}$ 井段明显增大, $\Delta \lg R$ 变化在 $0.30 \sim 1.6$ 之间, R° 变化在 0.65% 左右, LOM 为 8,这样计算的有机碳含量变化在 $2.65\% \sim 10.61\%$ 之间,与实测有机碳含量(4% 左右)相比高了一些。

中段(第二段): $4112 \sim 4740$ (实际上 4670)m, 为灰黑色、深灰色碳质泥岩和煤层发育段,声波时差曲线出现正向跳越,最高可达 $125 \mu\text{s}/\text{ft}$,这可能是煤层和高有机质含量的碳质泥岩所致,电阻率曲线在对应声波时差高值井段也出现高值段, $\Delta \lg R$ 最高可以达到 3, R° 变化在 0.75% 左右, LOM 为 9,这样计算的有机碳含量最高可以到达 18% ,比煤实测有机

碳含量偏低。它们总的变化趋势均为从上到下逐渐变低。

下段(第三段):4740~4800(或到井底 5200)m,为深灰色、灰色泥岩、砂质泥岩、少量灰色泥灰岩、灰岩发育段,本段声波时差曲线相对基值($75\mu\text{s}/\text{ft}$)出现负向偏离($50\mu\text{s}/\text{ft}$ 左右),尽管电阻率曲线出现较高的正向变化, $\Delta\lg R$ 值并不太高($0.5\sim 0.9$), R° 变化在 0.9% 左右,LOM为 $10\sim 11$,这样计算的有机碳含量一般为 $0.35\%\sim 2.48\%$,与实测有机碳含量基本一致。

总的来说,冷科1井侏罗系下统用测井曲线解释的有机碳含量和实测的有机碳含量基本上可以对比,因此这种方法在柴北缘地区是可以应用的。

(二) 深85井侏罗系下统烃源岩电测解释 与实测有机碳含量的对比

深85井侏罗系实测有机碳含量只有4个数据($3033\sim 3085\text{m}$),与电测解释的有机碳含量基本相当(见图2-6),从测井曲线解释结果可以看出:

深85井可以分为4段,第一段是2780m以上的第三系声波时差和电阻率曲线重合段,本段以红色地层为主,有机碳含量很低,为非烃源层;

第二段2780~3150m井段,本段声波时差和电阻率曲线间互出现重合或正向分离,在2780~2840m和2970~3090m井段出现的正向分离段,电测解释的有机碳含量一般在 $2.6\%\sim 7\%$ 之间,而测井曲线重合段则可能是第三系非烃源层;

第三段3150~3400m井段,可能与冷科1井侏罗系下统中段(第二段)的下部相当,即灰黑色、深灰色碳质泥岩和薄煤层发育段,有机碳含量较高;

第四段3500~4000m井段,可能与冷科1井侏罗系下统下段(第三段)相当,声波时差曲线相对基值($75\mu\text{s}/\text{ft}$)出现负向偏离,电阻率曲线出现较高的正向偏离,估计本段 R° 值已经较高,电测解释的有机碳含量一般在 $1.7\%\sim 2.6\%$ 之间。

(三) 石地16井电测解释结果

石地16井位于冷湖三号构造,其中在1130m以上的第三系井段,声波时差和电阻率曲线几乎完全重合,为非烃源层段,在1130~1240m井段,电阻率曲线出现较小的正向偏离,可能属于侏罗系的差烃源岩,有机碳均小于 $1.5\%\sim 2\%$ 。

(四) 石深15井电测解释结果

位于冷湖三号构造边缘的石深15井在1892m以上的第三系井段,声波时差和电阻率曲线也几乎完全重合,属于非烃源层段,在1892~1990m井段,声波时差和电阻率曲线均出现正向偏离,解释有机碳含量变化在 $0.5\%\sim 8\%$ 之间,怀疑可能有侏罗系烃源岩存在,这与地层分析该地区未发育侏罗系地层的观点不太一致。

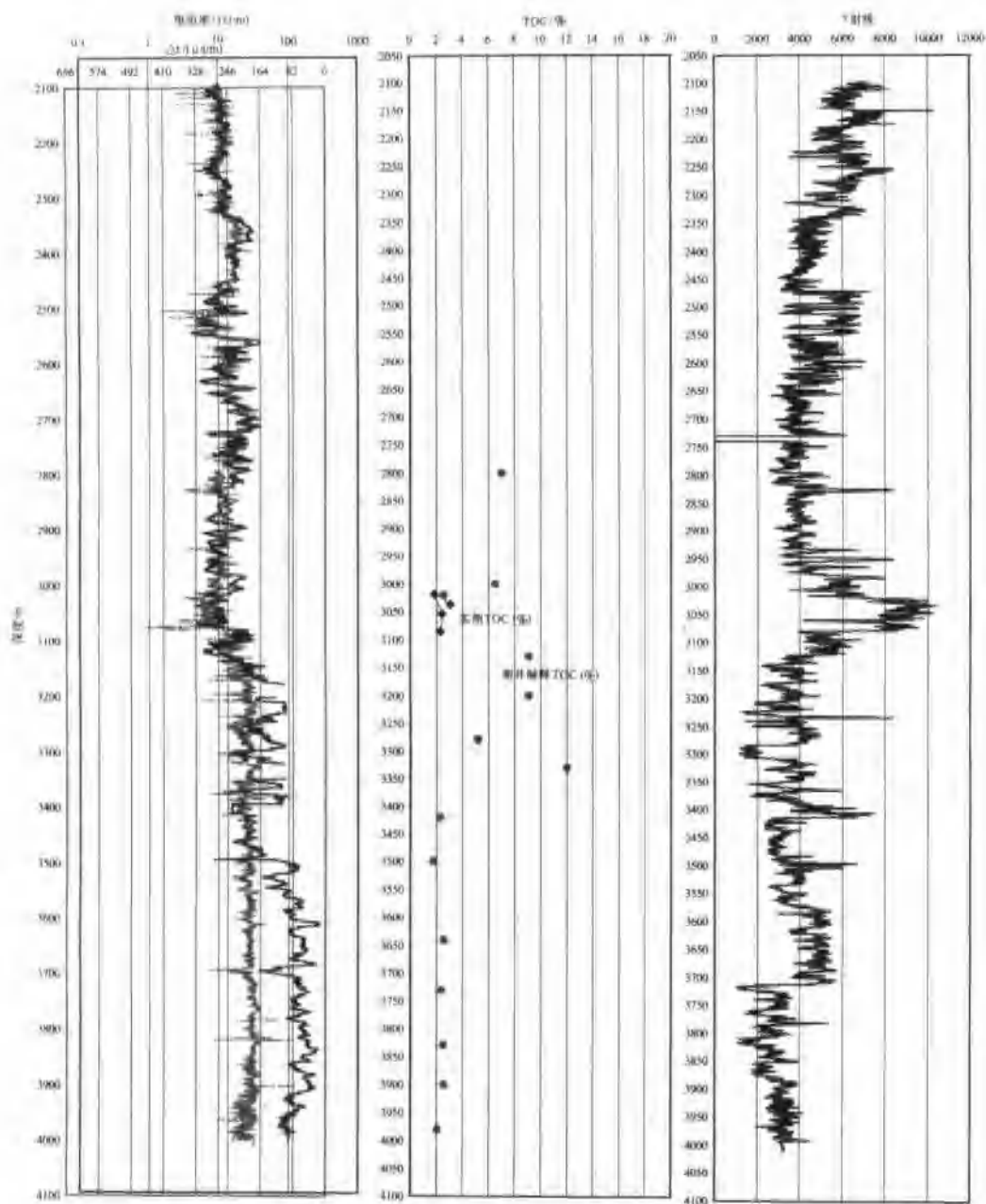


图 2-6 深 85 井侏罗系测井曲线解释的有机碳含量示意图的对比图

(五) 潜参 2 井、潜深 11 井解释结果

潜参 2 井侏罗系中统测井曲线的特征与冷科 1 井等侏罗系下统的特征并不完全相同,其特征是电阻率曲线在侏罗系中统变化在基线附近($10\Omega\cdot m$),而声波时差曲线正向跳跃幅度突然增加,推测其有机碳含量变化在 2%~14% 之间。

潜深 11 井虽然在 3812 ~ 4000m 也定为中侏罗统,但是从测井曲线的特征来看并未出现明显的 $\Delta \lg R$,其声波时差和电阻率曲线在此井段几乎完全重合,可能是中侏罗统在本井段变差的缘故。

(六) 早 2 井第三系测井解释和实测有机碳含量的对比

从早 2 井第三系测井曲线解释的有机碳含量和实测有机碳含量的对比(图 2-7)来看,总体上可以分为两段:

第一段:2700 ~ 4350m,声波时差曲线变化在 $20 \mu\text{s}/\text{ft}$ 左右,电阻率曲线变化在 $5 \Omega \cdot \text{m}$ 左右, $\Delta \lg R$ 几乎为零,实测有机碳含量平均在 0.2% 左右,为非烃源岩。测井曲线解释结果

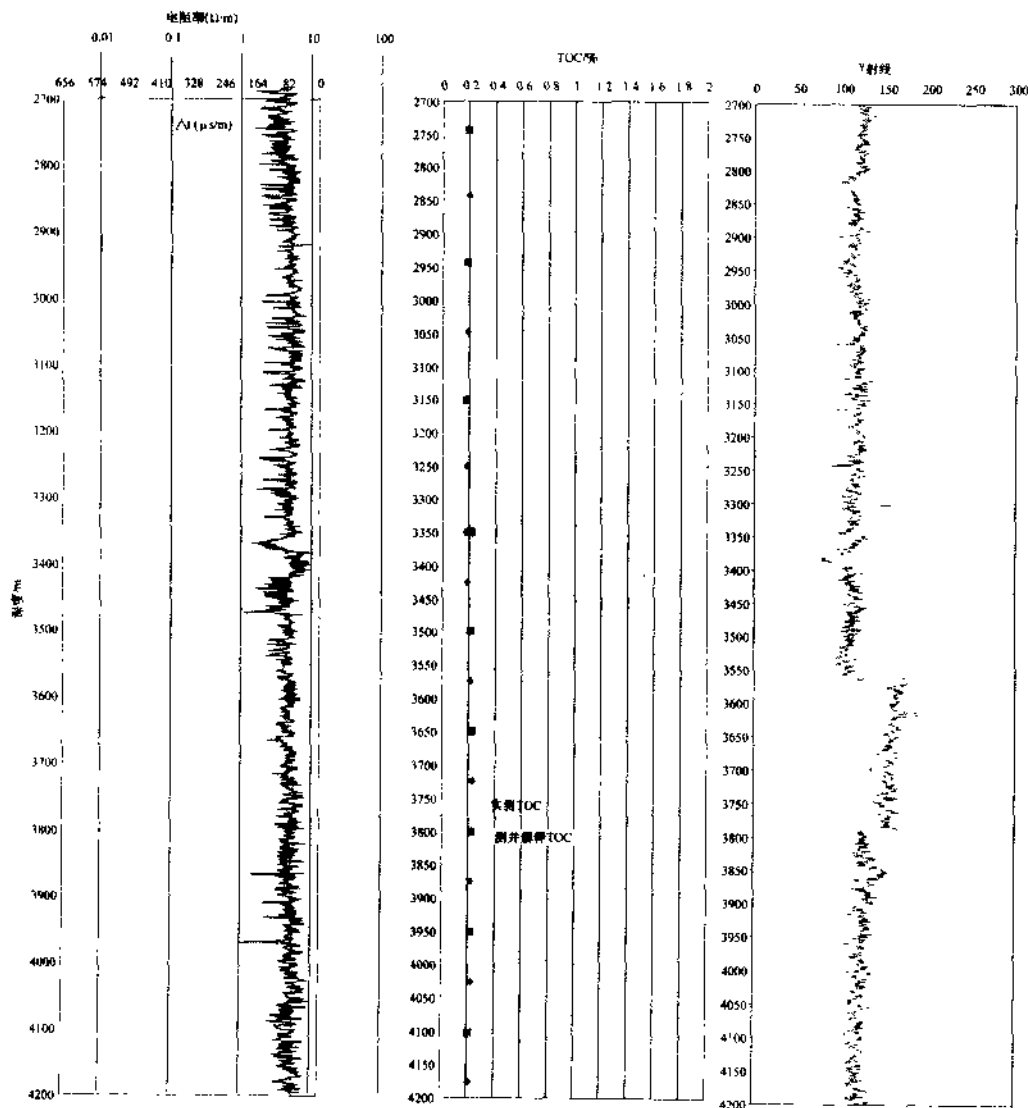


图 2-7a 早 2 井上第三系测井曲线解释的有机碳含量与实测有机碳含量的对比图

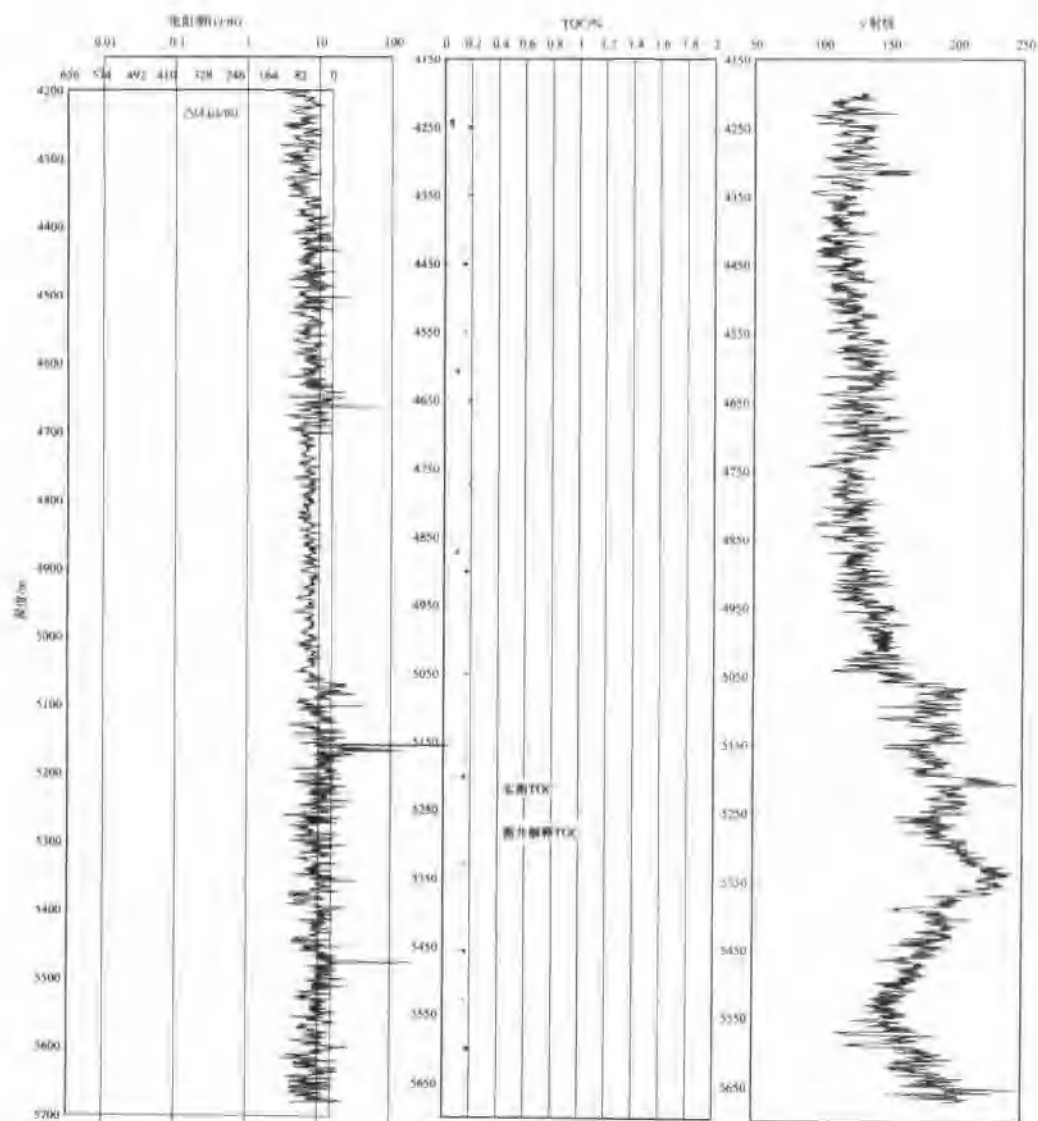


图 2-7b 早 2 井上第三系测井曲线解释的有机碳含量与实测有机碳含量的对比图

和烃源岩实测有机碳含量基本一致(图 2-7a)。

第二段:4350~5670m,声波时差曲线仍变化在 $20\mu\text{s}/\text{ft}$ 左右,但是电阻率曲线出现正向偏离, $\Delta\lg R$ 明显,根据 $\Delta\lg R$ 和 $R''(\text{LOM})$ 推算的有机碳含量变化在 0.4%~1.0%之间,比本段实测烃源岩的 TOC (<0.2%)要高出很多(图 2-7b),这一问题有待进一步的研究。

总的来说,柴北地区侏罗系和第三系测井曲线解释的有机碳含量和实测的有机碳含量基本上可以对比,这种方法在柴北地区可以应用。但其可靠程度仍有待今后进一步证实。

小 结

本章根据柴北缘侏罗系烃源岩的大量分析数据,考虑到风化作用、母质类型和成熟度的影响,在借鉴国内外煤系烃源岩评价标准的基础上,建立了适合本区侏罗纪煤系烃源岩的评价标准。

根据柴北地区冷科 1 井等 6 口井侏罗系和第三系的测井曲线解释结果及与烃源岩实测有机碳含量的对比结果认为:测井曲线解释的有机碳含量和烃源岩实测有机碳含量基本吻合,这种方法在柴北地区是可以得到应用。

第三章 柴北缘烃源岩生烃热压模拟实验

第一节 前人的工作及样品筛选

一、前人的工作

近几年,各研究单位和院校在柴北缘地区作了很多工作,其中江汉石油学院 1997 年做了鱼卡断陷 Y28 孔、Y24 孔四块样品的生烃热压模拟实验,数据表和产烃曲线齐全。石油大学 1998 年做了柴达木盆地第三系和侏罗系烃源岩的生烃热压模拟实验,第三系为井下样品,侏罗系主要是地面露头样品。

两家的模拟实验样品和结果见表 3-1。根据上述模拟实验结果和我们的实践经验有以下几点看法:

表 3-1 柴达木盆地烃源岩已有模拟实验结果数据表

单位	序号	层位	地点或井号	岩性	介质	生油率/(kg/t)	生气率/(m ³ /t)
石油大学	1	E ₃	七 6-8 井	泥岩	加水	521.3	779
	2	N ₂	南 4 井	泥岩	加水	403.3	
	3	N ₁	耀参 3 井	泥岩	不加水	204.6	447
	4	E ₃	碱 1 井	泥岩	不加水	204.6	392
	5	J	鱼卡露天煤系	泥岩	不加水	23.6	
	6	J	绿草山矿露头	煤夹泥岩	加水	48.4	43
		J	绿草山矿露头	煤夹泥岩	不加水	23.6	379
	7	J	绿草山侏罗系	煤夹泥岩	加水	106.2	54.6
		J	绿草山侏罗系	煤夹泥岩	不加水	49.2	253.5
	8	J	冷湖	碳质泥岩	加水	226.2	211.8
江汉石油学院	9	J	新高泉露天煤	煤	不加水	59.02	92.8
	1	J	Y28 孔	煤		40.54	124.81
	2	J	Y28 孔	泥岩		116.61	353.4
	3	J	Y28 孔	泥岩		119.57	378.18
	4	J	Y24 孔	油页岩		499.22	475.12

注:1. 石油大学表中的生气率 = 烃气产率 + 1/2 氢气产率。2. 生油率、生气率按单位重量碳产出率计算。

(1) 加水与不加水实验结果明显不同,加水模拟实验生油率高,烃气产率低。加水模拟实验更接近实际地质条件下烃源岩的生排烃过程,所以最好采用加水热压模拟实验。已做过的模拟实验有加水的,也有未加水的,产烃率必定有差异。

(2) 第三系泥岩生油率^①和生气率^①都比较高,生油率为 204.6~521.3kg/t,生气率为 392~779m³/t 侏罗系烃源岩除油页岩外,大多数样品的生油率和生气率都比第三系泥岩低。

(3) 同一地区岩性不同,生油率和生气率有很大差异,如鱼卡 Y24 孔油页岩生油率高达 499.2kg/t,生气率高达 475.1m³/t; Y28 孔泥岩生油率为 116.1~119.6kg/t 生气率为 353.4~378.2m³/t; Y28 孔的煤生油率和生气率只有 40.5kg/t 和 124.8 m³/t。

(4) 不同地区相同岩性的烃源岩生油率和生气率相差也很大,如 Y28 孔和冷湖的泥岩生油率和生气率比绿草山泥岩高;同一地区相同岩性的烃源岩生油率和生气率也相差很多。从各地区井下和露头样品分析资料来看,也反映出因地区和岩性不同,生烃潜力相差很多。

(5) 柴达木盆地北缘侏罗系煤岩、碳质泥岩、泥岩和油页岩广泛分布,但已做模拟实验的样品在面上分布不够,井下样品较少,未考虑同一岩性不同生烃能力(不同类型)的样品,因实验方法不统一(如加水与不加水),也会造成产烃率的差异。本次模拟实验以弥补以往的不足。

二、模拟实验样品的筛选

正确选择有代表性的未成熟或低成熟模拟实验样品至关重要,它关系到模拟实验的

表3-2 柴北缘地区筛选出的模拟样品热解分析资料

序号	地区	井号 或 剖面	样品 编号	井深 /m	层 位	岩性	T _{max} /℃	S ₁ +S ₂ /(mg/g)	I _H /(mg/g)	C _P / TOC /%	TOC /%	R ⁰ /%	类型
1	冷湖地区	冷科1井	LK ₁	3484~3486	J ₁	灰黑色泥岩	426	10.68	200	18	4.86	0.53	II ₂
2			LKN ₁	4177~4178	J ₁ ^中	煤	447	96.82	214	17.74	45.3	0.81	III ₁
3			深86 ₃₃	3498.13	J ₁ ^中	灰黑粉砂质泥岩	427	12.4	224	18.71	5.5	0.58	II ₂
4			深86 ₃₄	3498~3506	J ₁ ^中	灰黑粉砂质泥岩	431	7.74	160	13.52	4.75	0.57	II ₂
5		石地22井	石地22井	第2盒中	J ₁ ^中	灰色含砂泥岩	439	0.61	35	3.05	1.66	0.45	III ₂
				第63盒下	J ₁ ^中	深灰色泥岩	438	1.04	49	4.09	2.11		
				第68盒上	J ₁ ^中	灰黑含砂质泥岩	433	3.52	70	5.93	4.93		
				第79盒上	J ₁ ^中	灰色泥岩		6.46	98	8.31	6.45		
				第83盒中	J ₁ ^中	深灰色泥岩	433	0.87	62	5.31	1.36		
				第114盒下	J ₁ ^中	灰色泥质砂岩	432	2.39	94	8	2.48		
6	圆顶山	圆顶山	YDS ₁₀	露头	J ₂	页岩	427	2.59	46	3.92	3.92	0.41	III ₂
7			YDS ₁₃	露头	J ₂	深灰色泥岩	436	13.08	297	24.79	4.38	0.58	III ₁
8	鱼卡地区	鱼33井	鱼33 ₁	1446~1466	J ₂ ^中	深灰色泥页岩	434	34.63	610	52.45	5.48	0.4	II ₁
1468~1478				J ₂ ^中	深灰色泥页岩	438	46.49	519	44.25	8.72			
1480~1490				J ₂ ^中	深灰色泥页岩	433	29.39	543	45.85	5.32			
9			鱼33 ₂	1492~1510	J ₂ ^中	深灰色泥页岩	431	18.78	406	34.33	4.54	0.48	II ₁
				1510~1534	J ₂ ^中	深灰色泥页岩	427	24.08	379	32.13	6.22		
10			鱼33 _中	1716	J ₂ ^中	煤	420	174.7	246	20.82	69.7		III ₁
11	鱼卡	YK ₂₂	露头	J ₂ ^中	深灰色泥岩	437	15.18	306	25.45	4.957	0.66	II ₂	
12	大煤沟	大煤沟	DMG ₂₂	露头	J ₁ ^中	富有机质页岩*	429	163	396	35.81	40.02		II ₂
13	大煤沟	大煤沟	DMG ₄₀	露头	J ₁ ^中	油页岩	433	227.9	578	48.88	38.7		II ₁
14	一里坪	红四1		1910.12~1910.62	N ₂	灰色钙质泥岩	412	0.13	44	4	0.27		III ₂

* 介于碳质页岩与油页岩之间的一种富含有机质的黑褐色页岩。

① 本书的生油率、生气率除另有标注者外,皆按单位重量碳产出率计。

成败和效果的好坏。据过去研究成果,柴北侏罗系烃源岩主要是泥岩、碳质泥岩、油页岩和煤岩。从现已采集到的和已分析的样品情况来看,井下样品少,地面露头样品多;钻井岩心样品采样数量少,地面采集样品数量多。根据上述情况,我们尽量选取井下样品,一个样品量不足时,采取将岩性相似、井段相近、有机质丰度相近的样品合并为一个模拟实验样品。没有井下岩心样品时,只好选取地面样品。

根据上述原则,我们选取了不同岩性、不同有机质类型的样品 14 个,其中井下岩心样品 6 个,井下岩屑样品 3 个,地面露头样品 5 个。按岩性来分,泥页岩 10 个,富有机质页岩 1 个,油页岩 1 个,煤岩 2 个。按类型来分,Ⅱ₁ 类 3 个,Ⅱ₂ 类 5 个,Ⅲ₁ 类 3 个,Ⅲ₂ 类 3 个(表 3-2)。

从样品成熟度来看,大部分样品 $T_{\max} < 435^{\circ}\text{C}$, $R^{\circ} < 0.58\%$,属于未成熟或低成熟样品,冷科 1 井煤岩 $T_{\max} = 447^{\circ}\text{C}$, $R^{\circ} < 0.81\%$,属于成熟样品。从样品有机质丰度来看,大部分样品有机碳含量较高,TOC 最低 1.36%,泥岩高的可达 8.72%,富有机质页岩达 40.02%,油页岩为 38.70%,煤岩可达 69.67%。样品生烃能力鱼 33 井泥岩比较高,热解氢指数为 379~610mg/g,有机质类型为Ⅱ₁ 类。其他井下岩心样品氢指数比较低,均 $< 224\text{mg/g}$,有机质类型为Ⅱ₂~Ⅲ₂ 类。地面露头样品多为Ⅱ₂~Ⅲ₂ 类,只有大煤沟油页岩有机质类型为Ⅱ₁ 型。

第二节 模拟实验的仪器和方法

一、模拟实验的仪器

实验仪器主要由三部分组成,第一部分为反应釜,采用大连自控设备厂生产的 GCF

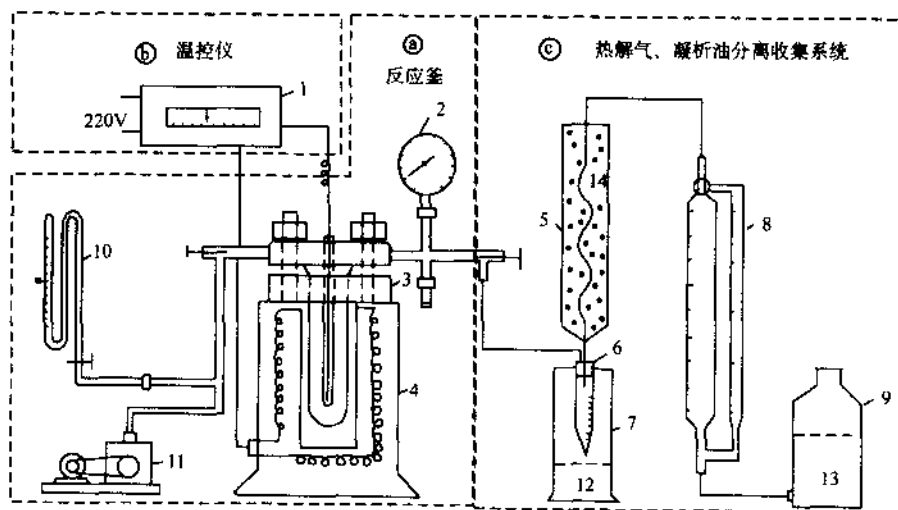


图 3-1 热压模拟实验装置图

1. 温度控制仪 2. 真空表 3. 高压釜 4. 加热炉 5. 冷凝管 6. 凝析油收集管 7. 液氮瓶
8. 气体收集瓶 9. 水准瓶 10. 真空计 11. 真空泵 12. 液氮 13. 饱和食盐水 14. 冰块

-0.25L型反应釜,设计压力 19.6MPa。第二部分温控仪,采用 XMT-131 数字显示调节仪。第三部分为热解气及凝析油(或称轻烃)收采分离系统,由液氮冷却的液体接收管(接受凝析油和水)、冰水冷却的螺旋状冷凝管及带刻度的气体收集计量管组成。模拟实验仪器示意图见图 3-1。

另有一套小的高压釜装置,在一个加热炉中放置三个 100mL 的小高压釜,热电偶釜外测温,釜内温度比上述 250mL 高压釜由釜内测得的温度低 70~80℃。圆顶山 YDS-10、YDS-13 和鱼卡 YK-22 露头样品的模拟实验是在该装置中进行的。

二、模拟实验的条件和方法

(一) 实验条件

在“八五”和“九五”攻关项目中我们对加温时间、样品颗粒大小、加水量多少等模拟实验条件进行了较深入的研究。这次模拟实验所用的条件就是根据我们的研究结果选定的。

(1) 样品用量:碳质泥岩 25~50g,煤 10~20g,泥岩 60~250g。

(2) 样品颗粒大小:主要采用 2.5~10mm 的样品,这样大小的颗粒可用做全岩有机显微组分鉴定和反射率测定,对排烃也是有利的。

(3) 加水量:根据以往的研究结果,加入样品重量 10%~50%的水,产油量和产烃量都比较高。根据泥岩压实曲线,在生油门限附近泥岩孔隙度大约降至 10%~13%左右,在大量排烃阶段伴随着结晶水的大量排出,孔隙度下降至 5%左右。这说明自然剖面的烃源岩在生排烃过程中,源岩中含水量总是在 20%以下。所以我们本次模拟实验煤加水量多为岩样重量的 20%~50%,泥岩加水量多为样品重量的 5%~10%。

(4) 模拟温度:为了研究烃源岩从低成熟→成熟→高成熟→过成熟整个演化阶段的生排烃率及产物和残渣的演化规律,我们选择了 200℃、250℃、275℃、300℃、325℃、350℃、400℃、450℃和 500℃共 9 个温度点。

(5) 加温时间:加源时间对比实验表明,加温时间要适当,而且要根据模拟温度高低来选择加温时间。模拟温度低,加温时间可长一些;模拟温度高,加温时间就不能过长。当模拟温度≤300℃时,加温时间采用 24h、48h 和 72h 均可。模拟温度≥325℃时,由于裂解反应加剧,加温时间不宜过长,一般不超过 24h。本次实验各温度点均加温 24h。

(二) 实验方法

将样品和去离子水加入到反应釜中,反应釜密封后,充入 4~6MPa 的氮气,放置试漏,待不漏后,放出氮气并用真空泵抽空再充氮气,反复 3~5 次,最后抽空。然后进行加温实验,达到设定温度后恒温 24h,反应完毕,待釜内温度降到 200℃时开始放气。热解气首先通过液氮冷却的液体接受管,再通过冰水冷却的螺旋管,最后进入计量管收集并计量其体积,并备作热解气组成及其他项目分析。

液体接受管中的水和凝析油,为避免凝析油中轻烃的损失,加入二氯甲烷后再进行分

离,并用二氯甲烷萃取水液3次。二氯甲烷中的凝析油通过色谱法和重量进行定量。

高压釜盖、内壁和岩石表面附着的油状物用二氯甲烷冲洗,二氯甲烷挥发后,即得到排出的轻烃。模拟后的残样称重后,进行有机碳、热解和反射率测定后,用氯仿抽提沥青“A”或称残留油。模拟实验及产物分析流程见图3-2。

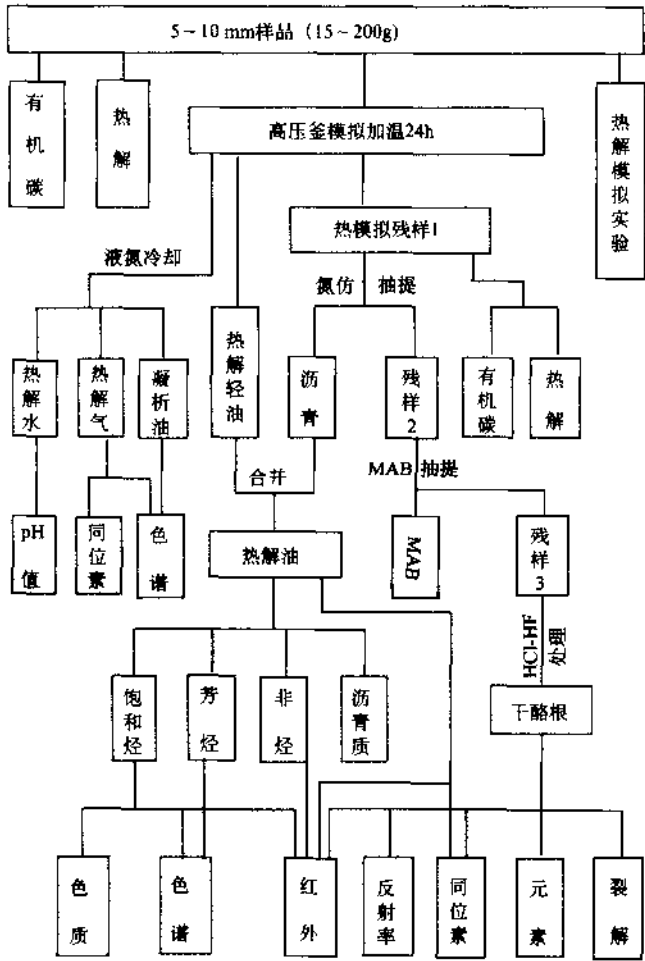


图 3-2 模拟实验及分析流程

第三节 模拟实验样品的油气产率

本研究中共完成了 15 个样品的模拟实验工作,现将实验样品的油气产率简述如下:

一、冷湖构造带烃源岩油气产率

本区共作了五个样品,四个泥岩一个煤岩。

(一) 冷湖五号构造冷科1井下侏罗统上段泥岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化(图 3-3a)

冷科1井下侏罗统上段泥岩的生气率比较高,各种气体产率均随温度升高而增加,500℃时总气体产率为1017.6m³/t,二氧化碳气为466.1m³/t,烃气产率为376.8m³/t,氢气产率为151.8m³/t。

天然气中没有氢气,模拟实验中均产有氢气,主要是由各种烃类高温脱氢产生的。在生、排烃模式中计算总生烃量时,一般按氢气体积的1/2换算为甲烷气的产率。

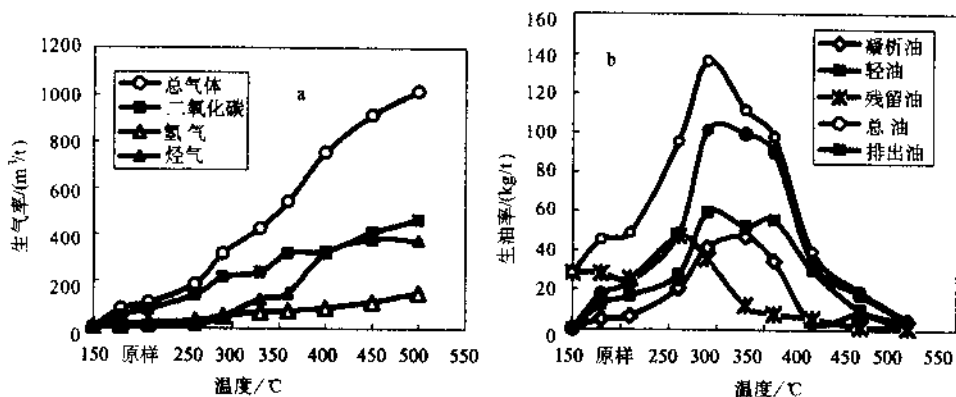


图 3-3 冷科1井泥岩油气产率随模拟温度的变化

a 生气率; b 生油率

2. 生油率随温度的变化(图 3-3b)

模拟温度升高各种油的产率逐步增加,残留油在260℃出现生油高峰,残余生油率为47.3kg/t;轻油、排出油、总油均在290℃出现生油高峰,生油率分别为59.5kg/t、101.2kg/t和136.6kg/t。凝析油的生油高峰在330℃,比轻油、排出油、总油生油高峰晚40℃。生油高峰过后,残留油、凝析油、轻油、排出油、总油均随温度升高而降低。总的来看冷科1井泥岩的生油率还是比较高的。

(二) 冷湖五号构造冷科1井下侏罗统中段煤岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化(图 3-4a)

冷科1井下侏罗统中段煤岩的生气率相对较低,500℃时总气体产率为340m³/t,烃气

产率为 $192.2\text{m}^3/\text{t}$, H_2 气产率为 $118.1\text{m}^3/\text{t}$, CO_2 气为 $28.9\text{m}^3/\text{t}$ 。

2. 生油率随温度的变化(图 3-4b)

与泥岩相似,模拟温度升高各种油的产率逐步增加。残留油在 250°C 出现生油高峰,生油率为 $36.8\text{kg}/\text{t}$, 250°C 以后迅速降低。凝析油和总油在 300°C 出现生油高峰,生油率分别为 $35.9\text{kg}/\text{t}$ 和 $112.2\text{kg}/\text{t}$ 。轻油和排出油生油高峰在 325°C ,也可能是因为煤岩的吸附能力强,使排出油高峰后移,轻油和排出油产率分别为 $58.9\text{kg}/\text{t}$ 和 $86.4\text{kg}/\text{t}$ 。总的来看冷科 1 井煤岩的生油率比泥岩略低一些。

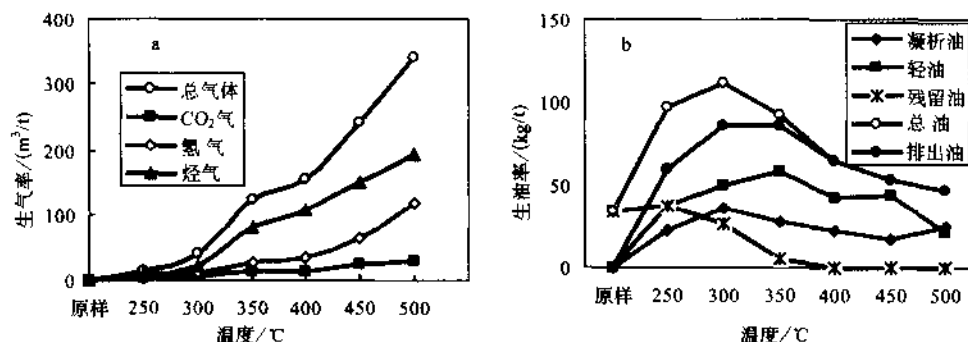


图 3-4 冷科 1 井煤岩油气产率随模拟温度的变化

a 生气率; b 生油率

(三) 冷湖四号构造深 86 井下侏罗统中段泥岩的油气产率

深 86 井下侏罗统中段泥岩作了两个样品,两个样品的油气产率十分接近。

1. 生气率随温度的变化

总气体、烃气、 H_2 气产率首先是随温度升高缓慢增加, 325°C 以后急剧增加, 500°C 时总气体产率为 $716.4 \sim 770.4\text{m}^3/\text{t}$, H_2 气产率为 $101.3 \sim 151.3\text{m}^3/\text{t}$, 烃气产率达 $328.1 \sim 306\text{m}^3/\text{t}$, CO_2 气达 $277.3 \sim 289.7\text{m}^3/\text{t}$ (表 3-3, 表 3-4)。

2. 生油率随温度的变化

随模拟温度升高生油率迅速增加,凝析油、轻油、排出油和总油高峰均在 325°C 。凝析油和轻油的产率分别为 $47.4 \sim 44.8\text{kg}/\text{t}$, 排出油产率为 $86.4 \sim 99\text{kg}/\text{t}$, 总油最高产率为 $110.5 \sim 108.7\text{kg}/\text{t}$, 均比冷科 1 井泥岩最高生油率要低一些。生油高峰过后生油率急剧降低。残留油比较低,在 $250 \sim 275^\circ\text{C}$ 有一个小的高峰,产率为 $25.4 \sim 51.8\text{kg}/\text{t}$, 此后产率亦迅速降低(表 3-3、表 3-4)。

表 3-3 深 86-33 泥岩模拟实验油气产率

温度 /℃	总气体 /(m ³ /t)	CO ₂ 气 /(m ³ /t)	氢 气 /(m ³ /t)	烃气 1 /(m ³ /t)	烃气 2 /(kg/t)	凝析油 /(kg/t)	轻油 /(kg/t)	排出油 /(kg/t)	残留油 /(kg/t)	总 油 /(kg/t)	总产烃 1 /(kg/t)	总产烃 2 /(kg/t)
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.4	11.4	11.4	11.4
250	105.0	75.0	15.8	12.2	18.7	18.3	21.9	40.2	51.8	92.0	110.7	116.3
300	233.6	173.5	19.5	38.1	56.2	46.1	34.3	80.5	28.2	108.7	164.9	171.8
350	322.1	195.7	23.1	98.5	138.4	47.4	39.0	86.4	20.5	106.9	245.3	253.5
400	461.8	232.9	32.8	191.7	201.3	19.4	14.1	33.5	5.8	39.3	240.6	252.3
450	611.8	187.0	88.4	327.2	250.6	5.0	17.3	22.3	1.9	24.2	274.8	306.3
500	716.4	277.3	101.3	328.1	267.1	2.3	5.5	7.8	0.03	7.9	275	307

表 3-4 深 86-34 泥岩模拟实验油气产率

温度 /℃	总气体 /(m ³ /t)	CO ₂ 气 /(m ³ /t)	氢 气 /(m ³ /t)	烃气 1 /(m ³ /t)	烃气 2 /(kg/t)	凝析油 /(kg/t)	轻油 /(kg/t)	排出油 /(kg/t)	残留油 /(kg/t)	总 油 /(kg/t)	总产烃 1 /(kg/t)	总产烃 2 /(kg/t)
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	21.7	21.7	21.7
200	89.5	85.7	1.9	1.9	3.1	2.3	4.4	6.7	20.7	27.4	30.5	31.2
250	158.1	135.4	12.0	9.3	15.0	11.5	10.7	22.2	21.6	43.8	58.8	63.1
275	206.2	166.5	22.5	17.2	27.6	17.0	26.6	43.6	25.4	69.0	96.5	104.6
300	231.5	98.8	76.8	55.2	64.5	37.5	44.4	81.8	17.6	99.4	164.0	186.0
325	270.3	152.1	62.5	54.9	66.8	44.8	54.2	99.0	11.5	110.5	177.3	199.6
350	403.9	247.2	51.1	100.6	129.7	37.4	30.4	67.8	8.9	76.8	206.4	224.7
400	451.33	118.9	77.1	248.7	212.4	8.6	23.7	32.3	5.0	37.3	250.0	277.0
450	583.72	146.5	120.1	301.2	228.0	3.4	4.0	7.4	2.2	9.7	237.7	280.6
500	770.40	289.7	151.3	306.0	243.0	2.6	1.9	4.5	1.0	5.5	248.5	302.5

(四) 冷湖三号构造石地 22 井下侏罗统上段泥岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化

总气体、烃气、H₂ 气产率开始也是随温度升高缓慢增加,350℃以后增加较快,500℃时总气体产率为 803.4m³/t,比冷科 1 井泥岩(1017.6m³/t)低,比深 86 井(716.4 ~ 770.4 m³/t)略高;H₂ 气产率为 283m³/t,比冷科 1 井(151.8 m³/t)和深 86 井(101 ~ 142 m³/t)高得多;烃气产率 257.1m³/t,CO₂ 气 243.3m³/t,均小于冷科 1 井和深 86 井(表 3-5)。

2. 生油率随温度的变化

石地 22 井的生油率很低,凝析油和轻油最高产率仅为 6.7 kg/t 和 6.6 kg/t,排出油和总油仅为 13.4 kg/t 和 16.9 kg/t。表明冷湖三号构造带下侏罗统上段泥岩主要是生气,而不能作为烃源岩(表 3-5)。

表 3-5 石地 22 井泥岩模拟实验油气产率

温度 /℃	总气体 /(m ³ /t)	CO ₂ 气 /(m ³ /t)	氢 气 /(m ³ /t)	烃气 1 /(m ³ /t)	烃气 2 /(m ³ /t)	凝析油 /(kg/t)	轻油 /(kg/t)	排出油 /(kg/t)	残留油 /(kg/t)	总 油 /(kg/t)	总产烃 1 /(kg/t)	总产烃 2 /(kg/t)
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.0	29.0	29.0	29.0
250	81.9	51.8	11.8	13.4	16.5	2.4	2.9	5.3	10.5	15.8	32.3	36.5
300	120.8	75.4	15.4	25.4	33.2	5.5	3.0	8.5	2.9	11.3	44.5	50.0
350	162.9	66.9	39.3	55.2	53.2	6.7	6.6	13.4	3.5	16.9	70.1	84.1
400	295.6	69.9	96.1	126.2	100.0	0.6	2.0	2.6	0.6	3.1	103.1	137.4
450	460.0	150.7	134.4	166.6	131.8	0.7	3.2	3.8	0.1	4.0	135.7	183.8
500	803.4	243.3	283.0	257.1	206.7	0.9	3.3	4.2	0.1	4.3	211.0	312.1

(五) 冷湖构造带下侏罗统烃源岩的生油气特点

综合冷科 1 井、深 86 井和石地 22 井的实验资料来看,冷湖构造带下侏罗统烃源岩的生油气潜力具有以下特点;

1. 生气率

(1) 冷湖五号构造带下侏罗统上段冷科 1 井泥岩生气率比较高,总气体最高产率为 1017.6m³/t,CO₂ 气为 466.1m³/t,烃气产率为 376.8m³/t,H₂ 气产率为 151.8m³/t。

(2) 冷湖四号和三号构造带下侏罗统中、上段深 86 井和石地 22 井泥岩的气产率比较接近,总气体最高产率为 716.4 ~ 770.4m³/t 和 803.4m³/t,H₂ 气产率为 101.3 ~ 151.3m³/t 和 283m³/t,烃气产率达 306 ~ 328.1m³/t 和 257.1m³/t,CO₂ 气为 277.3 ~ 289.7m³/t 和 243.3m³/t。比冷湖五号构造带下侏罗统上段冷科 1 井泥岩生气率略低。

(3) 冷湖三号构造带下侏罗统上段石地 22 井泥岩的 H₂ 气产率最高,为 283m³/t,烃气产率最低,为 257.1m³/t。

(4) 冷湖五号构造带下侏罗统中段冷科 1 井煤岩气体产率均低于泥岩。

2. 生油率

(1) 冷湖五号构造带下侏罗统上段冷科 1 井泥岩生油率和总产烃率最高,分别为 136.6 kg/t 和 315 kg/t。

(2) 冷湖四号构造带下侏罗统下段深 86 井泥岩生油率和总产烃率比冷湖五号构造带下侏罗统上段冷科 1 井泥岩略低,分别为 108.7 ~ 110.5 kg/t 和 246 ~ 274 kg/t。

(3) 冷湖三号构造带下侏罗统上段石地 22 井泥岩生油率很低,生油高峰的产率仅为 16.9 kg/t。表明该段泥岩只能生气,而不能作为烃源岩。总烃产率为 211 kg/t,也比冷科 1 井和深 86 井泥岩低。

(4) 冷湖五号构造带下侏罗统中段冷科 1 井煤岩生油率为 112.2 kg/t,比冷科 1 井泥岩生油率低,与深 86 井泥岩生油率很接近。总产烃率为 188 kg/t,比泥岩都低。

二、圆顶山地区中侏罗统上段烃源岩油气产率

该地区作了两个露头样品的模拟实验,一个为页岩,另一个为泥岩。

(一) 生气率随温度的变化

圆顶山露头样品生气率很低,总气体最高产率页岩为 $245\text{m}^3/\text{t}$,泥岩为 $274\text{m}^3/\text{t}$;二氧化碳(CO_2)气最高产率页岩为 $111\text{m}^3/\text{t}$,泥岩为 $83\text{m}^3/\text{t}$;氢气(H_2)最高产率页岩为 $33\text{m}^3/\text{t}$,泥岩为 $55\text{m}^3/\text{t}$;烃气最高产率页岩只有 $72\text{m}^3/\text{t}$,泥岩为 $126\text{m}^3/\text{t}$ 。泥岩的烃气产率和氢气(H_2)产率略高于页岩(表 3-6、表 3-7)。

(二) 生油率随温度的变化

圆顶山露头样品生油率也很低,总油最高产率页岩为 $39.9\text{kg}/\text{t}$,泥岩为 $63.6\text{kg}/\text{t}$,泥岩略高于页岩。最高总产烃率页岩只有 $79.2\text{kg}/\text{t}$,泥岩为 $177.1\text{kg}/\text{t}$,大约为页岩的两倍。

生油曲线中间出现峰谷可能是因为原样残留油沥青质和非烃含量较高,温度升高时发生缩聚反应,生成不溶解的大分子化合物使生油率降低而出现低谷。圆顶山露头样品生油率虽然很低,但却有两个生油高峰。页岩在 250°C 出现一个小的生油高峰,生油率为 $36.9\text{kg}/\text{t}$,升温到 325°C 出现峰谷,生油率降至 $22.7\text{kg}/\text{t}$,温度再升高生油率增加,在 450°C 出现第二个生油高峰,生油率为 $39.9\text{kg}/\text{t}$ 。泥岩原样残留油含量较高,生油率为 $26.3\text{kg}/\text{t}$,温度升高生油率降低, 325°C 时出现峰谷,生油率降至 $12.5\text{kg}/\text{t}$,温度升高到 400°C 时出现生油高峰,生油率为 $63.5\text{kg}/\text{t}$ (表 3-6、表 3-7)。

表 3-6 YDS-10 圆顶山页岩模拟实验油气产率

温度 $^\circ\text{C}$	总气体 $/(\text{m}^3/\text{t})$	CO_2 气 $/(\text{m}^3/\text{t})$	氢气 $/(\text{m}^3/\text{t})$	烃气 1 $/(\text{m}^3/\text{t})$	烃气 2 $/(\text{kg}/\text{t})$	凝析油 $/(\text{kg}/\text{t})$	轻油 $/(\text{kg}/\text{t})$	排出油 $/(\text{kg}/\text{t})$	残留油 $/(\text{kg}/\text{t})$	总油 $/(\text{kg}/\text{t})$	总产烃 1 $/(\text{kg}/\text{t})$	总产烃 2 $/(\text{kg}/\text{t})$
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	32.0	32.0
250	1.3	1.3	0.03	0.0	0.0	1.6	1.4	3.0	33.8	36.9	36.9	36.9
325	63.3	38.5	0.46	0.3	0.6	1.6	3.9	5.5	17.2	22.7	23.3	23.4
400	191.3	141.1	14.95	15.3	23.3	1.8	8.7	10.6	18.0	28.6	51.8	57.2
450	147.4	96.1	5.13	18.8	24.9	6.2	10.5	16.7	23.2	39.9	64.8	66.6
500	177.4	90.8	9.51	48.0	49.4	5.0	7.9	13.0	7.6	20.6	70.0	75.0
550	245.3	111.0	33.03	72.1	63.9	3.8	9.0	12.7	2.6	15.3	79.2	91.0

表 3-7 YDS-13 圆顶山露头泥岩模拟实验油气产率

温度 /°C	总气体 /(m ³ /t)	CO ₂ 气 /(m ³ /t)	氢气 /(m ³ /t)	烃气 1 /(m ³ /t)	烃气 2 /(kg/t)	凝析油 /(kg/t)	轻油 /(kg/t)	排出油 /(kg/t)	残留油 /(kg/t)	总油 /(kg/t)	总产烃 1 /(kg/t)	总产烃 2 /(kg/t)
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.3	26.3	26.3	26.3
250	0.5	0.0	0.0	0.5	1.0	0.3	1.5	1.8	13.2	15.0	16.1	16.1
325	2.4	1.7	0.0	0.1	0.2	2.0	2.4	4.4	8.0	12.4	12.7	12.7
400	101.9	73.9	4.6	12.4	22.1	2.8	25.6	28.4	35.0	63.5	85.6	87.2
450	90.8	43.0	12.6	22.5	38.5	4.4	22.7	27.1	31.3	58.5	97.0	105
500	128.4	38.5	37.1	45.9	51.1	4.8	19.8	24.5	39.0	63.6	114.7	128.0
550	273.6	83.1	55.4	125.9	126.9	8.6	20.4	28.9	21.3	50.2	177.1	196.9

三、鱼卡地区系中侏罗统上段和中段烃源岩的油气产率

鱼卡地区作了鱼 33 井中侏罗统上段两个泥页岩, 中侏罗统中段一个煤岩。还作了一个中侏罗统上段地面风化泥岩样品。

(一) 鱼 33 井中侏罗统上段富烃泥页岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化

鱼 33 井中侏罗统上段泥页岩属于富烃源岩, 生气率高, 总气体最高产率为 993.2 ~ 1404.1 m³/t, CO₂ 气最高产率为 236.6 ~ 445.4 m³/t, 氢气 (H₂) 最高产率为 219.6 ~ 347.2 m³/t, 烃气最高产率为 513.9 ~ 566.5 m³/t。350℃ 以后烃气和氢气产率急剧增加, 表明此时已进入了液态烃大量裂解生气的阶段 (图 3-5a、3-6a)。

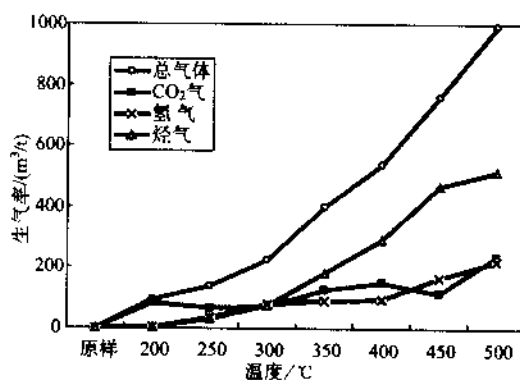


图 3-5a 鱼 33 井泥岩生气率随温度的变化

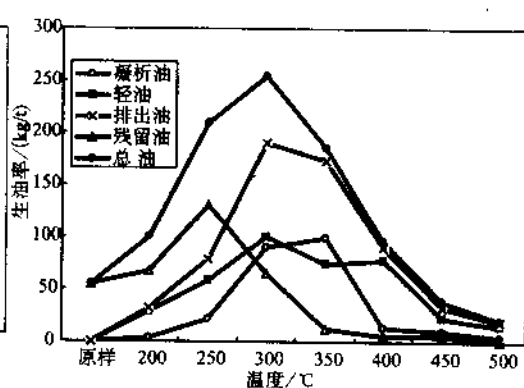


图 3-5b 鱼 33 井泥岩生油率随温度的变化

2. 生油率随温度的变化

随模拟温度的升高生油率迅速增加,总油、排出油、轻油、凝析油均在 300~325℃ 出现生油高峰,总生油率达 236.5~296.3kg/t,排出油达 181.4~274.7kg/t,在所做泥页岩样品中是最高的。残留油高峰在 250~300℃,高峰过后生油率均急剧下降,500℃ 时残留油降至 0.2~1.03 kg/t(图 3-5b、3-6b)。

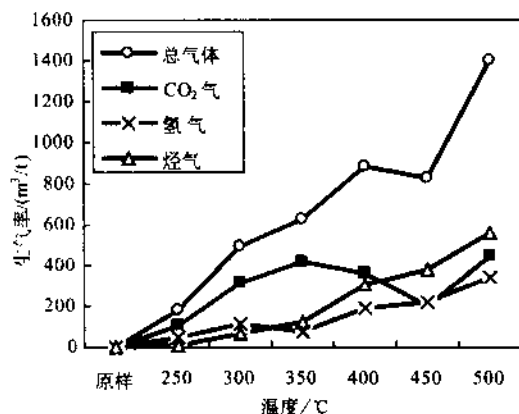


图 3-6a 鱼 33-2 井生气率随温度的变化

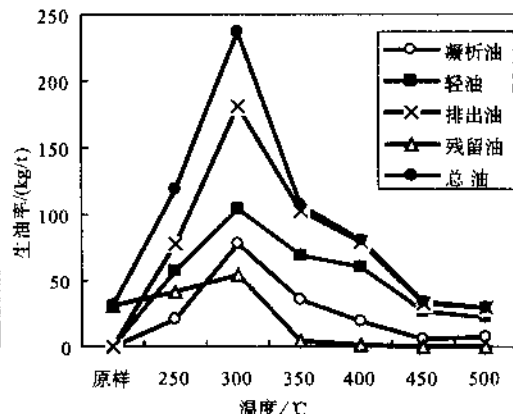


图 3-6b 鱼 33-2 井生油率随温度的变化

(二) 中侏罗统上段地面风化泥岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化

鱼卡 YK-22 露头风化泥岩 500℃ 以前的生气率比较低,与圆顶山泥岩和页岩生气率接近,550℃ 时突然剧增,总气体最高产率达 5591m³/t,约为鱼 33 井泥页岩的 56.2%~39.7%;H₂ 气产率达 339.2m³/t,与鱼 33 井泥页岩高者接近;烃气产率为 126.9m³/t,只有鱼 33 井泥页岩的 22.3%~24.9%;CO₂ 气产率更低,为 85m³/t,相当鱼 33 井泥页岩的 35.9%~18.9%。说明地面风化使泥岩的生气率大大降低(表 3-8)。

表 3-8 YK-22 鱼卡露头泥岩模拟实验油气产率

温度/℃	总气体/(m ³ /t)	CO ₂ 气/(m ³ /t)	氢气/(m ³ /t)	烃气 1/(m ³ /t)	烃气 2/(kg/t)	凝析油/(kg/t)	轻油/(kg/t)	排出油/(kg/t)	残留油/(kg/t)	总油/(kg/t)	总产烃 1/(kg/t)	总产烃 2/(kg/t)
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	8.5	8.5	8.5
250	8.3	7.2	0.1	1.0	3.9	0.3	7.6	7.8	20.3	28.2	32.1	32.1
325	25.4	20.2	0.5	2.3	4.3	0.0	4.9	4.9	10.5	15.4	19.8	19.9
400	101.6	56.4	24.9	14.0	20.6	5.5	45.1	50.5	42.5	93.0	113.6	122.5
450	98.3	35.5	27.5	30.8	36.1	0.3	63.0	63.3	51.4	114.7	150.8	160.7
500	177.8	58.3	34.5	78.7	109.7	1.5	26.7	28.2	42.1	70.3	180.0	200.0
550	559.1	85.0	339.2	126.9	149.3	2.2	62.7	64.9	19.3	84.2	233.5	320.0

2. 生油率随温度的变化

鱼卡 YK-22 露头风化泥岩生油率比鱼 33 井泥页岩低得多, 总生油率最高为 114.7kg/t, 约为鱼 33 井泥页岩的 48.5% ~ 38.7%; 排出油最高 64.9kg/t, 相当鱼 33 井泥页岩的 23.6% ~ 35.8%。说明地面风化也使泥岩的生油率和排油率大大降低。鱼卡露头 YK-22 风化泥岩生油率虽比鱼 33 井泥页岩低得多, 但比圆顶山露头样品生油率(39.9 ~ 63.6kg/t)高得多, 说明鱼卡露头泥岩的有机质类型比圆顶山露头泥岩要好得多(表 3-8)。

(三) 鱼 33 井中侏罗统中段煤岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化

中侏罗统中段煤岩的油气产率比上段泥页岩低得多, 总气体最高产率仅 251.7m³/t, 约为鱼 33 井泥页岩的 25.4% ~ 17.9%; H₂ 气产率 34.2m³/t; 为鱼 33 井泥页岩的 15.8% ~ 9.9%; 烃气产率为 185m³/t, 相当鱼 33 井泥页岩的 36.4% ~ 32.7%; CO₂ 气产率更低, 为 29.1m³/t, 相当鱼 33 井泥页岩的 12.4% ~ 6.5%(图 3-7a)。说明煤岩的有机质类型比泥页岩差得多。由于煤岩 TOC 高得多, 如果按单位重量岩石计算生气率仍是煤岩比泥页岩高(表 3-9)。

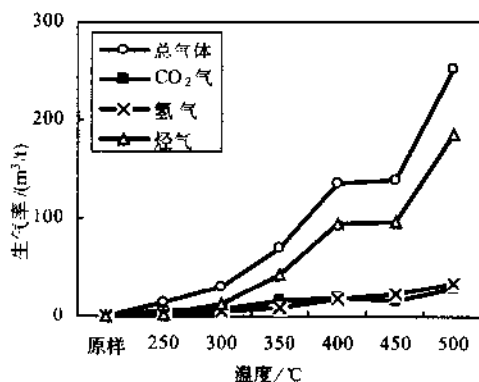


图 3-7a 鱼 33 井煤岩生气率随温度的变化

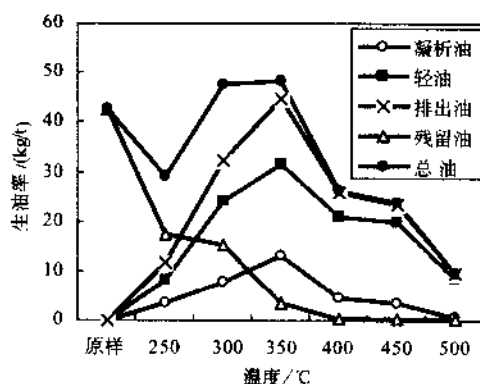


图 3-7b 鱼 33 井煤岩生油率随温度的变化

表 3-9 煤和泥页岩单位重量生气率对比

样品	TOC/%	总气体/(m ³ /t)	CO ₂ 气/(m ³ /t)	氢气/(m ³ /t)	烃气/(m ³ /t)
Y33 煤岩	69.76	175.4	20.3	23.9	128.9
Y33-1 泥页岩	6.13	60.9	14.5	13.5	31.5
Y33-2 泥页岩	4.06	57.3	18.1	14.1	23.0

2. 生油率随温度的变化

随模拟温度的升高生油率亦逐渐增加, 总油、排出油、轻油、凝析油均在 350℃ 出现生

油高峰,但总生油率很低,最高仅有 48.3kg/t,约为鱼 33 井泥页岩的 16.3%~20.4%(图 3-7b)。

鱼 33 井煤岩与冷科 1 井煤岩相比较:

(1) 鱼 33 井煤岩的总生气率($251.7 \text{ m}^3/\text{t}$)和 H_2 气产率($34.2 \text{ m}^3/\text{t}$)比冷科 1 井煤岩总生气率($340 \text{ m}^3/\text{t}$)和 H_2 气产率($118.1 \text{ m}^3/\text{t}$)低得多,约为冷科 1 井煤岩总生气率的 74%, H_2 气产率的 29%;

(2) CO_2 气产率($29.1 \text{ m}^3/\text{t}$)和烃气产率($185 \text{ m}^3/\text{t}$)与冷科 1 井煤岩(分别为 $28.9 \text{ m}^3/\text{t}$ 和 $192.2 \text{ m}^3/\text{t}$)很接近;

(3) 鱼 33 井煤岩的生油率(48.3 kg/t)比冷科 1 井煤岩低得多,只相当比冷科 1 井煤岩生油率(112.2 kg/t)的 43%。

四、大煤沟地区下侏罗统中段和上段烃源岩的油气产率

(一) 下侏罗统中段碳质泥岩的油气产率

1. 生气率随温度的变化

碳质泥岩的生气率比较高,总气体最高产率为 $503 \text{ m}^3/\text{t}$, CO_2 气最高产率为 $110.6 \text{ m}^3/\text{t}$,氢气(H_2)最高产率为 $50.2 \text{ m}^3/\text{t}$,烃气最高产率为 $335.9 \text{ m}^3/\text{t}$ 。350℃以后烃气产率急剧增加,表明此时已进入了液态烃大量裂解生气的阶段(图 3-8a)。

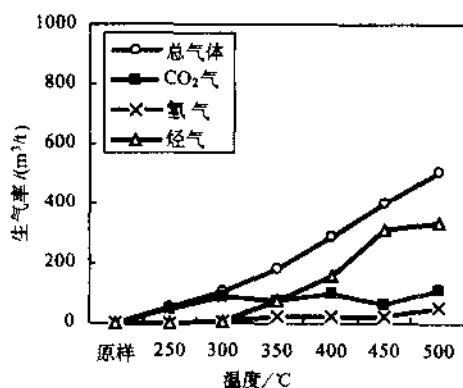


图 3-8a DMG22 生气率随温度的变化

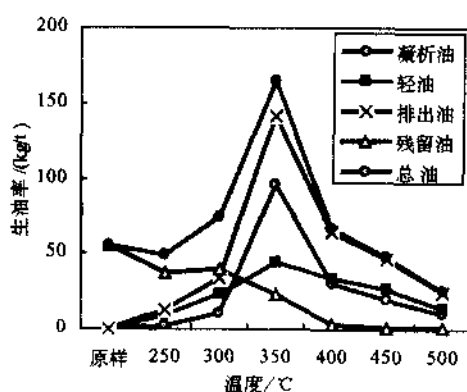


图 3-8b DMG22 生油率随温度的变化

2. 生油率随温度的变化

随模拟温度的升高生油率迅速增加,总油、排出油、轻油、凝析油均在 350℃ 出现生油高峰,总生油率为 164.4 kg/t ,排出油 141 kg/t 。高峰过后生油率急剧下降。残留油原样最高,但在 300℃ 有一个次高峰,此后迅速降低,500℃ 时残留油降至 1.0 kg/t (图 3-8b)。

(二) 下侏罗统上段油页岩的油气产率

大煤沟剖面含油页岩较多,本次模拟实验所选用的样品层位属下侏罗统上段,TOC 为 38.7%, $T_{\max}$ 为 433℃, I_H 为 574mg/g,为低成熟、富烃源岩。为更好地了解各演化阶段的阶段油气生成数量及生排烃的特征,该样品进行了两种加温方式的模拟实验。

通常,模拟实验一般采用分温阶原样单独加温的方式,即每个温阶均采用原样,生成的油气未脱离反应体系,属于封闭式体系。第二种方式是采用一个原始样品分温阶连续加温,即每次加温后,放出热解气和凝析油,反应釜及样品用二氯甲烷溶剂冲洗,收集排出的轻油,反应后的样品取出一部分留做各项分析用,剩余样品在下一温阶连续加温。这种方式每次反应后排出的油气脱离了反应体系,属于开放式体系。

第一种方式简便易行,各种反应产物参与了整个热演化过程,最后模拟实验结果与自然界演化趋势基本一致。其缺点是对中间温阶生、排烃数量及各种产物特征不了解,与自然条件下烃源岩生、排烃过程有些差别。

第二种方式属开放式体系,各个温阶均排出了油气,在这一点上和自然界烃源岩生、排烃过程大体相似,并可对各温阶的生、排烃数量及各种产物的组成特征进行深入研究。但该方法排出的油气脱离了反应体系,未参与进一步的热演化过程,对总的热演化结果反映不出来,在这一点上又与自然界烃源岩热演化过程差别较大。另外,这种方式做起来比较麻烦,费时、费力,开始用样量很大,对低丰度样品不实用。

两种加温方式虽然各有优缺点,但因第一种方式简便、快捷、易行,模拟实验结果与自然界演化趋势基本一致,所以大都采用这种方法,我们也主要是采用第一种加温方式,仅该油页岩采用了两种加温方式。

1. 分温阶单独加温(封闭体系)油气产率

(1) 生气率随温度的变化(图 3-9a)。模拟总气体, CO_2 气、 H_2 气及烃气产率均随模拟温度升高而增加。在 350℃ 以前生气率较低,总生气率小于 126.8 m^3/t ,烃气产率小于 48.4 m^3/t , CO_2 气低于 31.9 m^3/t , H_2 气产率 39.1 m^3/t 。350℃ 以后,总生气率和烃气产率急剧增大,而且产率比较高,总气体最高产率为 617.2 m^3/t ,烃气为 474.3 m^3/t 。表明 350℃ 以后已进入了液态烃大量裂解生气的阶段。

(2) 生油率随温度的变化(图 3-9b)。油页岩生油率非常高,275℃ 以前,生油率缓慢增加,275℃ 以后迅速增加,总油、排出油、凝析油、残留油、均在 350℃ 出现生油高峰,总生油率高达 498.4 kg/t ,残留油也高达 271.4 kg/t ,排出油 227.0 kg/t ,排油率为 45.5%。这表明下侏罗统上段油页岩具有很高的生油潜力,但排油效率相对较低。生油高峰过后生油率急剧下降。400℃ 时残留油急降至 10 kg/t 以下。说明此时已进入了凝析油湿气的阶段。

350℃ 也是生烃高峰,总产烃率为 566.3 kg/t 。但 350℃ 以后产烃率反面明显降低,500℃ 降至 473.6 kg/t 。这可能是因为反应为一封闭体系,反应产物热解油未脱离反应体系,350℃ 时排烃后的残留油含量高达 14.826%。总油含量可达岩样的 23.61%。残留油非烃、沥青质含量较高,300℃ 时,非烃加沥青质含量高达 79.52%,350℃ 时仍高达 72.05%。这些极性大分子化合物在模拟温度进一步升高时除热裂解下来一部分轻烃外,

很容易进一步缩聚为更大分子的高聚物而不溶于溶剂。又转变为热演化程度更高的干酪根,使总产率降低,使反应残渣的有机碳反而升高,这也是封闭式反应体系的一个缺点。

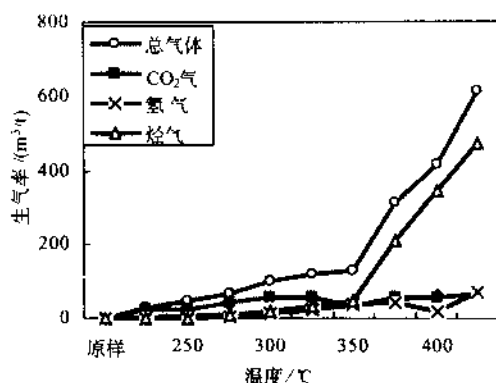


图 3-9a DMG40 油页岩生气率随温度的变化

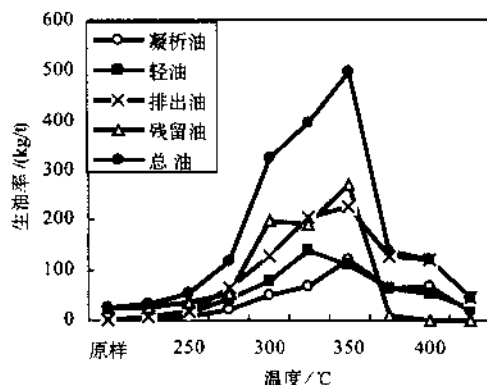


图 3-9b DMG40 油页岩生油率随温度的变化

2. 分温阶连续加温(开放体系)油气产率

对于有机质丰度高,产油量大,油族组成中非烃沥青质含量高的样品来说,封闭式反应体系总会有一部分已生成的液体油又缩聚为不溶的干酪根。对这类样品的模拟实验可采用分温阶连续加温的开放体系来弥补封闭体系的某些不足。

3. 各演化阶段的阶段生气率和生油率

(1) 阶段生气率随温度的变化(图 3-10a)。总气体产率、烃气产率、 H_2 产率首先是随温度升高逐渐增加,在 350 ~ 400°C 出现阶段生气高峰,400°C 以后阶段生气率降低。而 CO_2 气在 200°C 和 250°C 比较高,此后明显降低。这可能是样品成熟度不算高,因早期脱羧使 CO_2 产率较高。

(2) 阶段生油率随温度的变化(图 3-10b)。阶段最高生油率在 300°C,为 369.7 kg/t,残留油 300°C 阶段最高生油率为 272 kg/t。凝析油和轻油阶段生油高峰在 350°C,凝析油生油率为 57.2 kg/t,轻油为 106.3 kg/t。排油量为 163.5 kg/t。表明下侏罗统上段富烃油页岩可以大量生油和排油。350°C 以后阶段生油率迅速降低。400°C 时,阶段生油率已很低,总油降至 12.6 kg/t,残留油降至 0.9 kg/t。

4. 累计生气率和累计生油率

(1) 累计生气率随温度的变化(图 3-11a)。总生气率、 H_2 气和烃气产率均随温度升高而增加。其最高总生气率 401.8 m^3/t ,烃气最高产率 200.4 m^3/t ,均比封闭体系低。这是因为排出油已脱离了反应体系,使裂解生成的烃气和总气产量较少。 CO_2 气产率 275°C 以后变化不大。 H_2 气最高产率 115.2 m^3/t ,比封闭体系高。可能是因为排出油已脱离了反应体系,使干酪根易于发生脱氢反应。

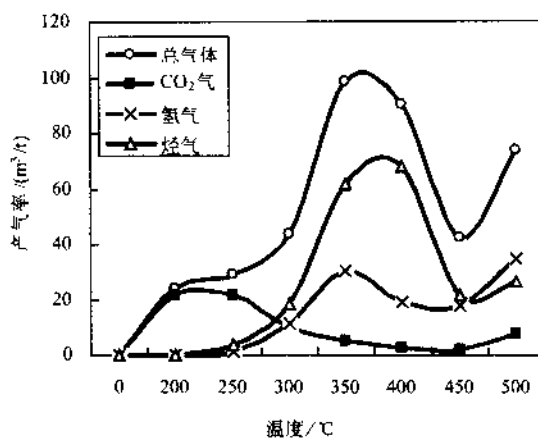


图 3-10a 大煤沟油页岩阶段产气率

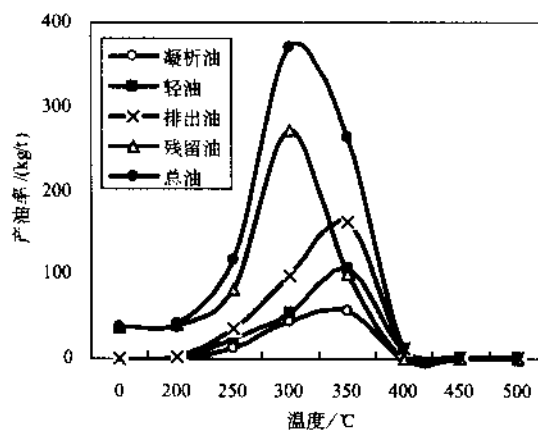


图 3-10b 大煤沟油页岩阶段产油率

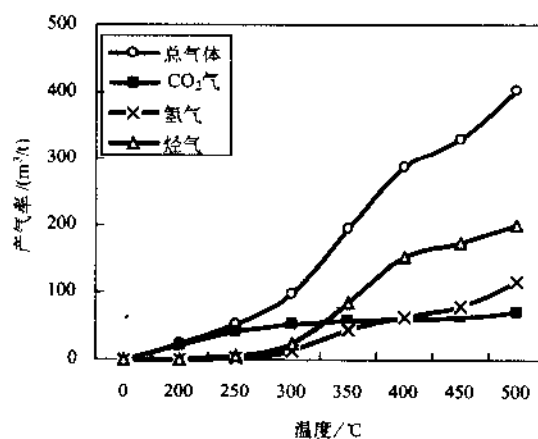


图 3-11a 大煤沟油页岩累计产气率

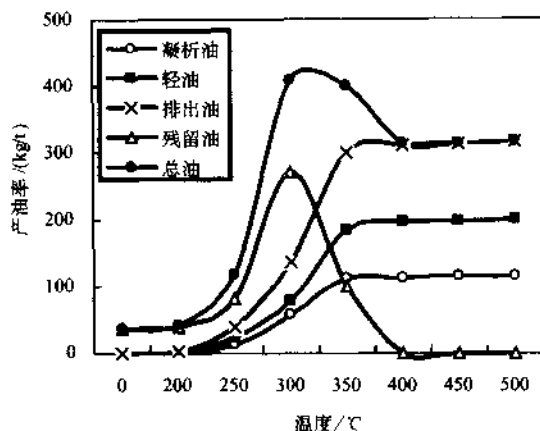


图 3-11b 大煤沟油页岩累计产油率

(2) 累计生油率随温度的变化(图 3-11b)。300℃以前累积生油率和总烃产率随温度升高而迅速增加。300℃时,总油产率和残留油率达到高峰。总生油率为 400kg/t,残留油为 272.02kg/t。此后残留油迅速降低,400℃时仅有 0.94kg/t。表明降解生油反应已完解。总生油率 300℃后降低。总产烃率略有增加。最高产烃率为 518kg/t。

5. 封闭体系与开放体系模拟实验油气产率对比

封闭体系与开放体系模拟实验油气产率对比见图 3-12。由图 3-12a、3-12b、3-12c、可以看出,350℃($R^o \approx 1.20\%$)以前气体产率比较接近, $R^o \approx 1.20\%$ 以后,总气体产率和烃气产率开放体系均低于封闭体系;氢气产率开放体系比封闭体系要高。

由图 3-12d 可以看出,残留油产率均很接近,只是残留油主峰封闭体系后移了 50℃。在图 3-12e、f 上可以看出,开放体系的排出油量和总生油率均大于封闭体系。

五、一里坪地区上第三系烃源岩油气产率

红四 1 井位于一里坪拗陷,灰色钙质泥岩取自 1910.12m,碳酸盐含量为 34.82%,TOC 为 0.27%,基本上属于非烃源岩,为了解其生成油气的能力进行了加水热压模拟实验。

(一) 生气率随温度的变化

随着模拟温度的升高,总气体和 CO_2 气的产率一直迅速增加,总气体和 CO_2 气的最高产率竟高达 $18\,537\text{m}^3/\text{t}$ 和 $17\,224\text{m}^3/\text{t}$,从来还没遇到过这样高的生气率。这说明该地区第三系钙质泥岩中的碳酸盐很容易分解,而且可以生成大量的 CO_2 气。按单位重量岩石计算,250℃ CO_2 气的产率为 $5.3\text{m}^3/\text{t}$,350℃ CO_2 气的产率就可达 $16.8\text{m}^3/\text{t}$,500℃ CO_2 气的产率高达 $46.5\text{m}^3/\text{t}$,如烃源岩在地下受到高温烘烤,则可以生成较大的二氧化碳气气藏。

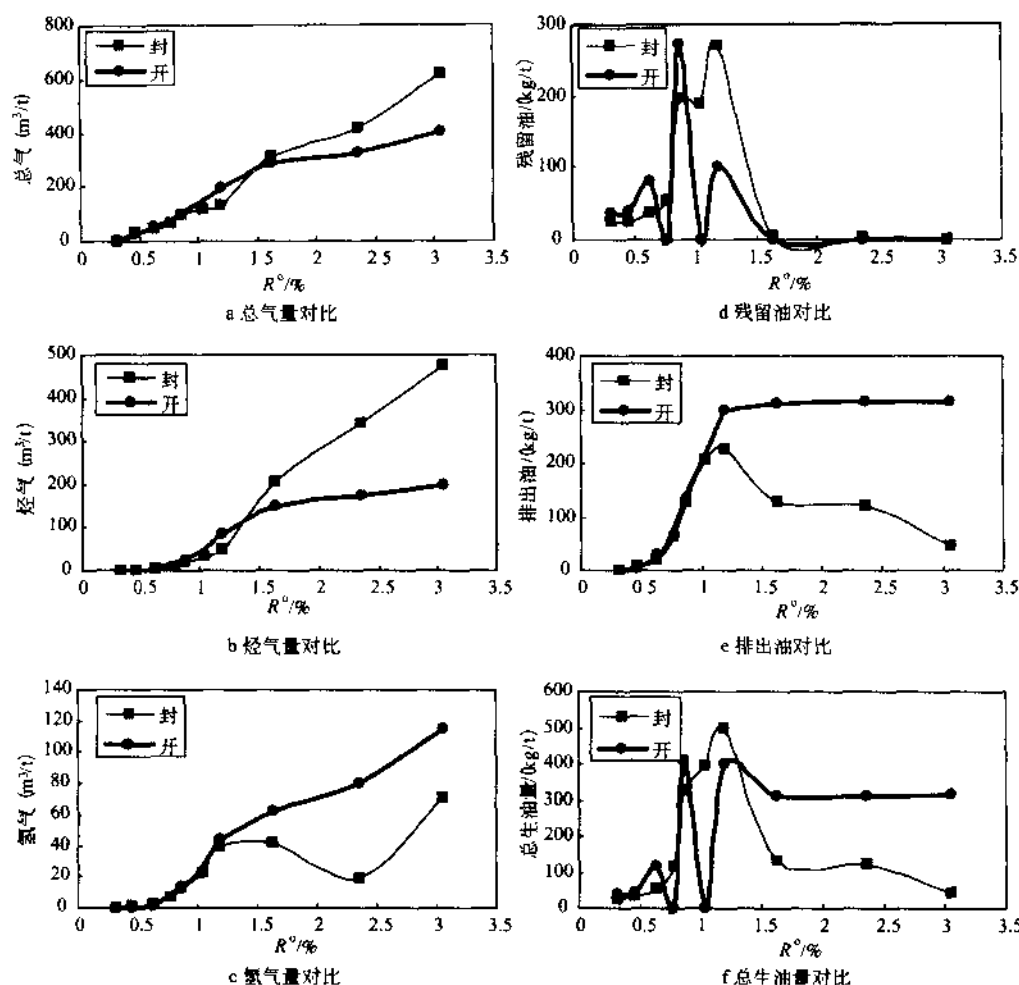


图 3-12 油页岩封闭体系与开放体系模拟实验油气产率对比

H_2 气产率也很高, 可达 $811\text{m}^3/\text{t}$ 。大量的模拟实验结果表明, 碳酸盐岩能促进干酪根的脱 H_2 气反应。该模拟样品碳酸盐含量比较高, 所以 H_2 气产率也很高。而烃气产率相对较低, 400°C 最高, 为 $162.5\text{m}^3/\text{t}$, 400°C 以后烃气产率明显降低, 500°C 时降至 $118.6\text{m}^3/\text{t}$ 。与之相对应的 H_2 气产率由 400°C 的 $656.5\text{m}^3/\text{t}$, 到 500°C 时增加到 $811\text{m}^3/\text{t}$ 。说明 400°C 以后由于烃气裂解为 H_2 气, 所以烃气产率明显降低了(表 3-10)。

(二) 生油率随温度的变化

生油率比较低, 250°C 时总生油率最高为 $46.3\text{kg}/\text{t}$, 排出油最高 $33.7\text{kg}/\text{t}$, 如按单位重量岩石计算, 总生油率为 $0.125\text{kg}/\text{t}$, (千克/每吨岩石), 排出油为 $0.091\text{g}/\text{t}$ 。这样低的生油率, 尚未达到岩石吸附油的数量, 所以无法排出。

表 3-10 红四 1 井第三系泥岩模拟实验油气产率

温度 /°C	总气体 /(m ³ /t)	CO ₂ 气 /(m ³ /t)	氢气 /(m ³ /t)	烃气 1 /(m ³ /t)	烃气 2 /(kg/t)	凝析油 /(kg/t)	轻油 /(kg/t)	排出油 /(kg/t)	残留油 /(kg/t)	总油 /(kg/t)	总产烃 1 /(kg/t)	总产烃 2 /(kg/t)
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.3	26.3	26.3	26.3
250	1998.7	1955.6	13.3	12.8	12.8	3.5	30.2	33.7	12.6	46.3	59.1	63.9
300	3594.3	3495.6	25.5	38.4	33.9	3.9	13.7	17.6	3.6	21.2	55.0	64.1
350	6839.4	6208.3	511.4	90.3	71.0	13.7	13.5	27.2	2.8	30.0	101.0	283.7
400	11871.2	10972.6	656.5	162.5	125.5	7.4	9.1	16.5	5.0	21.5	147.0	381.5
450	13933.0	12797.4	768.4	139.5	122.1	10.7	14.8	25.6	0.3	25.9	148.0	402.4
500	18537.0	17224.1	811.0	118.6	123.3	10.2	16.2	26.4	0.3	26.7	150.0	406

红四 1 井灰色钙质泥岩的模拟实验说明,该地区上第三系低丰度的烃源岩生成的少量石油不能排出,因此不能作为烃源岩。但在高演化阶段或遇高温烘烤时,可以生成大量的 CO₂ 气和一定量的烃气,可以作为气源岩(表 3-10)。

六、与江汉石油学院和石油大学实验结果对比

(一) 与江汉石油学院实验结果对比

(1) 江汉石油学院做的孔 28 井泥岩生油率为 116.6 ~ 119.6kg/t,生气率为 353.4 ~ 378.1m³/t。我们做的鱼 33 井泥页岩生油率为 236.5 ~ 296.3kg/t,为孔 28 井泥岩的 2.03 ~ 2.78 倍。生气率为 514 ~ 567m³/t,为孔 28 井泥岩的 1.44 ~ 1.50 倍。

(2) 江汉石油学院做的孔 28 井煤岩生油率为 40.54kg/t,生气率为 124.81 m³/t。我们做的鱼 33 井煤岩生油率为 48.3kg/t,生气率为 185m³/t,比孔 28 井略高。

(二) 与石油大学实验结果对比

(1) 石油大学做的鱼卡、绿草山泥岩多为煤矿样品,三个样品生油率为 23.6 ~ 49.2kg/t,一个样品为 106.2kg/t,生气率两个样品为 43 ~ 54.6m³/t,另两个样品为 253 ~ 379m³/t。

我们做的地面露头样品圆顶山泥岩生油率为 39.9 ~ 63.6kg/t,生气率为 88.5 ~ 153.6m³/t,比石油大学做的前两个样品略高;鱼卡露头样 YD-22 泥岩生油率为 114.7kg/t,生气率为 296m³/t,与后两个样品接近。

(2) 石油大学做的冷湖的碳质泥岩生油率为 226.2kg/t,生气率仅为 211.8m³/t。此样品的生油率数据可能有问题,因为侏罗系碳质泥岩多属 III ~ II₂ 型,一般生油率不可能这样高,另外生油率也不可能比生气率高。

我们做的冷科 1 井泥岩生油率为 136.6kg/t,生气率为 453m³/t,也比石油大学做的生气率高。

(三) 与塔东侏罗系烃源岩模拟实验结果对比

由表 3-11 可以看出:塔东地区侏罗系泥岩最高生油率为 16.8~63.1kg/t,最高生气率为 207.8~215.6m³/t;煤岩最高生油率为 39.2~50.4kg/t,最高生气率为 136.3~158.2m³/t。

冷湖地区冷科 1 井泥岩最高生油率为 136.6kg/t,相当塔东地区侏罗系泥岩的最高生油率的 2.16~8.13 倍。最高生气率为 376.8 m³/t,相当塔东地区侏罗系泥岩最高生气率的 1.45~1.83 倍。

深 86 井泥岩最高生油率为 106.9~110.5kg/t,相当塔东地区侏罗系泥岩的最高生油率的 1.75~6.36 倍。最高生气率为 306~328.1m³/t。相当塔东地区侏罗系泥岩最高生气率的 1.47~1.52 倍。

表 3-11 塔东地区侏罗系烃源岩生油率和生气率

岩性	泥岩				煤岩			
井深/m	3008		3208		3077		3338	
模拟温度/ °C	生气率/ (m ³ /t)	生油率/ (kg/t)	生气率/ (m ³ /t)	生油率/ (kg/t)	生气率/ (m ³ /t)	生油率/ (kg/t)	生气率/ (m ³ /t)	生油率/ (kg/t)
200	0.2	11.8	0.5	12.5	0.5	8.6	0.3	16.1
225	1.3	18.6	5.4	16.4	0.6	10.2	0.4	10.2
250	1.4	10.5	5.9	11.8	0.4	11.0	1.8	17.2
275	5.9	31.5	19.5	15.0	1.8	22.0	3.7	20.5
300	19.0	48.1	25.6	16.8	6.7	27.4	9.9	30.7
325	36.3	56.8	48.7	9.8	13.5	39.2	15.6	43.5
350	59.6	63.1	49.9	9.4	27.7	29.6	28.9	50.4
400	133.3	42.7	103.9	6.6	64.6	25.5	72.8	25.0
500	207.8	19.0	215.6	5.6	136.3	5.2	158.2	6.4

鱼卡地区鱼 33 井泥岩最高生油率为 236.5~296.3kg/t,相当塔东地区侏罗系泥岩的最高生油率的 4.70~14.08 倍。最高生气率为 513.9~566.5m³/t。相当塔东地区侏罗系泥岩最高生气率的 2.44~2.63 倍。

冷湖地区冷科 1 井煤岩最高生油率为 112.2kg/t,相当塔东地区侏罗系煤岩的最高生油率的 2.23~2.86 倍。最高生气率为 192.2 m³/t,相当塔东地区侏罗系煤岩最高生气率的 1.21~1.41 倍。鱼卡地区鱼 33 井煤岩最高生油率为 48.3kg/t,与塔东地区侏罗系煤岩的最高生油率接近。最高生气率为 185m³/t。略高于塔东地区侏罗系煤岩最高生气率。

通过上述对比,表明柴北地区侏罗系烃源岩的生油率和生气率均比塔东地区高得多。

第四节 油气生成演化排出模式图

烃源岩的油气生成、演化及排出模式(这里简称生排烃模式)是进行盆地资源量计算

的基础参数之一。烃源岩的油气生成模拟实验是建立生排烃模式的重要方法。因此根据上述烃源岩加水热压模拟实验所得到的结果,在对数据进行分析、处理、归纳的基础上,我们共取得五种岩性、四种有机质类型的共 12 种生排烃模式。对各类样品而言,由于原样的成熟度、有机质的性质、丰度及岩性等方面的差异,在生排烃模式上也表现出了各自不同的特点,样品间差异越小,模式越接近,反之差异越大模式越不同。就模拟过程所经历的热演化阶段来说,除冷科 1 井下侏罗统中段煤岩因演化程度稍高,已经历未成熟阶段外,其余样品尚未超过成熟门限,模拟过程中由未成熟阶段或生油门限开始,经过成熟阶段(生油阶段)、高成熟阶段(凝析油—湿气阶段)再到过成熟阶段(干气阶段)。

未成熟阶段是干酪根未热降解大量生油的阶段,泛意上指 $R^o < 0.5\%$,在无特殊生油母质的情况下,本阶段生烃量是很小的。成熟阶段是干酪根热降解大量生油的时期。通常生油门限时油的产率较低,随着成熟的增加,油的产率相应增大,并出现一个峰值,即生油高峰,生油高峰过后,油的产率迅速降低,相反烃气产率随之增大,生成的油开始发生裂解向轻质油和烃气转化,即进入了高成熟阶段。高成熟阶段的主要产物最初主要是凝析油,后期主要是湿气。进入过成熟阶段后,油的产率降至或接近最低值,湿气逐渐转变为干气。

生排烃模式中均有四条演化曲线,分别代表总产烃率、总生油率和残留油。其中总产烃 1 等于总生油率 + 烃气产率,总产烃 2 等于总生油率 + 烃气产率 + 由 H_2 气换算的 CH_4 产率。图中总产烃率曲线与总生油率曲线之间的区域代表其烃气产率,总生油率曲线与残留油曲线之间的区域代表其排油量。可见这四条线就可以描述烃源岩在热演化过程中各个阶段的生油量、排油量、残留油、烃气产量和总产烃量。

一、冷湖地区侏罗系烃源岩的生排烃模式

(一) 冷湖五号构造冷科 1 井下侏罗统中段煤岩生排烃模式

随演化程度的增加,生油量和生烃量逐渐增加,因原始煤样 $R^o = 0.81\%$,比泥岩高,生排烃模式图中缺少未成熟阶段,其生油高峰出现的也晚一些,残留油在 $R^o = 0.92\%$ 时出现生油高峰,生油量为 36.8kg/t ,较泥岩残留油生油高峰时的生油量(47.3kg/t)低。总生油率的高峰在 $R^o = 1.13\%$,总生油率为 112.2kg/t ,也较泥岩的生油率(136.6kg/t)低。高峰过后生油率逐渐降低,总生烃率缓慢增加。 $R^o > 1.30\%$ 后,进入高成熟阶段,残留油已很低($< 0.4\text{kg/t}$),大部分液态油逐渐裂解为气态烃,进入过成熟阶段,最高产烃率为 188kg/t ,加上由 H_2 气换算的 CH_4 产率,最高产烃率为 230.2kg/t 。均较泥岩产烃率低。表明煤岩的生烃效率不如泥岩,但按单位重量岩石计的生烃量煤岩(最高 85.7kg/t)要远大于泥岩(最高 12.5kg/t)(图 3-13)。

(二) 冷湖五号构造冷科 1 井下侏罗统上段泥岩生排烃模式

泥岩原始样品埋藏比煤岩浅 700m 左右,成熟度比煤岩低($R^o \approx 0.53\%$),在 $R^o < 0.70\%$ 的低成熟阶段出现一个小的生烃高峰,残余生油率为 28.1kg/t ,总生油率为

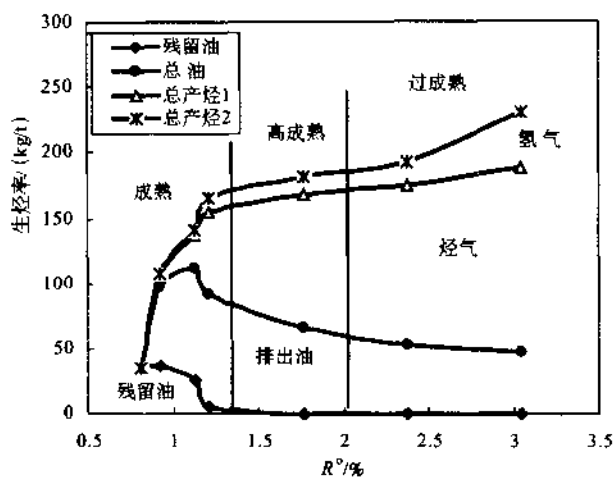


图 3-13 冷科 1 井煤岩生排烃模式图

45.6kg/t,此阶段生成的油为低熟油。在 $R^\circ = 0.69\%$ 时出现一个峰谷,此后随温度升高生油率增加, $R^\circ \approx 0.85\%$ 时出现第二个生油高峰,生油率为 136.6 kg/t,排油量为 101.2kg/t。高峰过后生油率逐渐降低,总生烃率仍逐渐增加, $R^\circ > 1.30\%$ 时进入高成熟阶段,生烃率为 278.1kg/t。演化程度进一步增加,生气率增加,生油率降低,500℃时最高产烃率为 315kg/t,加上由 H_2 气换算的 CH_4 产率后为 356kg/t,残留油降至 0.9kg/t,为过成熟阶段。按油气生成率划分应属于 II₂ 型有机质的生排烃模式(图 3-14)。

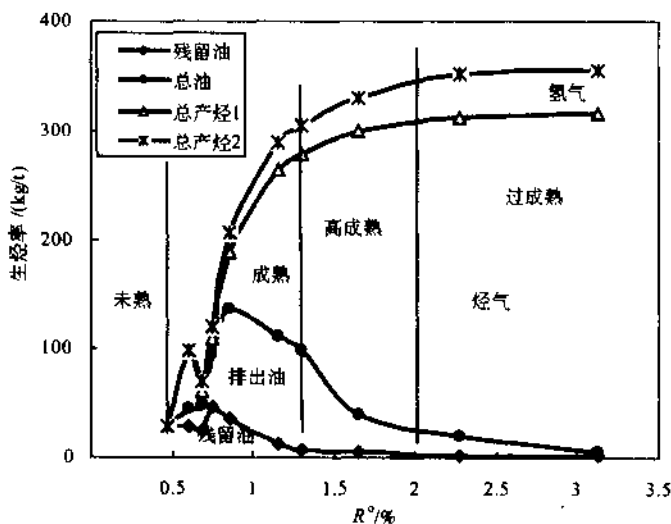


图 3-14 冷科 1 井泥岩生排烃模式图

(三) 冷湖四号构造深 86 井下侏罗统中段泥岩生排烃模式

该层段作了两个泥岩样品,其油气产率很接近,应具有相似的生排烃模式,故根据其油气产率综合为一种排烃模式(图 3-15)。

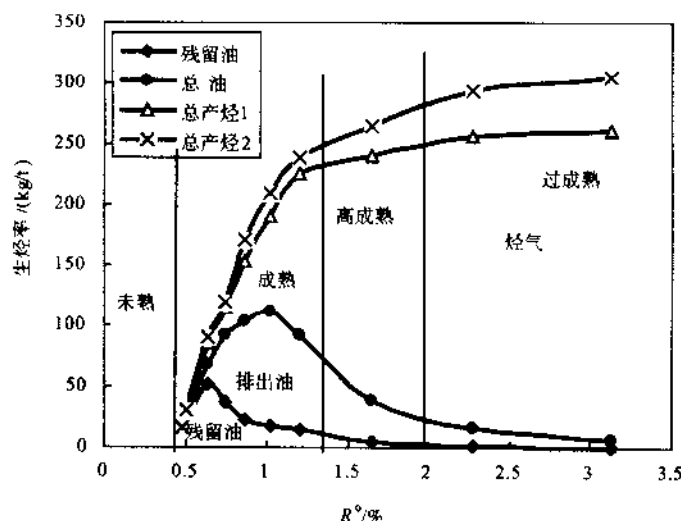


图 3-15 深 86 井泥岩生排烃模式图

该模式由生油门限开始,随演化程度的增加,生油率和生气率迅速升高, $R^{\circ} \approx 1.0\%$ 时为生油高峰,生油率为 110.5kg/t ,生油高峰过后生油率迅速降低,生气率仍迅速升高,最高生烃率为 262kg/t ,加上由 H_2 气换算的 CH_4 产率后为 305kg/t ,残留油在 $R^{\circ} \approx 0.63\% \sim 0.75\%$ 时最高,为 51.8kg/t 。与冷科 1 井泥岩生排烃模式很相似,只是生油率和生气率略低。也应属于 II_2 型有机质的生排烃模式(图 3-15)。

(四) 冷湖三号构造石地 22 井下侏罗统上段泥岩生排烃模式

该地区泥岩的生油率在所有模拟实验样品中是最低的,原始样品的生油率为 29kg/t ,演化程度增加生油率逐渐降低。排出油也很低,最高只有 13.4kg/t 。该样品的产气量相对较高,总产烃率为 211kg/t 。属于典型的 III 型有机质生气型的生排烃模式(图 3-16)。

二、圆顶山地区侏罗系烃源岩的生排烃模式

(一) 圆顶山中侏罗统上段露头页岩生排烃模式

圆顶山露头页岩生油率和生气率很低,最高生油率只有 39.9kg/t ,而且生油高峰靠后($R^{\circ} \approx 1.4\%$),最高生烃率加上由 H_2 气换算的 CH_4 产率后仅为 91kg/t ,属于 III_2 型有机质

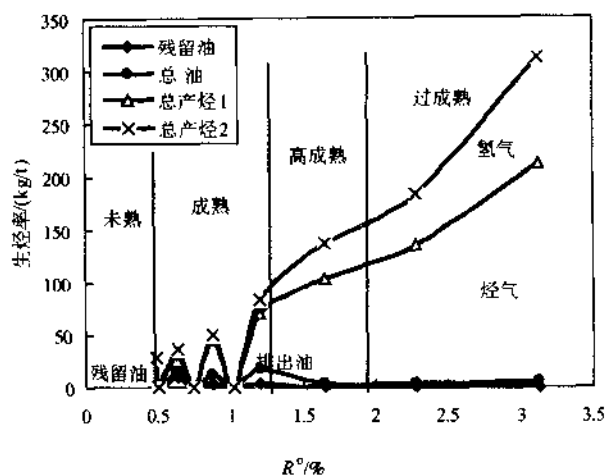


图 3-16 石地 22 井泥岩生排烃模式图

的生排烃模式(图 3-17)。

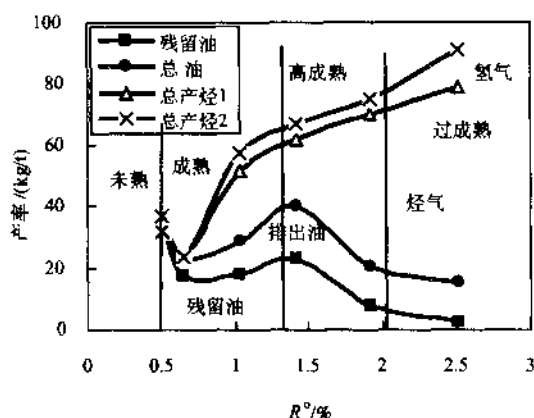


图 3-17 YDS-10 油页岩生排烃模式图

(二) 圆顶山中侏罗统上段露头泥岩生排烃模式

圆顶山露头泥岩生油率也很低,最高生油率为 63.6kg/t,比油页岩略高。最高生烃率为 197kg/t,比油页岩高 1 倍。属于Ⅲ型有机质的生排烃模式(图 3-18)。

三、鱼卡地区侏罗系烃源岩的生排烃模式

(一) 鱼卡地区中侏罗统上段露头泥岩生排烃模式

最高生油率为 114.7kg/t,与深 86 井泥岩很接近,但生油高峰靠后($R^\circ \approx 1.4\%$)。最高

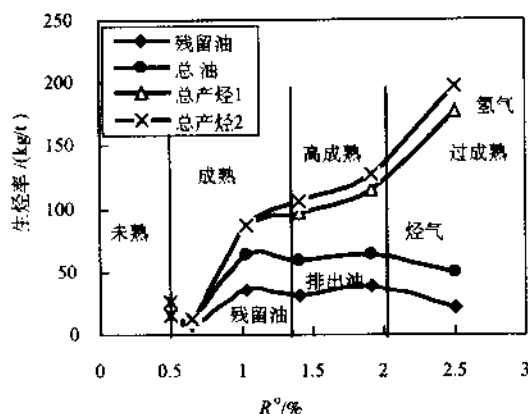


图 3-18 YDS-13 泥岩生排烃模式图

生烃率为 233.5kg/t, 比深 86 井泥岩略低, 但氢气产率很高, 达 339.2m³/t, 表明该样品原始氢含量较高, 其产烃率比深 86 井泥岩略低主要是地面风化造成的, 也应属于 II₂ 型有机质的生排烃模式(图 3-19)。

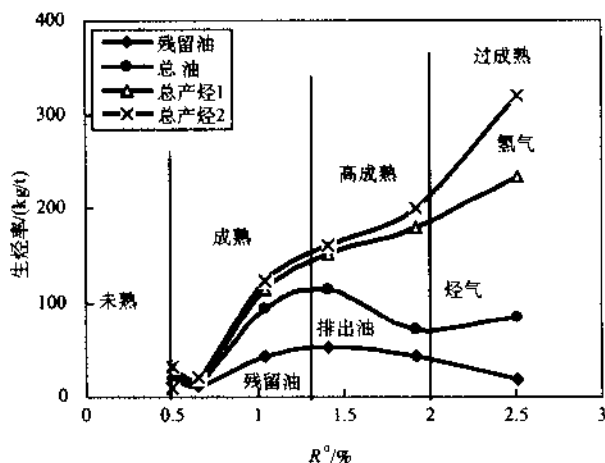


图 3-19 鱼卡露头泥岩生排烃模式图

(二) 鱼卡地区中侏罗统上段鱼 33 井泥页岩生排烃模式

鱼 33 井该层段也作了两个泥页岩样品, 其油气产率也很接近, 应具有相似的生排烃模式, 根据其油气产率综合为一种排烃模式(图 3-20)。

进入生油门限 ($R^{\circ} > 0.5\%$) 以后, 生油率急剧增加, 残留油在 $R^{\circ} \approx 0.63\%$ 出现生油高峰, 残留油为 130.3kg/t, 此阶段生成的为低熟油。低熟油的生油率可达 190kg/t, 排油量达 78.5kg/t。 $R^{\circ} > 0.70\%$ 以后, 生油率继续增加, 生油高峰在 $R^{\circ} \approx 1.02\%$, 此时生成的是成熟油, 生油率为 296.3kg/t。生油高峰过后生油率急剧下降, 烃气产率急剧增加, 有机质热演

化逐渐进入以生气为主的高成熟和过成熟阶段。该层段泥岩的烃气产率和总生烃率也比较高,最高生烃率可达 471kg/t,如果再加上由氢气(H_2)换算的烃气,总生烃率最高可达 563kg/t。表明该层段泥岩为富烃源岩。具有 II₁ 类生排烃模式。

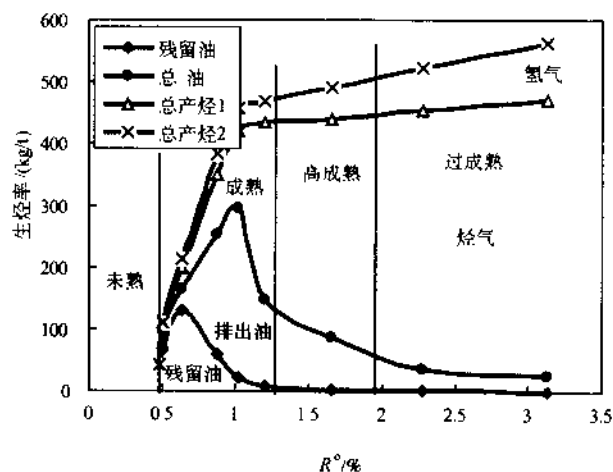


图 3-20 鱼 33 井泥岩生排烃模式图

(三) 鱼卡地区中侏罗统中段鱼 33 井煤岩生排烃模式

鱼卡地区中侏罗统中段鱼 33 井煤岩具有 III 型有机质生排烃模式(图 3-21)。原样残留油为 42.4 kg/t,刚加温时,由于非烃和沥青质等极性大分子的进一步缩聚,使生油率降低,进一步加温,当 $R^o > 0.50\%$ 以后,生油率又逐渐增加, $R^o \approx 1.20\%$ 时出现生油高峰,生油率为 48.3kg/t,比冷科 1 井下侏罗统中段煤岩低得多。生油高峰过后生油率逐渐下降,

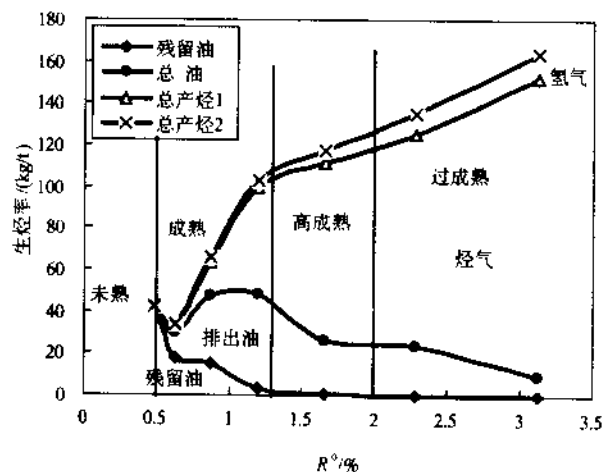


图 3-21 鱼 33 井煤岩生排烃模式图

烃气产率急剧增加,最高生烃率为 151.8kg/t,再加上由氢气(H_2)换算的烃气,总生烃率最高也只有 164kg/t。表明该层段煤岩生烃潜力较小。有机质类型较差,具有Ⅲ类生排烃模式。

四、大煤沟地区侏罗系烃源岩生排烃模式

(一) 大煤沟地区下侏罗统中段碳质泥岩生排烃模式

大煤沟地区下侏罗统中段碳质泥岩具有Ⅱ₂型有机质生排烃模式(图 3-22)。进入生油门限($R^o > 0.50\%$)后,生油率急剧增加, $R^o \approx 1.20\%$ 时出现生油高峰,生油率比较高,为 164.4kg/t。生油高峰过后生油率很快下降,烃气产率急剧增加,最高生烃率为 330 kg/t,再加上由氢气(H_2)换算的烃气,总生烃率为 338kg/t。表明该层段碳质泥岩生烃潜力较大。有机质类型较好,具有Ⅱ₂类生排烃模式。

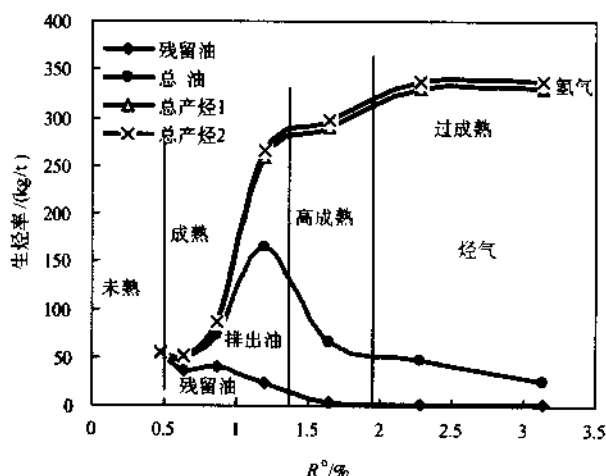


图 3-22 DMG22 碳质泥岩生排烃模式图

(二) 大煤沟地区下侏罗统上段油页岩生排烃模式

如前所述,该样品进行了封闭式和开放式两种方式的模拟实验(图 3-23)。封闭式模拟实验生成的油气产物(特别是生成的石油)均未脱离反应体系,始终和源岩一起参加了整个热演化过程,本应运移出去的一部分液态石油在与烃源岩一起热演化中也发生了裂解,使排出油的数量有所减少。开放式模拟实验,因排出的油气(特别是生成的石油)完全脱离了反应体系,未与烃源岩一起参加进一步的热演化过程,所以排出的石油要远多于封闭式模拟实验。

封闭体系和开放体系是两种极端情况,自然界烃源岩的生排烃过程即不完全是封闭体系,也不完全是开放体系,可能是介于封闭体系和开放体系之间的一种状况。因为烃源

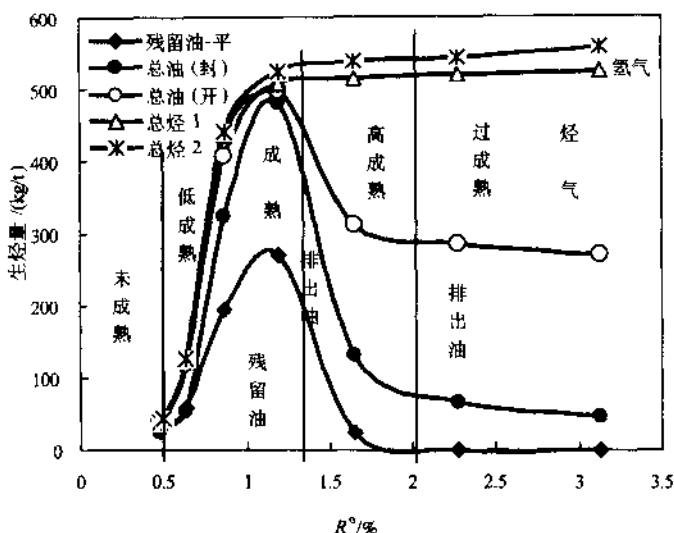


图 3-23 DMG40 油页岩封闭和开放系统生排烃模式图

岩生成的油气,特别是石油一部分由烃源岩排出后,由于运移逐渐远离开原来的热演化体系,未与烃源岩一起参加进一步的热演化过程。但是也有一部分残留在烃源岩中,或由烃源岩排出后,尚未远离原来的热演化体系,而与烃源岩一起参加了进一步的热演化过程。这就相当于封闭体系和开放体系之间的一种状况。

因该样品进行了封闭式和开放式两种方式的模拟实验,把两种反应体系实验结果综合起来,互相补充就能使模拟实验结果更接近自然界油气生成演化过程。图 3-23 就是根据两种模拟实验方法结果,综合出了具有封闭式和开放式两种排油量的生排烃模式。图中“总油(封)”曲线代表封闭体系排出油的数量,“总油(开)”曲线代表开放体系排出油的数量。由图可以看出,每一个演化阶段封闭式体系排出的油均低于开放式体系排出的油。因为自然界烃源岩的生排烃过程是介于封闭体系和开放体系之间的一种状况。所以排油量应介于“总油(封)”和“总油(开)”两曲线之间。

如果单从排油量来考虑的话,实验室模拟实验是在高温下进行的,由于热蒸发效应的影响,室内封闭式模拟实验排油量比实际排油量要高一些。也就是说,由“总生油(封)”曲线和残留油曲线之间的区域代表的排油量可能与自然界烃源岩的排油量更接近。即封闭式分温阶单独加温模拟实验可能更能够反映出烃源岩的油气生成、排出和演化的总趋势及其结果。又因封闭式分温阶单独加温模拟实验方法比开放式分温阶连续加温模拟实验方法相对容易掌握,也比较节省人力和时间,所以目前大都采用这种方法。

该油页岩可以生成约 42.5kg/t 的未熟油,由于油页岩 TOC 含量很高(38.7%),吸附性比较强,未熟油基本排不出来。进入生油门限以后,生油率急剧增大, $R^o \approx 1.2\%$ 时出现生油高峰,最高生油率为 498.4kg/t。生油高峰过后,生油率先是急剧减少,以后趋于稳定,但总油(开)要比总油(封)高。生油高峰过后总生烃率略有增加,最高生烃率为 518kg/t。再加上由氢气(H_2)换算的烃气,总生烃率为 559kg/t。表明该层段油页岩生烃潜力大。有机质类型较好,具有 II₁ 类生排烃模式。

五、一里坪地区上第三系烃源岩的生排烃模式

如前所述,红四1井灰色钙质泥岩 TOC 仅为 0.27%,基本上属于非烃源岩,生油率很低,250℃时总生油率最高为 46.3kg/t,排出油最高 33.7kg/t,如按单位重量岩石计算,排出油仅为 0.091g/t,尚未超过排油门限值,所以在生排烃模式图中(图 3-24),残留油和总油的曲线变化很小。而进入成熟阶段以后烃气产率迅速增加,氢气产率急剧增加,总烃最高产率为 150 kg/t,加上由氢气(H_2)换算的烃气,总生烃率为 406kg/t。由图可以看出,大量的烃气和氢气(H_2)并非由液体石油裂解来的,而主要由于酪根裂解生成的,这表明该层段泥岩于酪根中氢原子含量比较高,有机质类型比Ⅲ型要好,可达Ⅱ₂类。但由于有机质丰度太低,仍具有生气型的生排烃模式。

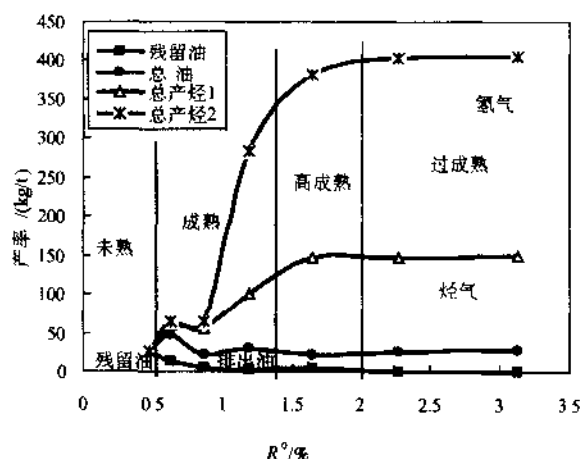


图 3-24 红四1井泥岩生排烃模式图

六、柴北缘不同岩性生排烃模式

综上所述,生排烃模式综合起来可分为五种岩性、四种有机质类型、共十二种生排烃模式。

1. 泥岩类生排烃模式

(1) 泥岩类Ⅱ₁型生排烃模式 鱼33井中侏罗统上段泥页岩具有这种生排烃模式。

(2) 泥岩类Ⅱ₂型生排烃模式 这种生排烃模式的包括:

- 1) 冷科1井下侏罗统上段泥岩生排烃模式;
- 2) 深86井下侏罗统中段33、34号泥岩生排烃模式;
- 3) YK22泥岩生排烃模式。

(3) 泥岩类Ⅲ₁型生排烃模式 这种生排烃模式的包括:

- 1) 石地22井下侏罗统上段泥岩生排烃模式;

2)YDS13 中侏罗统上段泥岩生排烃模式。

(4) 泥岩类Ⅲ₂ 型生排烃模式 YDS10 中侏罗统上段页岩具有这种生排烃模式

2. 煤岩类生排烃模式

(1) 煤岩类Ⅱ₂ 型生排烃模式 冷科 1 井下侏罗统中段煤岩具有这种生排烃模式

(2) 煤岩类Ⅲ₁ 型生排烃模式 鱼 33 井中侏罗统中段煤岩具有这种生排烃模式

3. 碳质泥岩类生排烃模式

DMG22 下侏罗统中段碳质泥岩具有这种生排烃模式

4. 油页岩类生排烃模式

DMG40 下侏罗统上段油页岩具有这种生排烃模式

5. 钙质泥岩类生排烃模式

红四 1 井上第三系钙质泥岩具有这种生排烃模式

第五节 高成熟—过成熟烃源岩原始有机质丰度的恢复

岩石中的有机碳和生烃潜力是评价烃源岩和沉积盆地油气资源的两个最重要最基本的有机地球化学指标。烃源岩生油门限前未大量生烃、排烃时的有机碳和生烃潜力称为原始有机质丰度,而通常我们所测得的是烃源岩生烃、排烃后的残余有机质丰度。对低成熟或成熟烃源岩来说,油气初次运移量(排烃量)只占总有机质和生油量的-小部分,其有机碳和生烃潜力基本上可以代表烃源岩的有机质丰度和生油气能力的大小。随演化程度增加,油气生成量和排烃量不断增大,而残余有机质丰度不断降低,成熟度越高,有机质类型越好,降低的越多。对高成熟—过成熟烃源岩来说,若用残余有机质丰度按通常标准进行评价,就会把有机质类型好,排烃量大的好烃源岩划为差烃源岩或非烃源岩。因此对高成熟—过成熟烃源岩进行生油评价或预测油气资源量时,需恢复其原始有机碳和原始生烃潜力。

柴北侏罗系烃源岩有的已进入高成熟阶段,部分已达到过成熟阶段,为了对各层系烃源岩进行正确评价和油气资源预测,对这部分高成熟或过成熟的烃源岩应恢复其原始有机质丰度。

关于有机质丰度的恢复国外研究报道很少。主要是我国的学者做了大量的研究工作(邬立言等 1985,程克明 1997)等。这是因为在我国华北、华南、塔里木盆地等地区大面积分布着中、上元古界、下古生界演化程度已达高成熟—过成熟的烃源岩。随着我国石油勘探开发事业的不断发展,需要对此类高成熟—过成熟烃源岩进行正确评价和预测油气资源量,这就大大促进了恢复原始有机质丰度的研究工作。恢复原始有机质丰度理论上最好采取自然剖面法,即采集相同层位不同埋深(不同成熟度)的烃源岩,实测有机碳和生烃潜力,然后求出不同成熟度烃源岩原始有机质丰度的恢复系数。但这些样品的岩性、岩相、有机质丰度和类型都应相似。而且要有从未成熟到各个演化阶段的样品,显然这

种系列样品很难采集到。因此烃源岩的室内热模拟实验就成了恢复原始有机质丰度的一种最主要的方法。

用烃源岩评价仪(ROCK-EVAL)进行烃源岩的热解模拟实验,建立恢复原始有机质丰度的公式是最简便实用的方法。但该法不能测定各演化阶段的油和气生成数量。

用高压釜进行热压模拟实验,可以近似地模拟烃源岩在地下的油气生成演化过程,可以进行原始有机质丰度的恢复。我们对柴北侏罗系各种岩性的烃源岩进行了加水热压模拟实验,根据加水热压模拟实验结果建立了各类烃源岩原始有机质丰度的恢复公式。

一、热解模拟实验恢复方法

利用烃源岩热解仪(ROCK-EVAL),称取 0.154~0.18mm 的样品 100mg 左右,在 300℃ 恒温 3min,以 20℃/min 速率程序升温至所需模拟温度。然后按正常热解程序分析模拟后的样品。再根据模拟实验结果计算恢复系数 K_C 、 K_S 和 $C_P/TOC\%$ 参数

(一) 计算恢复系数 K_C 、 K_S 和 C_P/TOC 等参数

令 $C_{原}$ (或 C_0):代表原始有机碳;

$C_{残}$ (C_r):代表残余有机碳;

$(S_1 + S_2)_{原}$ (或 $(S_1 + S_2)_0$):代表原始生烃潜力;

$(S_1 + S_2)_{残}$ (或 $(S_1 + S_2)_r$):代表残余生烃潜力;

L_S :代表模拟实验中累计生烃量(热解烃);

0.083:为热解烃与有机碳的换算系数;

K_C :代表有机碳恢复系数;

K_S :代表生烃潜力恢复系数;

则:原始有机碳 $C_0 = K_C \times C_r$ (2-1)

原始生烃潜力 $(S_1 + S_2)_0 = K_S \times (S_1 + S_2)_r$ (2-2)

$$C_r = C_0 - 0.083 \times L_S$$

$$(S_1 + S_2)_r = [(S_1 + S_2)_0 - L_S]$$

$$C_P/TOC = [(S_1 + S_2)_r \times 0.083] \times 100 / C_r$$

根据模拟实验原始样品的 C_0 和 $(S_1 + S_2)_0$ 及各模拟温度点累计生烃量(L_S),利用上述公式便可计算出 K_C 、 K_S 和 C_P/TOC 。

(二) 绘制 K_C 、 K_S 与 C_P/TOC 的关系图

我们曾对羌塘盆地侏罗系各类烃源岩样品进行了热解模拟实验。热解模拟实验结果表明各烃源岩的 K_C 与 C_P/TOC 均为直线关系, K_S 与 C_P/TOC 为双曲线关系(见图 3-25)。

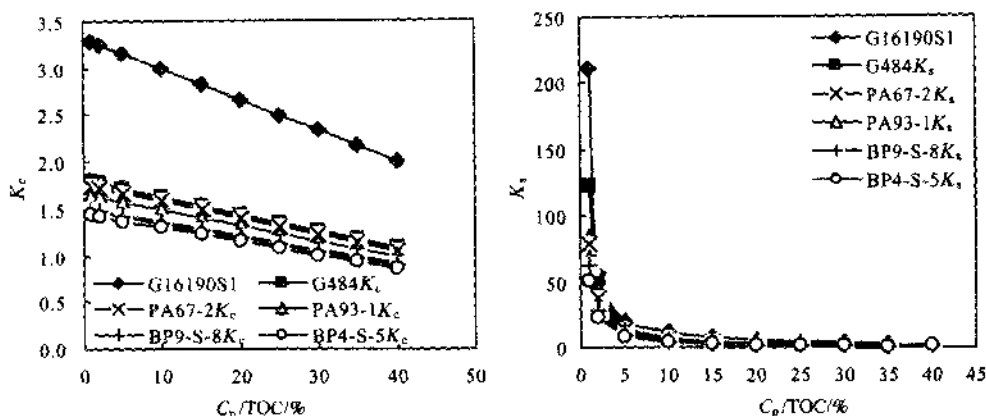


图 3-25 各类烃源岩有机质丰度恢复系数 K_c 和 K_s 与 $C_p/TOC\%$ 的关系图

(三) 计算原始有机质丰度恢复系数的通式(数学模型)

据干酪根热降解生油理论,本书作者在国家“八五”攻关课题中曾提出了一个利用热解参数降解潜率 $D(C_p/TOC)$ 计算原始有机碳和原始生烃潜力恢复系数 K_c 和 K_s 的公式,现简述如下:干酪根中的有机碳(TOC)近似等于无效碳($C_{\bar{x}}$)和有效碳($C_{\text{有}}$)之和。在热降解过程中,无效碳近似不变,而有效碳由于热降生烃、排烃而不断降低。

如令 C_0 代表原始有机碳, $C_{0\text{有}}$ 代表原始有效碳,

D_0 代表原始降解潜率($\frac{C_{0\text{有}}}{C_0} \times 100$)。

则 $C_0 = C_{\bar{x}} + C_{0\text{有}}$ $C_r = C_{\bar{x}} + C_{r\text{有}}$

因 $C_{0\text{有}} = \frac{D_0 \times C_0}{100}$ $C_{r\text{有}} = \frac{D_r \times C_r}{100}$

将 $C_{0\text{有}}$ 和 $C_{r\text{有}}$ 代入上式

则得 $C_0 = \frac{100 \times C_{\bar{x}}}{(100 - D_0)}$ $C_r = \frac{100 \times C_{\bar{x}}}{(100 - D_r)}$

原始有机碳恢复系数 $K_c = \frac{C_0}{C_r} = \frac{(100 - D_r)}{(100 - D_0)}$ (2-3)

原始生油潜力恢复系数 $K_s = \frac{(S_1 + S_2)_0}{(S_1 + S_2)_r}$

因 $(S_1 + S_2) \times 0.083 = C_{\text{有}}$

则 $K_s = \frac{C_{0\text{有}}}{C_{r\text{有}}} = \frac{C_0 \times D_0}{C_r \times D_r} = K_c \times \frac{D_0}{D_r}$ (2-4)

原始降解潜率 D_0 取决于有机质类型,对一个烃源岩来说 D_0 是一个定值。而 D_r 则是随演化程度增加而逐渐减小。根据样品热解分析测得的残余降解潜率 D_r 便可计算出 K_c 、 K_s 。和 K_c 与 D_r 为一直线关系, K_s 与 D_r 为一双曲线关系,与热解模拟实验结果完全一致。如果已知某类烃源岩的原始降解潜率(可以通过未成熟样品的热解分析测得),根

据上述公式即可计算。

某类烃源岩各演化阶段的有机质丰度恢复系数 K_c 和 K_s 和。这和利用热解模拟实验方法求得的有机质丰度恢复系数 K_c 和 K_s 是完全一致的。所以可以不用再作热解模拟实验,而根据未成熟样品的热解分析资料即可计算某类烃源岩各演化阶段的有机质丰度恢复系数 K_c 和 K_s 和 C_p/TOC 。

二、加水热压模拟实验恢复方法

利用加水热压模拟实验方法可以获得烃源岩各个演化阶段的生气量、生油量和总生烃量。通过模拟实验样品及残样的热解分析、干酪根的反射率测定及元素分析,可以获得各个演化阶段的残余生烃量、残余生烃潜率、干酪根的镜质体反射率和 H/C 原子比等。根据获得的上述各种资料便可获得原始有机质丰度恢复系数 K_c 和 K_s ,以及 K_c 和 K_s 与成熟度参数 C_p/TOC 、 R° 、H/C 原子比的关系式。

(一) 恢复系数计算公式

1. 原始有机碳恢复系数计算公式

烃源岩在加水热压模拟实验过程中,不断生烃和排烃。根据化学反应物质平衡原理。反应前原始有机质的数量等于模拟实验后残余有机质的数量加上模拟实验中已排出的有机质数量。或者说模拟实验样品的原始有机碳含量近似等于模拟实验后残余有机碳含量加上已排出的有机质中所含碳的数量。如令 C_0 代表原始有机碳, C_r 代表残余有机碳, C_p 代表模拟实验中已排出的有机碳, Q_p 代表模拟实验中排出的总烃, 1.22 为烃与有机碳间换算系数。

$$\begin{aligned}
 \text{则 } C_0 &= C_r + C_p \\
 \text{因 } C_p &= \frac{Q_p \times C_0}{1000 \times 1.22} \\
 \text{所以 } C_0 &= C_r + \frac{Q_p \times C_0}{1220} \\
 K_c = \frac{C_0}{C_r} &= 1 + \frac{Q_p \times C_0}{1220 C_r} = 1 + \frac{Q_p}{1220} \times K_c \\
 K_c \left(1 - \frac{Q_p}{1220}\right) &= 1 \\
 K_c \left(\frac{1220 - Q_p}{1220}\right) &= 1 \\
 K_c &= \left(\frac{1220}{1220 - Q_p}\right) \quad (2-5)
 \end{aligned}$$

总排烃量应等于模拟实验中排出的凝析油、轻油、烃气及 H_2 气按 1/2 换算为 CH_4 气之和。

$$\text{即 } Q_p = Q_n + Q_q + Q_g + (Q_H \times 16/44.8)$$

式中, Q_n 代表凝析油数量, mg/g;

Q_q 代表排出轻油数量, mg/g;

Q_c 代表烃气数量, mg/g;

Q_H 代表氢气数量, mg/g。

2. 原始生烃潜力恢复系数计算公式

根据恢复系数定义

$$K_s = \frac{(S_1 + S_2)_0}{(S_1 + S_2)_r}$$

原始生烃潜力可用模拟实验中最大生烃潜力来代表。

即
$$(S_1 + S_2)_0 = \frac{Q_{zs} \times C_0}{100}$$

则
$$K_s = \frac{(S_1 + S_2)_0}{(S_1 + S_2)_r} = \frac{Q_{zs} \times C_0}{100 \times (S_1 + S_2)_r} \quad (2-6)$$

式中, Q_{zs} : 代表烃源岩模拟实验中的最高生烃量;

Q_c : 代表烃源岩排烃后残留油数量, mg/g。

$$Q_{zs} = Q_n + Q_q + Q_c + Q_H + (Q_H \times 16/44.8)$$

根据模拟实验中各加热点的油气产率和排烃量利用上式可求出 K_c 和 K_s 。

(二) 恢复系数 K_c 、 K_s 与成熟度参数的关系

镜质组反射率 R° , 降解潜率 C_p/TOC , 干酪根 H/C 原子比是烃源岩最常用的成熟度参数。原始有机质丰度恢复系数首先取决于有机质类型。烃源岩有机质类型确定后, 恢复系数 K_c 和 K_s 便取决于成熟度。因此要计算 K_c 和 K_s 必须建立它们和成熟度参数之间的关系。

根据模拟实验结果首先利用上述公式计算出模拟样品各温度点的 K_c 和 K_s 。然后分别绘出 K_c 、 K_s 与 R° 、 C_p/TOC 、H/C 的关系图(图 3-26)。

有机碳恢复系数 K_c 和生烃潜力恢复系数 K_s 与 $R^\circ\%$ 为一多项式关系(图 3-26(a)、3-26(b)、3-27(a)、3-27(b)、3-28(a)、3-28(b))。

有机碳恢复系数 K_c 与 (C_p/TOC) 和 H/C 原子比为一曲线关系(图 3-26(c)、3-26(e)、3-27(c)、3-27(e)、3-28(c)、3-28(e))。

生烃潜力恢复系数 K_s 与 C_p/TOC 和 H/C 原子比为幂函数双曲线关系(图 3-26(d)、3-26(f)、3-27(d)、3-27(f)、3-28(d)、3-28(f))。

根据关系曲线可建立恢复系数计算公式。现将各模拟样品的恢复系数 K_c 、 K_s 与 R° 、 C_p/TOC 、H/C 的关系式汇集在表 3-12、表 3-13 中。

(三) 原始有机质丰度三种恢复方法对比

恢复高成熟—过成熟烃源岩的原始有机质丰度, 首先要根据烃源岩的沉积环境、有机

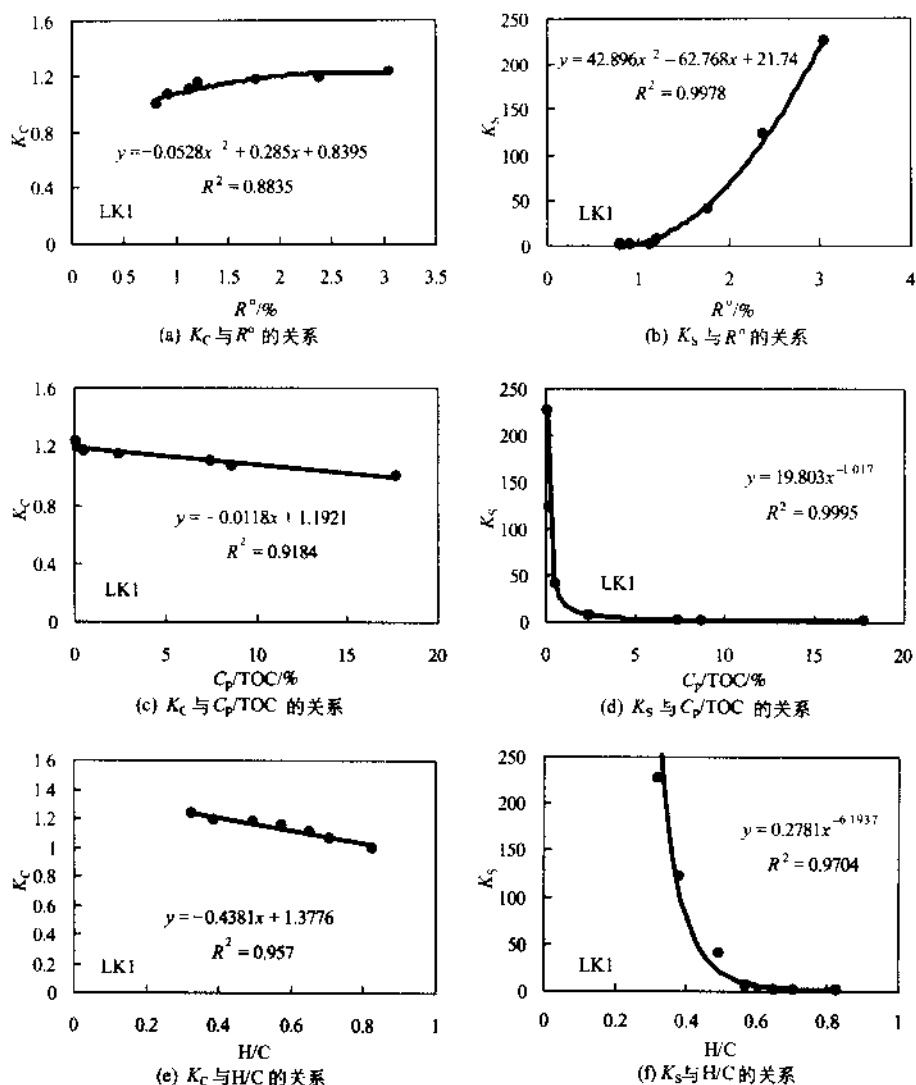


图 3-26 冷科 1 井煤岩恢复系数 K_c 、 K_s 与 R^o %、 C_p/TOC %、 H/C 原子比的关系

质来源、有机岩石学特征、镜检有机显微组分、碳同位素 $\delta^{13}C$ %、生物标志物等多种指标确定其有机质类型。然后可以按有机质类型及岩性选择计算公式。再按样品测得的成熟度参数进行恢复。本文用镜质组反射率 R^o 、降解潜率 C_p/TOC 、干酪根 H/C 原子比三种成熟度参数计算的有机碳恢复系数和生烃潜力恢复系数列于表 3-14、表 3-15、表 3-16，以兹比较。由表可见：

(1) 有机碳恢复系数用三种方法计算的结果均很接近，最大差值多在 13% 以内。生烃潜力恢复系数用 C_p/TOC 和 H/C 原子比计算结果相对比较接近，但两者相对误差比有机碳恢复系数要大，表明原始有机碳恢复的准确性比较高，而生烃潜力恢复的准确性相对差一些。

表 3-12 原始有机碳恢复系数 K_C 与 C_p/TOC 、 R^0 、 H/C 原子比的关系

地区	井号	层位	岩性	K_C 与 C_p/TOC 的关系	K_C 与 R^0 的关系	K_C 与 H/C 的关系
冷湖构造	冷科 1	J_1^p	煤	$K_C = -0.012D + 1.192$	$K_C = -0.053R^0 + 0.285R^0 + 0.839$	$K_C = -0.438H/C + 1.377$
	深 86	J_1^p	泥岩	$K_C = -0.020D + 1.293$	$K_C = -0.088R^0 + 0.442R^0 + 0.796$	$K_C = -0.650H/C + 1.58$
	石地 22	J_1^p	泥岩	$K_C = -0.014D + 1.132$	$K_C = -0.018R^0 + 0.145R^0 + 0.932$	$K_C = -0.379H/C + 1.320$
圆顶山地区	YDS-10	J_2^p	页岩	$K_C = -0.009D + 1.081$	$K_C = -0.004R^0 + 0.051R^0 + 0.978$	$K_C = -0.128H/C + 1.136$
	YDS-13	J_2^p	泥岩	$K_C = -0.009D + 1.224$	$K_C = -0.016R^0 + 0.033R^0 + 0.977$	$K_C = -0.289H/C + 1.320$
	鱼 33	J_2^p	泥岩	$K_C = -0.017D + 1.684$	$K_C = -0.179R^0 + 0.943R^0 + 0.642$	$K_C = -0.997H/C + 2.190$
鱼卡地区	YK22	J_2^p	泥岩	$K_C = -0.011D + 1.336$	$K_C = 0.055R^0 - 0.010R^0 + 0.993$	$K_C = -0.487H/C + 1.544$
	鱼 33	J_2^p	煤	$K_C = -0.006D + 1.126$	$K_C = -0.022R^0 + 0.137R^0 + 0.941$	$K_C = -0.323H/C + 1.284$
	DMC ₄₀	J_1^p	油页岩	$K_C = -0.014D + 1.777$	$K_C = -0.117R^0 + 0.754R^0 + 0.646$	$K_C = -0.774H/C + 2.074$
大煤沟剖面	DMC ₂₂	J_1^p	碳质泥岩	$K_C = -0.011D + 1.356$	$K_C = -0.092R^0 + 0.49R^0 + 0.750$	$K_C = -0.607H/C + 1.653$

表 3-13 原始生烃潜力恢复系数 K_S 与 C_p/TOC 、 R^0 、 H/C 原子比的关系

地区	井号	层位	岩性	K_S 与 C_p/TOC 的关系	K_S 与 R^0 的关系	K_S 与 H/C 的关系
冷湖构造	冷科 1	J_1^p	煤	$K_S = 19.803D^{-1.017}$	$K_S = 42.896R^0 - 62.768R^0 + 21.74$	$K_S = 0.278H/C^{-6.1957}$
	深 86	J_1^p	泥岩	$K_S = 29.141D^{-1.03}$	$K_S = 0.348R^0 + 47.255R^0 - 32.165$	$K_S = 0.65H/C^{-5.2625}$
	石地 22	J_1^p	泥岩	$K_S = 21.565D^{-1.0835}$	$K_S = -10.528R^0 + 55.563R^0 - 26.987$	$K_S = 2.086H/C^{-3.418}$
圆顶山地区	YDS-10	J_2^p	页岩	$K_S = 9.137D^{-1.0746}$	$K_S = 0.415R^0 + 0.6287R^0 - 0.3337$	$K_S = 0.879H/C^{-2.3485}$
	YDS-13	J_2^p	泥岩	$K_S = 28.186D^{-1.1688}$	$K_S = 0.471R^0 + 0.549R^0 - 0.8241$	$K_S = 0.793H/C^{-2.1579}$
	鱼 33	J_2^p	泥岩	$K_S = 66.813D^{-1.064}$	$K_S = -26.746R^0 + 191.08R^0 - 108.03$	$K_S = 2.513H/C^{-5.3276}$
鱼卡地区	YK22	J_2^p	泥岩	$K_S = 45.505D^{-1.1172}$	$K_S = 2.005R^0 - 3.572R^0 + 2.427$	$K_S = 1.128H/C^{-2.6888}$
	鱼 33	J_2^p	煤	$K_S = 13.721D^{-0.967}$	$K_S = 3.494R^0 + 15.116R^0 - 11.652$	$K_S = 0.206H/C^{-6.9645}$
	DMC ₄₀	J_1^p	油页岩	$K_S = 59.484D^{-1.0311}$	$K_S = 13.591R^0 - 3.642R^0 - 4.047$	$K_S = 2.225H/C^{-3.9977}$
大煤沟剖面	DMC ₂₂	J_1^p	碳质泥岩	$K_S = 29.845D^{-1.086}$	$K_S = 2.575R^0 + 15.255R^0 - 10.991$	$K_S = 1.043H/C^{-4.8132}$

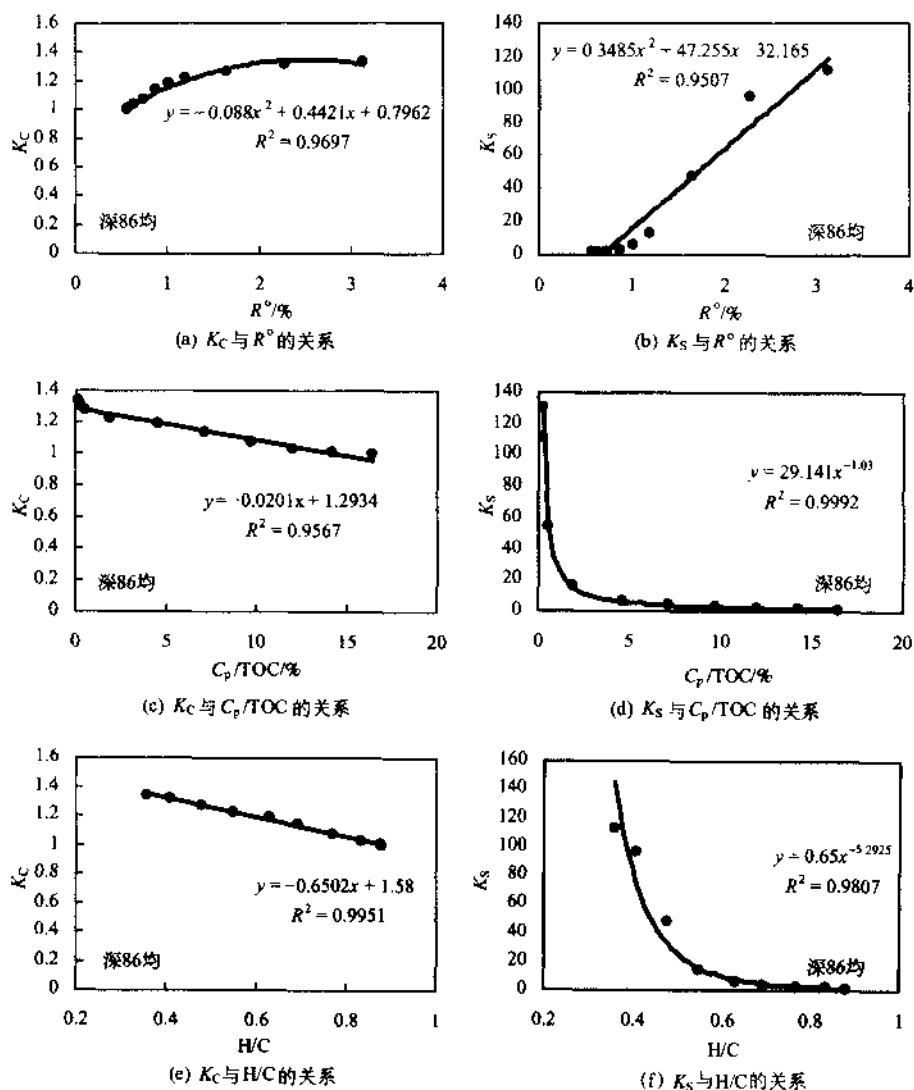


图 3-27 深 86 井煤岩恢复系数 K_c 、 K_s 与 R° 、 C_p/TOC 、 H/C 的关系

表 3-14 鱼 33 井泥页岩三种方法计算的恢复系数对比

模拟温度 /°C	$R^\circ/\%$	C_p/TOC /%	H/C 原子比	有机碳恢复系数 K_c			生烃潜力恢复系数 K_s		
				$R^\circ/\%$	C_p/TOC	H/C	$R^\circ/\%$	C_p/TOC	H/C
250	0.63	25.86	1.07	1.14	1.09	1.08	2.55	1.99	2.11
300	0.87	6.30	0.74	1.29	1.53	1.43	38.88	8.87	14.65
350	1.20	1.04	0.58	1.46	1.65	1.60	83.29	59.52	52.71
400	1.65	0.45	0.51	1.65	1.67	1.68	133.32	144.49	103.61
450	2.28	0.31	0.46	1.82	1.67	1.73	181.43	216.18	178.19
500	3.13	0.31	0.45	1.87	1.67	1.74	208.12	211.25	200.00

表 3-15 YDS-10 页岩三种方法计算的恢复系数对比

模拟温度 /℃	$R^0/\%$	C_p/TOC /%	H/C 原子比	有机碳恢复系数 K_C			生烃潜力恢复系数 K_S		
				$R^0/\%$	C_p/TOC	H/C	$R^0/\%$	C_p/TOC	H/C
250	0.51	9.17	1.05	1.00	1.00	1.00	0.76	0.84	0.78
325	0.72	7.90	1.00	1.02	1.00	1.01	1.00	0.99	0.88
400	1.01	4.70	0.81	1.03	1.04	1.03	1.39	1.73	1.46
450	1.41	3.56	0.72	1.06	1.05	1.04	2.04	2.34	1.88
500	1.91	2.36	0.60	1.09	1.06	1.06	3.06	3.64	2.91
550	2.51	1.73	0.48	1.13	1.07	1.07	4.52	5.06	4.91

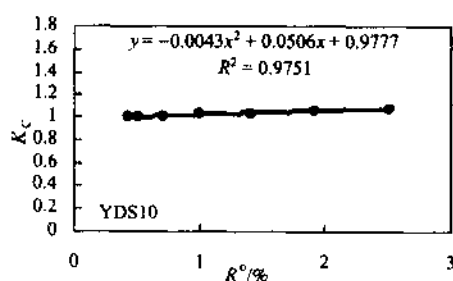
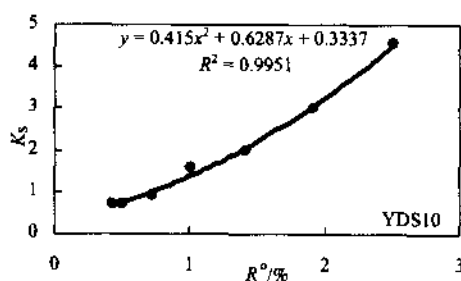
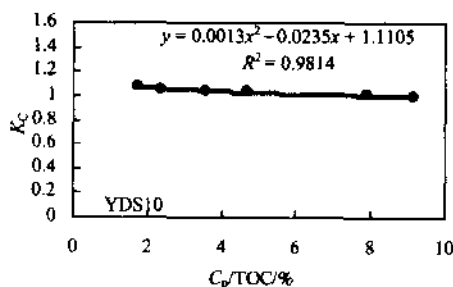
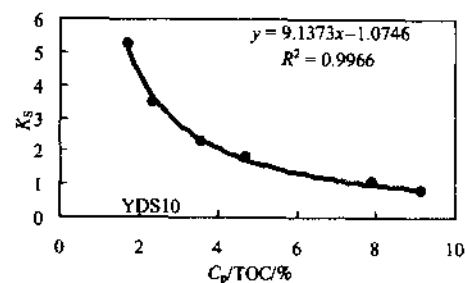
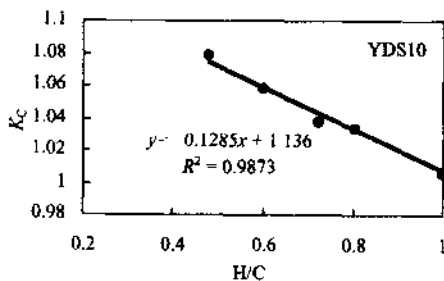
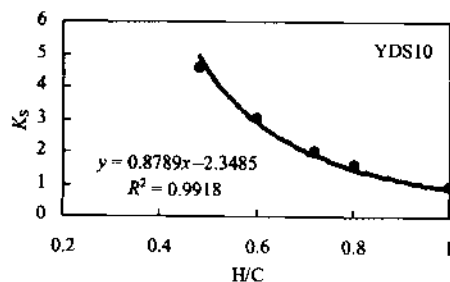
(a) K_C 与 R^0 的关系(b) K_S 与 R^0 的关系(c) K_C 与 C_p/TOC 的关系(d) K_S 与 C_p/TOC 的关系(e) K_C 与 H/C 的关系(f) K_S 与 H/C 的关系图 3-28 YDS10 恢复系数 K_C 和 K_S 与 $R^0\%$ 、 $C_p/TOC\%$ 、H/C 的关系

表 3-16 鱼 33 井煤岩三种方法计算的恢复系数对比

模拟温度 /°C	R^o /%	C_p/TOC /%	H/C 原子比	有机碳恢复系数 K_c			生烃潜力恢复系数 K_s		
				R^o /%	C_p/TOC	H/C	R^o /%	C_p/TOC	H/C
250	0.63	17.84	0.83	1.02	1.01	1.02	—	0.80	0.75
300	0.87	12.47	0.75	1.04	1.04	1.04	4.19	1.14	1.53
350	1.20	3.83	0.63	1.07	1.10	1.08	11.55	3.64	5.14
400	1.65	0.63	0.52	1.11	1.12	1.12	22.88	21.51	19.57
450	2.28	0.26	0.47	1.14	1.13	1.13	40.85	50.93	39.57
500	3.13	0.20	0.43	1.15	1.13	1.15	69.92	68.04	73.51

(2) 用 R^o 计算的 K_s 在高成熟—过成熟阶段与另两种方法计算结果接近。但在低成熟阶段与另两种方法计算结果相差比较大。这可能是因为生油高峰前后恢复系数变化速度与镜质体反射率变化速度不一致。生油高峰前生烃、排烃速率快,恢复系数增加比较快,反射率增加相对比较慢,生油高峰后,干酪根热降解生烃反应逐渐结束,有机质丰度变化不大,恢复系数趋于稳定。而反射率增加速度反而加快。使两者相关性不好,计算公式误差变大。

根据加水热压模拟实验油气产率首次建立了柴北地区各类烃源岩按 R^o 、 C_p/TOC 和 H/C 原子比三种成熟度参数恢复原始有机质丰度的公式。 K_c 和 K_s 与 R^o 均呈多项式关系, K_c 与 C_p/TOC 和 H/C 原子比呈直线关系。 K_s 与 C_p/TOC 和 H/C 原子比呈幂函数双曲线关系。

通过 3 种方法计算结果对比可以看出,三者都可使用。恢复原始有机碳三种方法计算结果很接近,误差相对较小;恢复原始生烃潜力误差相对较大一些。

如前所述,热解分析简便、快速、用样量少,每个样品很容易测得 C_p/TOC ,而且各家分析结果比较一致,比较准确。所以恢复原始有机质丰度应以热解方法为主。部分样品可用三种方法互相补充,互相验证。

第六节 模拟产物的热演化特征

一、热模拟气组分特征

热解气是热模拟实验的主要产物之一,在全部实验过程中都有热解气生成。热解气主要由烃气和非烃气组成。烃气包括甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷等,一般 C_7 以上烃气含量很少。非烃气主要包含 H_2 、 CO_2 气、CO 气和 N_2 气。

(一) 甲烷气特征

甲烷作为热解气中主要组分,在热模拟实验中,在生油高峰前(325℃或 350℃),随温度升高含量缓慢增加(图 3-29)。而后含量快速增加,由于样品的岩性、类型和成熟度的差

异,热解气中甲烷气含量有很大差别,煤岩甲烷气含量比较高,最高约为 58% ~ 71%。泥岩甲烷气含量相对较低,约为 30% ~ 50%。

(二) 重烃气($>C_2$)特征

C_2 以上重烃气含量一般是在低成熟期 250 ~ 300℃,随温度升高而增加,在 300 ~ 350℃生油高峰期达到峰值。温度再升高,所有 C_2 以上重烃气都会逐渐裂解成甲烷,含量迅速降低,并趋于消失(见图 3-29)。

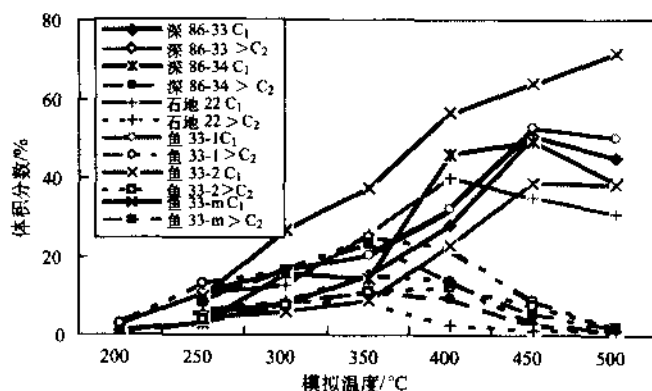


图 3-29 热解气组分 C_1 和 C_2 随模拟温度的变化

(三) 氢气(H_2)特征

模拟实验热解气中均含有氢气,含量大都在 7% ~ 35%之间(图 3-30)。在天然气中没有 H_2 气,因此 H_2 气主要是模拟实验中产生的。室内模拟实验是在高温下进行的。一般

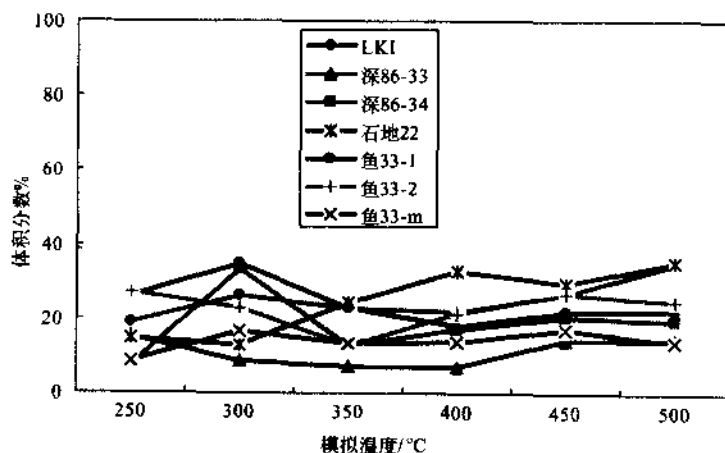


图 3-30 H_2 气含量随模拟温度的变化

认为 H_2 气主要来源于链烷烃的环化, 环烷烃的芳构化、芳烃的缩聚等反应, 可能高温下干酪根直接脱掉氢原子和烃气的裂解也是氢气的来源之一。所以应当把模拟气中的 H_2 气换算为烃气。因为烃气中氢含量最高的是甲烷气, 一分子的甲烷气可裂解为两分子的氢气, 所以通常是把 H_2 气按体积的 1/2 换算成甲烷气的量。我们在计算生气率时也是把 H_2 气按 1/2 的量换算成 CH_4 气的体积和质量。

(四) CO_2 气特征

CO_2 气是热解气中非烃气的主要部分, 来源可分为有机成因和无机成因, 由低成熟到成熟期, 生油母质脱掉羧基和羰基而生成的 CO_2 气, 是有机成因 CO_2 气。在高温阶段无机碳酸盐分解也可生成大量 CO_2 气, 这是无机成因 CO_2 气。

由图 3-31 可以看出, CO_2 气变化的总趋势是随模拟温度升高含量逐渐降低, 这主要是在低成熟阶段干酪根中的羧基和羰基即可大量脱掉, 所以 CO_2 气含量比较高。随模拟温度升高, 羰基和羧基不断被脱掉, 所以 CO_2 气含量逐渐降低。在高温阶段 ($500^\circ C$), CO_2 气含量又有所增加, 这主要是碳酸岩盐裂解生成 CO_2 气所致。

由图 3-31 还可看出, 煤岩 CO_2 气含量较低, 最高为 14.18% ~ 35.39%。泥岩 CO_2 气含量较高, 低温阶段最高含量一般在 66.7% ~ 95.79%。

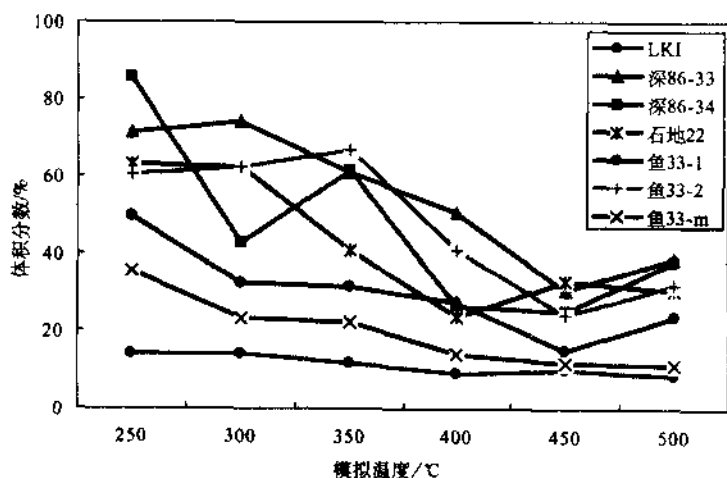


图 3-31 CO_2 气含量随模拟温度的变化

(五) CO 气特征

模拟气中含有少量的 CO 气, 大多在 0% ~ 7%, 少数模拟点可达 11.58%。它可能是干酪根脱羰基形成的, 因 CO 气不稳定, 易被氧化成 CO_2 气, 所以天然气中没有 CO 气。

除上述组分外, 还生成了少量的烯烃, 在 $< 250^\circ C$ 的低成熟阶段, 烯烃含量可达总烃的 10% ~ 16%。随温度的升高含量逐渐降低, 一般 $450^\circ C$ 以后逐渐消失。烯烃主要是饱和烃

脱氢气形成的,因烯烃不稳定,所以天然气中也没有烯烃。

(六) 干燥系数(C_1 /总烃)的变化

C_1 /总烃随温度的升高逐渐增大,500℃时多在 95% ~ 98%,为干气阶段(图 3-32)。

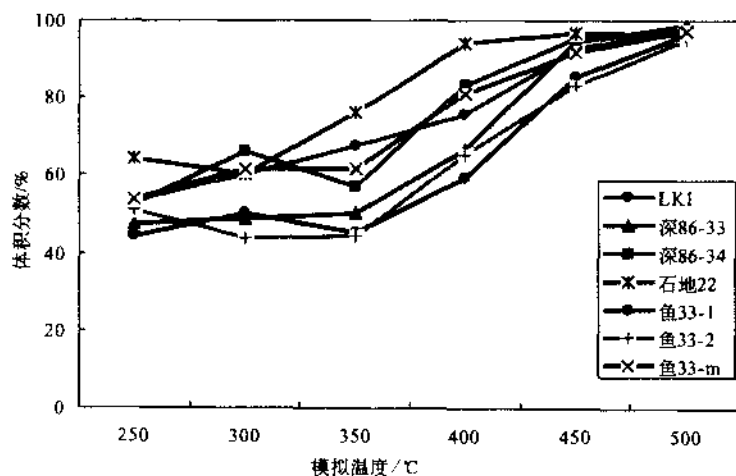


图 3-32 C_1 /总烃随模拟温度的变化图

(七) 异构烷烃特征

烃气中 iC_4 、 nC_4 和 iC_5 、 nC_5 属于重烃气,只有在低成熟—高成熟期存在,到过成熟期就裂解成甲烷气而消失了。一般 nC_4 和 nC_5 要比 iC_4 和 iC_5 含量高。 iC_4/nC_4 和 iC_5/nC_5 比值多小于 1。

二、凝析油组成及热演化特征

这里所指的凝析油是由热解气中冷凝下来的轻烃,热模拟实验中凝析油的生成量取决于母质类型和温度两个因素,一般在成熟和高成熟期都有凝析油生成。在加水模拟实验中,由于演化过程延迟,在 450℃高演化阶段还有凝析油存在。凝析油碳数分布主要在 $C_6 \sim C_{20}$ 之间,其组成主要由 C_{20} 以下的正构烷烃、异构烷烃和低环芳烃如苯、甲苯、二甲苯和萘等组成。

图 3-33 是鱼 33 井泥页岩凝析油色谱图,350℃以前大量生油阶段色谱图中正构烷烃含量比较高,350℃以后高成熟阶段,由于热裂解正构烷烃含量急剧降低,色谱图中的色谱峰主要是芳烃。

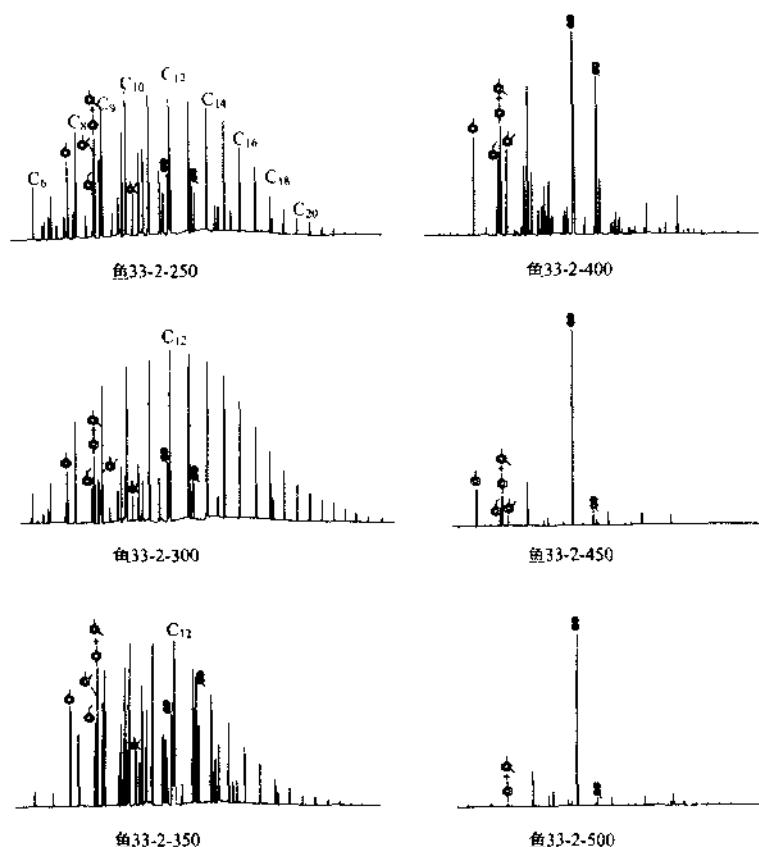


图 3-33 鱼 33 井泥岩凝析油色谱图

表 3-17 DMG40 J₂ 油页岩模拟实验轻烃色谱数据表

模拟 温度/℃	nC ₆	苯	nC ₇	甲苯	nC ₈	乙苯	对、间-二 甲苯	邻二 甲苯	nC ₉	nC ₁₀	nC ₁₁	萘
200						0.21	0.65	1.80	0.38	0.47	0.63	
250								3.79		0.59	0.66	
275	1.12		1.03	1.03	1.53	0.71	0.98	2.18	1.89	2.12	2.34	
300	1.18	0.42	1.52	1.01	2.34	0.83	1.03	1.29	3.06	3.40	3.53	0.93
325	1.09	0.73	2.20	1.61	3.85	1.17	1.44	1.33	4.93	5.10	4.98	1.72
350	2.72	0.96	4.62	2.11	6.19	1.52	1.74	1.54	6.69	6.32	5.97	0.18
400	1.35	1.80	2.39	7.35	3.65	3.91	4.66	3.65	3.79	3.44	3.06	2.21
450	0.56	8.22	0.41	14.39	0.41	4.91	7.56	3.82	0.34	2.16		3.62
模拟 温度/℃	nC ₁₂	nC ₁₃	甲基萘	nC ₁₄	nC ₁₅	nC ₁₆	nC ₁₇	nC ₁₈	nC ₁₉	nC ₂₀	nC ₂₁	nC ₂₂
200	0.98	0.85		1.02	1.70	1.79	1.79	1.51	1.28	0.92	0.63	0.41
250	0.86	0.61		0.77	0.92	0.90	0.92	0.78	0.74	0.60	0.47	0.38
275	2.31	2.18		2.35	2.44	2.14	1.56	1.30	1.04	0.80	0.66	0.55
300	3.42	3.10	0.65	2.55	2.87	2.33	1.88	1.42	1.19	0.96	0.83	0.71
325	4.46	3.91	0.66	3.39	2.88	2.21	1.76	1.34	1.13	0.92	0.75	0.64
350	4.49	4.89		3.94	3.85	3.09	2.46	1.91	1.56	1.24	0.97	0.74
400	2.43	2.03	1.62	1.73	1.35	0.97	0.71	0.52	0.41	0.29	0.23	0.25
450			2.76		0.29	0.23	0.27	0.28	0.25	0.34	0.22	

DMG40 油页岩凝析油色谱组成数据见(表 3-17),由表可以看出:低碳数正构烷烃随模拟温度的升高含量逐渐增加,在大量生油阶段达到高峰。350℃后由于正构烷烃的裂解,含量又逐渐减少。芳烃含量随模拟温度的升高含量一直在增加,这一方面是由于烷烃的裂解使芳烃含量相对增加,另外,链烷烃的环化和脂环烃的芳构化也生成了一部分芳烃。由表 3-18 可以看出,随模拟温度的升高,热演化程度的增加,苯/ nC_6 、甲苯/ nC_7 、二甲苯/ nC_8 、萘/ nC_{10} 、芳烃/烷烃等芳烃与正构烷烃的比值等参数逐渐变大。轻烃与重烃的比值($nC_{14}^{前}/nC_{15}^{后}$)也逐渐变大。

表 3-18 DMG40 J₂ 油页岩模拟实验轻烃色谱参数

模拟 温度/℃	苯 $\frac{nC_6}{nC_7}$	甲苯 $\frac{nC_7}{nC_8}$	对二甲苯 $\frac{nC_8}{nC_9}$	邻二甲苯 $\frac{nC_8}{nC_{10}}$	二甲苯+乙苯 $\frac{nC_8}{nC_{11}}$	萘 $\frac{nC_{10}}{nC_{12}}$	芳烃 烷烃	主峰碳	$\frac{nC_{14}^{前}}{nC_{15}^{后}}$
200						0	0.18	nC_{16}	0.64
250						0	0.38	nC_{15}	1.11
275	0	1.00	0.64	1.42	2.52	0	0.17	nC_{15}	1.85
300	0.35	0.66	0.44	0.55	1.34	0.27	0.16	nC_{11}	2.14
325	0.67	0.73	0.37	0.35	1.03	0.34	0.20	nC_{10}	4.13
350	0.35	0.46	0.28	0.25	0.78	0.03	0.13	nC_{10}	3.15
400	1.33	3.08	1.28	1.00	3.35	0.64	0.87	nC_{10}	9.41
450	14.59	35.15	18.44	9.31	39.74	1.67	7.84	nC_{10}	26.06

三、排出油、残留油组分及热演化特征

1. 深 86 井泥岩排出油、残留油组分热演化特征(图 3-34)

(1) 饱和烃:排出油和残留油的饱和烃均随模拟温度的升高而降低,但排出油的饱和烃均高于残留油。

(2) 芳烃:残留油随模拟温度升高先降低,300℃以后又升高。排出油随模拟温度升高先升高,300℃以后又降低,但排出油的芳烃均高于残留油。

(3) 总烃:残留油随模拟温度升高先降低,300℃以后又升高。排出油随模拟温度升高逐渐降低,排出油总烃均高于残留油。

(4) 非烃:排出油非烃均低于残留油,总趋势是随温度升高而降低。

(5) 非烃+沥青质:排出油的非烃+沥青质均低于残留油。总趋势是随温度升高而增加。

(6) 饱/芳比:排出油和残留油的饱/芳比两者比较接近,且均随模拟温度升高而降低。

2. 鱼 33 井泥岩排出油、残留油组分热演化特征(图 3-35)

(1) 饱和烃:排出油和残留油的饱和烃均随模拟温度的升高先降低后升高,但排出油的饱和烃均高于残留油。

(2) 芳烃:排出油和残留油的芳烃均随模拟温度的升高而升高,排出油的芳烃高于残

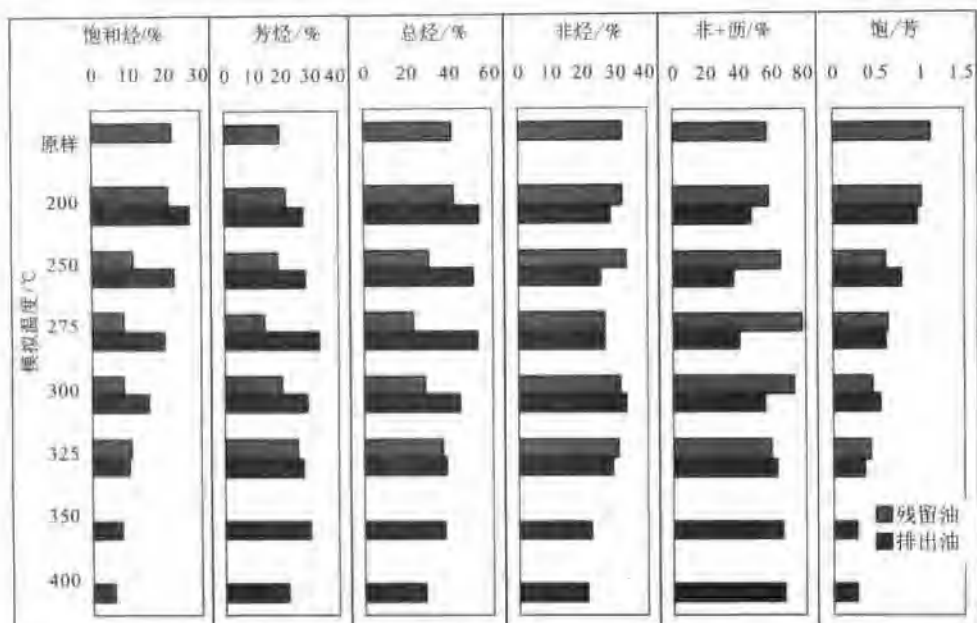


图 3-34 深 86 井泥岩残留油和排出油族组分随温度的变化

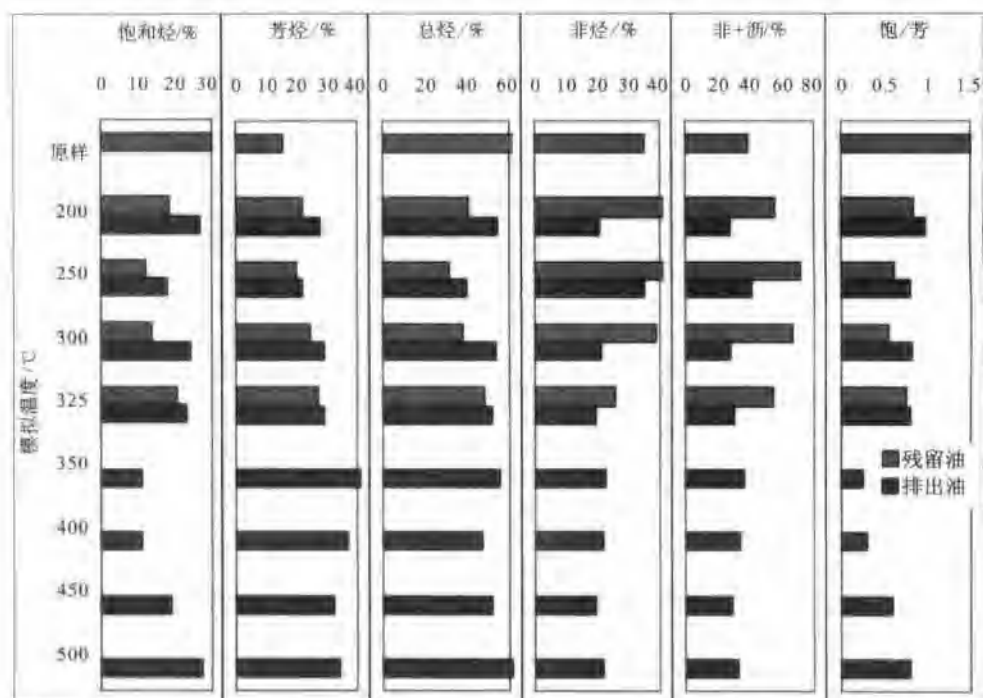


图 3-35 鱼 33 井泥岩残留油和排出油族组分随温度的变化

留油。

(3) 总烃:与芳烃相似,排出油和残留油的芳烃均随模拟温度的升高而升高,排出油的总烃亦高于残留油。

(4) 非烃:排出油的非烃均低于残留油,随温度升高变化不大。

(5) 非烃+沥青质:排出油的非烃+沥青质均低于残留油。随温度升高变化不大。

(6) 饱/芳比:排出油略高于残留油的饱/芳比,且均随模拟温度升高先降低后增加。

3. DMG40 油页岩排出油、残留油组分热演化特征(图 3-36)

(1) 饱和烃:排出油的饱和烃均远远高于残留油。350℃以前排出油和残留油的饱和烃均随模拟温度的升高变化不大,350℃以后排出油的饱和烃明显降低。

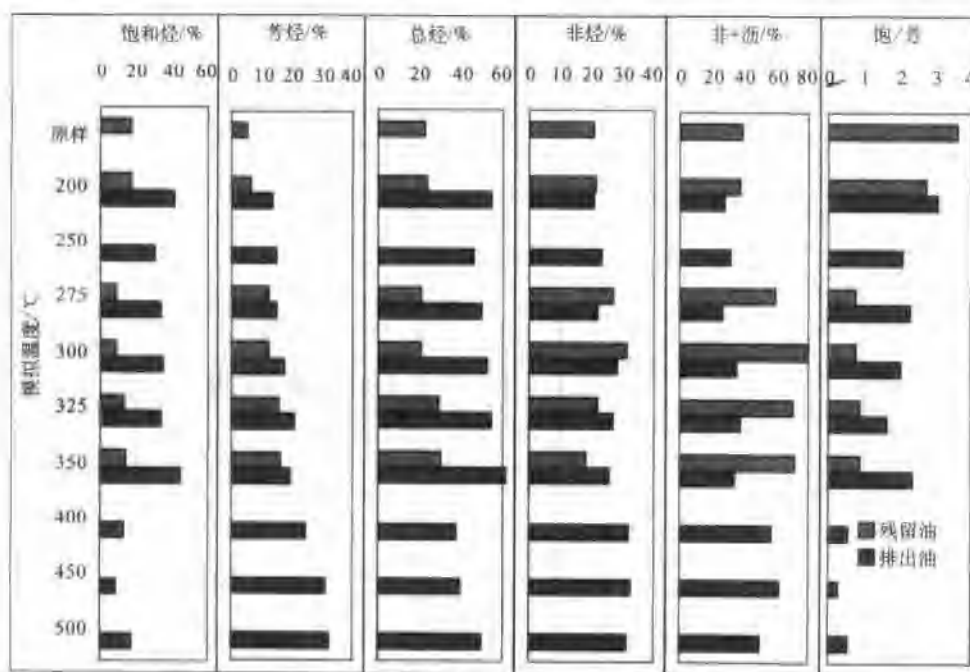


图 3-36 DMG40 油页岩残留油和排出油族组分随温度的变化

(2) 芳烃:排出油和残留油的芳烃均随模拟温度的升高而升高,排出油的芳烃高于残留油。

(3) 总烃:与饱和烃相似,350℃以前排出油和残留油的总烃均随模拟温度的升高变化不大,350℃以后排出油的总烃明显降低。排出油的饱和烃均远远高于残留油。

(4) 非烃和非烃+沥青质:排出油均低于残留油,排出油总趋势是随温度升高略有增加,而残留油 300℃以前随模拟温度升高略有增加,300℃以后又略有降低。

(5) 饱/芳比:总趋势是随温度升高而降低,且排出油的饱/芳比远远高于残留油。

4. DMG22 碳质泥岩排出油、残留油组分热演化特征

(1) 饱和烃:排出油和残留油的饱和烃均随模拟温度的升高先升高后降低,但排出油的饱和烃均高于残留油(图 3-37)。

(2) 芳烃:排出油和残留油的芳烃均随模拟温度的升高而升高,排出油的芳烃高于残留油。

(3) 总烃:与芳烃相似,排出油和残留油的芳烃均随模拟温度的升高而升高,排出油的芳烃亦高于残留油。

(4) 非烃:排出油的非烃均低于残留油,总趋势是随温度升高而略有降低。

(5) 非烃+沥青质:排出油的非烃+沥青质均低于残留油。总趋势是随温度升高残留油略有降低,而排出油略有增加。

(6) 饱/芳比:排出油远高于残留油的饱/芳比,且均随模拟温度升高而降低。

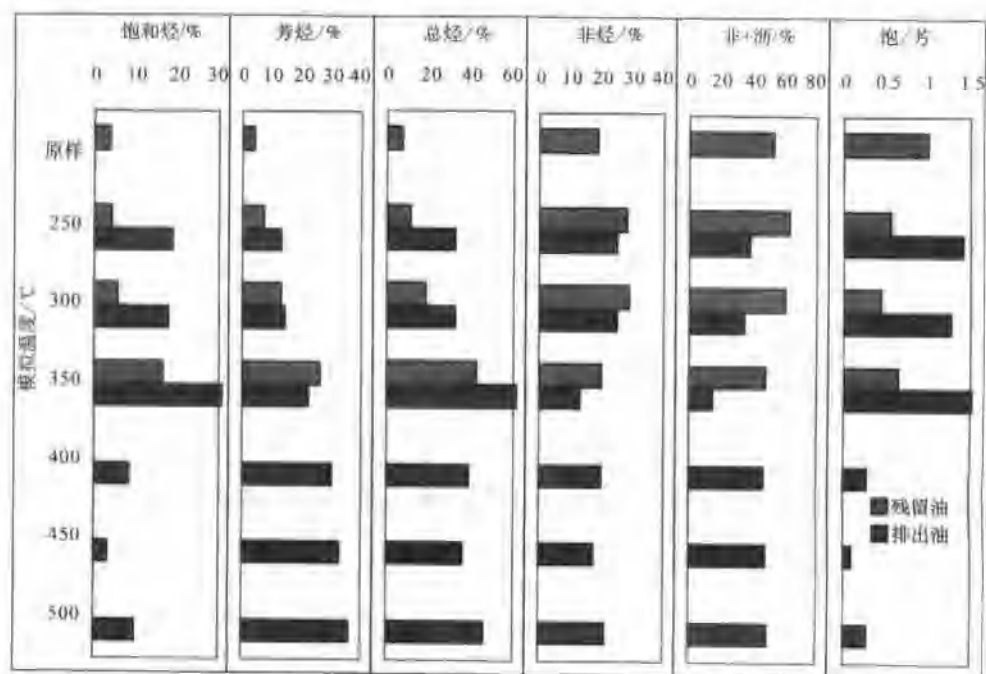


图 3-37 DMG22 碳质泥岩残留油和排出油族组分随温度的变化

5. 排出油和残留油组分的热演化特征

(1) 排出油的饱和烃、芳烃、总烃和饱/芳比均高于残留油,非烃和非烃+沥青质均低于残留油。说明饱和烃比芳烃易于排出,饱和烃和芳烃比非烃和沥青质易于排出。

(2) 饱和烃含量在 350℃ 以后的高成熟阶段明显降低,说明长链烷烃发生了大量裂解。

(3) 芳烃含量在 350℃ 以后的高成熟阶段明显增加,说明芳烃比较稳定且发生了断侧

链反应。

(4) 非烃在 350℃ 以后的高成熟阶段多有降低, 沥青质在 350℃ 以后的高成熟阶段多有增加, 说明有部分非烃发生了裂解生烃反应及缩聚成大分子的反应。

四、排出油、残留油饱和烃色谱热演化特征

(一) 主峰碳的变化

原样的主峰碳数比较低, 在生油初期至生油高峰期主峰碳数变高, 这是由于干酪根裂解生成大量的长链烷烃所致。进入高成熟阶段主峰碳数又变低, 这是由于长链烷烃裂解所致。到 450~500℃ 过成熟阶段主峰碳数又变高, 可能是由于干酪根结构的彻底破坏又释出一些长链烷烃。在大量生油阶段残留油的主峰碳数比排出油高, 其余的彼此接近(图 3-38)。

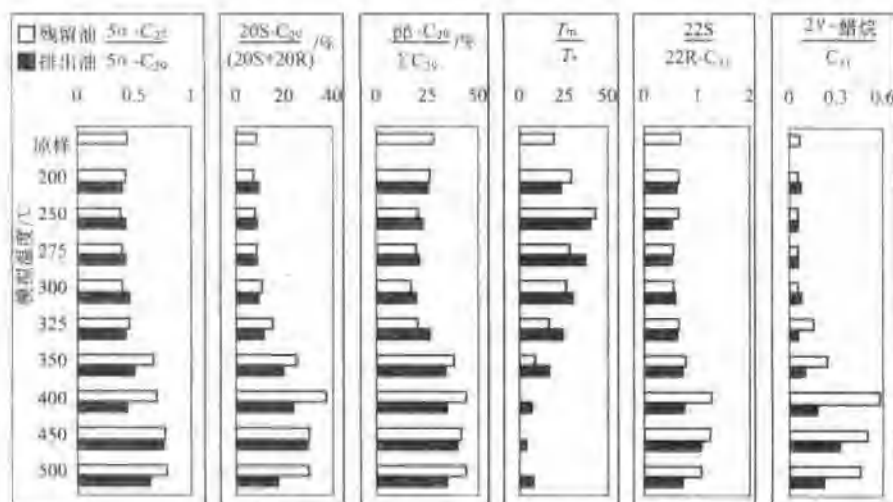


图 3-38 深 86 井泥岩残留油和排出油色质参数随温度的变化

(二) OEP 值的变化

在大量生油阶段随温度升高 OEP 值逐渐降低, 此后变化不大, 而且残留油和排出油彼此接近。

(三) 轻/重比 (nC_{21}/nC_{22})

总的演化趋势是随温度升高, 轻重比值逐渐增加。另一个特点是在生油阶段多数样品排出油的轻/重比值比残留油高, 表明碳数越低越容易排出。而在过成熟阶段多数样品残留油的轻/重比值比排出油高, 这可能是残留于岩样中的长链烷烃裂解所致。

(四) Pr/Ph 热演化特点

多数样品生油高峰随温度升高 Pr/Ph 值略有增加,生油高峰过后又略有降低,总的来看 Pr/Ph 变化不大,残留油和排出油 Pr/Ph 值接近。另有个别样品(深 86 井泥岩)残留油的 Pr/Ph 值比排出油的 Pr/Ph 值高得多,这可能是生油过程中残留油又生成较多的 Pr。

(五) Pr/nC₁₇ 和 Pr/nC₁₈ 热演化特点

随模拟温度升高逐渐降低,在生油高峰附近 Pr/nC₁₇ 和 Pr/nC₁₈ 明显降低,说明 C₁₇ 和 nC₁₈ 生成速度大于 Pr 和 Ph,350℃ 以后 Pr/nC₁₇ 和 Pr/nC₁₈ 又逐渐变大,可能是由于干酪根结构的彻底破坏释放出的 Pr 和 Ph 比 nC₁₇ 和 nC₁₈ 多一些。

另一个特点是残留油的 Pr/nC₁₇ 和 Pr/nC₁₈ 均比排出油高,可能是 nC₁₇ 和 nC₁₈ 比 Pr 和 Ph 更容易排出。

五、排出油的甾烷、萜烷演化特征

(一) 甾烷参数

1. 类型参数 $(5\alpha - C_{27})/(5\alpha - C_{29})$

深 86 井泥岩排出油和残留油类型参数 $(5\alpha - C_{27})/(5\alpha - C_{29})$ 均 < 1 , 为 $0.38 \sim 0.79$, 表明其母质类型较差。鱼 33 井泥岩排出油和残留油类型参数 $(5\alpha - C_{27})/(5\alpha - C_{29})$ 均 > 1 , 为 $1.28 \sim 3.18$, 表明其母质类型好。大煤沟 DMG40 油页岩和 DMG22 碳质泥岩排出油在大量生油阶段 $(5\alpha - C_{27})/(5\alpha - C_{29})$ 均 > 1 , 表明其母质类型也比较好。总的演化趋势是随模拟温度升高该比值增加,但多数样品 350℃ 后又有所降低。

母质类型好的样品鱼 33 井泥岩、大煤沟 DMG40 油页岩和 DMG22 碳质泥岩排出油的 $(5\alpha - C_{27})/(5\alpha - C_{29})$ 比值均 $>$ 残留油,母质类型较差的深 86 井泥岩排出油的 $(5\alpha - C_{27})/(5\alpha - C_{29})$ 值均小于残留油(图 3-39 ~ 图 3-41)。

2. 成熟度参数 $(20S/(20S + 20R))C_{29}$

四个样品原样的 $(20S/(20S + 20R))C_{29}$ 比值在 $17.41\% \sim 28.13\%$ 之间,也说明均为未成熟样品。总的演化趋势是随模拟温度升高该比值增加,到高成熟或过成熟阶段又有所降低,但在 $350 \sim 500^\circ\text{C}$ 高成熟—过成熟阶段四个样品残留油的该项比值多在 $25\% \sim 38\%$ 之间,排出油在 $9\% \sim 34\%$ 之间,即残留油的该项比值均大于排出油。这表明模拟实验短时间加热尚不能使异构化达到平衡状态。

3. 成熟度参数 $\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$

四个样品原样的 $\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$ 比值在 $8.01\% \sim 9.22\%$ 之间,表明均为未成熟样品。总

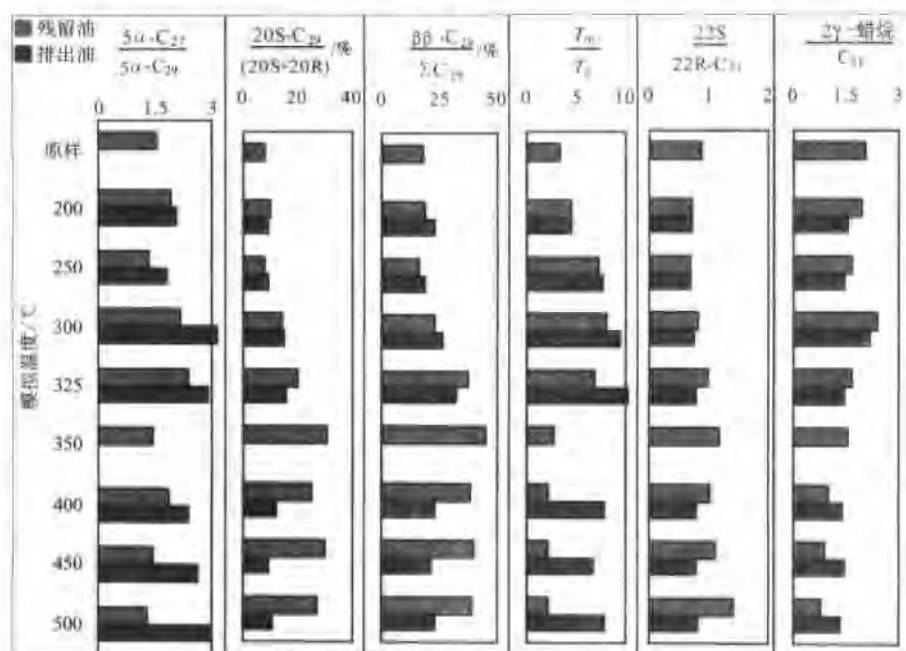


图 3-39 鱼 33 泥岩残留油和排出油色质参数随温度的变化

的演化趋势也与 $(20S/(20S+20R))C_{29}$ 比参数很相似。即随模拟温度升高该比值增加,到高成熟或过成熟阶段又有所降低;在 350 ~ 500°C 高成熟—过成熟阶段四个样品残留油的该项比值多在 32.7% ~ 46% 之间,排出油在 21% ~ 40% 之间,即残留油的该项比值均大于排出油。也表明模拟实验短时间加热尚不能使异构化达到平衡状态。

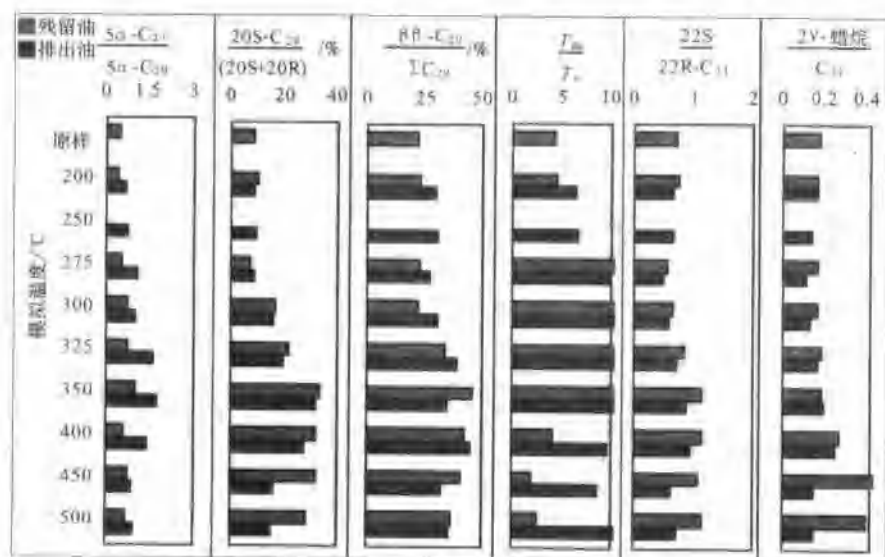


图 3-40 MDG 40 油页岩残留油和排出油色质参数随温度的变化

(二) 萜烷的演化特征

1. 萜烷成熟度参数 T_m/T_s

表中四个样品原样的 T_m/T_s 比值在 3.32 ~ 19.99 之间,说明均为未成熟样品。总的演化趋势也是随模拟温度升高该比值增加,在大量生油阶段达到最高值,350℃以后急剧降低。在低成熟—成熟阶段残留油的该项比值 > 排出油,在高成熟—过熟阶段残留油的该项比值 < 排出油。

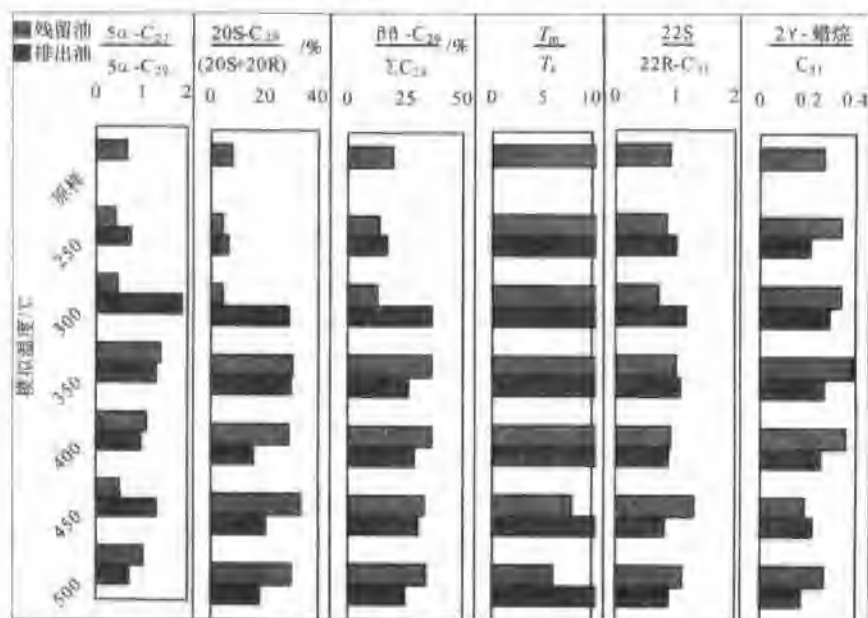


图 3-41 DMG22 碳质泥岩残留油和排出油色质参数随温度的变化

2. $(22S/22R) - C_{31}$

原样为 0.69 ~ 0.91,也属于未成熟样品。排出油随温度升高该比值略有变大,500℃在 0.72 ~ 0.87,未能真正反映出热演化程度。而残留油随温度升高该比值明显变大,各温度点残留油均 > 排出油,350℃以后均 > 1,较好地反映了热演化程度的变化。

3. γ -蜡烷/ C_{31}

深 86 井泥岩、大煤沟油页岩和碳质泥岩随温度升高该比值逐渐变大,400 ~ 500℃又有所降低,各温度点残留油均 > 排出油。鱼 33 井泥岩原样 γ -蜡烷/ C_{31} 比值为 2.08,表明母质较好,生烃母质以藻类为主,且水质较咸。300℃前残留油均 > 排出油,且随温度升高该比值略有变大。350℃以后该比值略有降低,并变为排出油 > 残留油。

从上述对比可以看出,排出油和残留油的各项色质参数 $5\alpha - C_{28}/5\alpha - C_{29}$, $20S/(20S +$

$R) - C_{29} \cdot \beta\beta - C_{29} / \sum C_{29}, 22S/22R - C_{31}, T_m/T_i$ 和 γ -蜡烷/ C_{31} 虽有一定差异,但相差不多,随温度的变化规律基本一致,受排烃影响较小,是比较好的油源对比参数。

六、芳烃色谱甲基菲指数特征

甲基菲指数(MPI)是 M. 瑞德克(Radke)1982 年提出的一个反映有机质成熟度的芳烃色质参数,该参数随成熟度增加而变大,在生油高峰处出现最大值后又逐渐降低,这是它的一个很大缺点,所以未能广泛应用。我们计算了模拟实验样品芳烃色谱的甲基菲指数及另外两个甲基菲比值。一个是 2-甲基菲(2-MP)和 1-甲基菲(1-MP)的比值(2-MP/1-MP 为 2/1MP 下同);另一个是 2-甲基菲加 3-甲基菲(3-MP)与 1-甲基菲加 9-甲基菲(9-MP)的比值[(2+3)/(1+9)MP]。由图 3-42 可以看出,甲基菲指数 MPI 随成熟度增加而变大,在 $R^o \approx 1.65\%$ 左右达最高值,比 M. 瑞德克的石油窗下限 $R^o \approx 1.30\%$ 左右 MPI 达最高值要晚一些。高峰过后 MPI 随 R^o 的增加又变小。另两个参数(2/1MP)和(2+3)/(1+9)MP 随 R^o 的变化趋势和 MPI 完全一致,但变化幅度比 MPI 大得多。

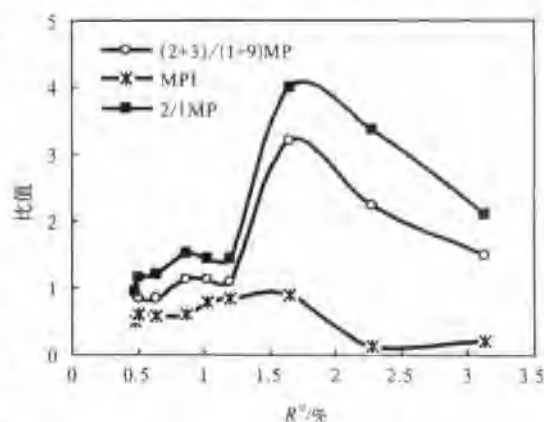


图 3-42 鱼 33 井泥岩甲基菲指数随 R^o % 的变化

图 3-43 是深 86 井泥岩残留油和排出油芳烃色谱甲基菲指数随模拟温度的变化,

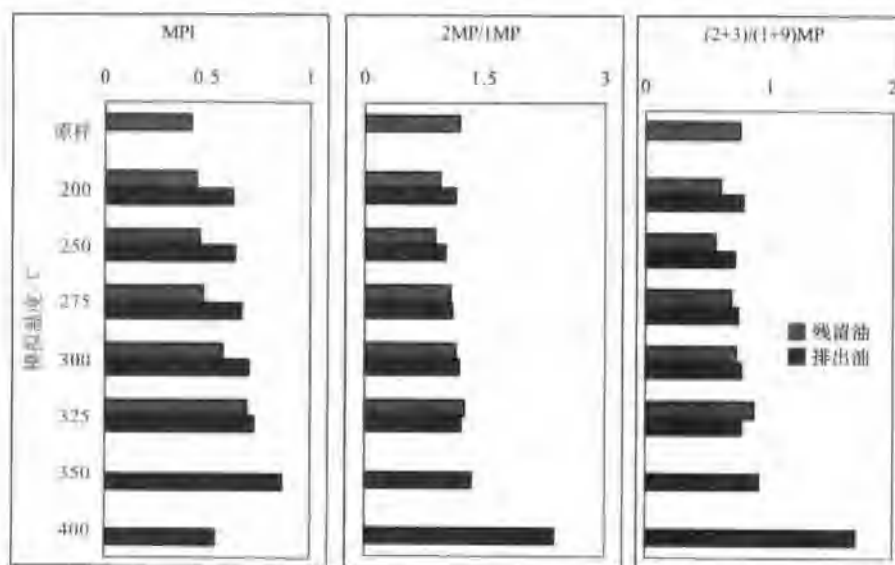


图 3-43 深 86 井泥岩残留油和排出油甲基菲指数随温度的变化

MPI、2/1MP、(2+3)/(1+9)MP 三个比值均随模拟温度升高而变大,400℃时 ($R^o \approx 1.65\%$) 达最高值,这和上述鱼33井的变化是非常相似的。由图中还可看出,排出油的三个参数和残留油的接近,或略大于残留油。

七、碳同位素演化特征

(一) 热模拟气的碳同位素特征

一般来说碳同位素 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 值,取决于母质类型、组分轻重和成熟度。从图 3-44 中可以看出:

(1) 烃气组分越重碳同位素 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 值越重,即 $\text{CH}_4 < \text{C}_2\text{H}_6 < \text{C}_3\text{H}_8 < \text{C}_4\text{H}_{10}$ 。

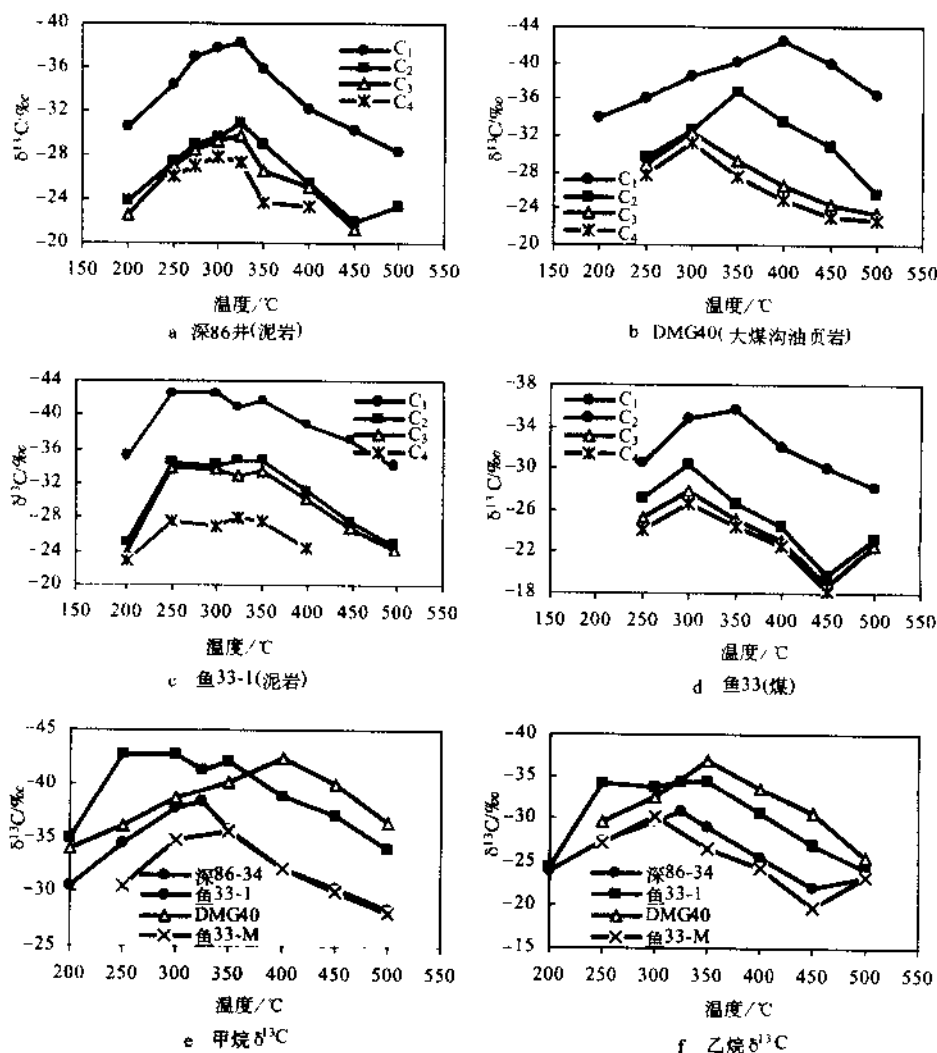


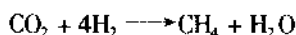
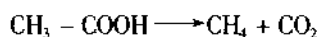
图 3-44 柴北缘烃源岩模拟气 $\delta^{13}\text{C}$ 随模拟温度的变化

(2) 四种烃气的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 值随模拟温度的变化均呈重—轻—重山峰型, 即 250 ~ 300℃ (或 325℃) 逐渐变轻, 在生油高峰 325℃ 处负值也达到高峰, 而后随温度升高 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 值又逐渐变重, 这与郭树之等人 1991 年煤岩各显微组分热模拟实验及刘宝泉等人的青藏高原烃源岩等模拟实验中烃气碳同位素与模拟温度的变化规律完全一致 (表 3-19)。

表 3-19 热模拟气碳同位素数据表

井号	岩性	模拟温度/℃	$\delta^{13}\text{C}\text{‰}$					$\delta^{18}\text{O}\text{‰}$
			C_1	C_2	C_3	C_4	CO_2	O
深 86-34	深灰泥岩	200	-30.6	-23.8	-22.5		6.3	-3.7
		250	-34.4	-27.3	-27	-26.1		
		275	-36.9	-29	-28.5	-27		
		300	-37.7	-29.6	-29.3	-27.9	7	-3
		325	-38.3	-30.9	-29.7	-27.4		
		350	-35.8	-29	-26.5	-23.7	7.1	-2.7
		400	-32.1	-25.5	-25.1	-23.4	5.4	-2.1
		450	-30.3	-22	-21.3			
		500	-28.4	-23.3			-0.2	
鱼 33-1	深灰泥页岩	200	-35	-24.3	-23.1	-22	6.1	-5.2
		250	-42.8	-34.3	-33.6	-27		
		300	-42.7	-33.9	-33.5	-26.4	2.8	-3.7
		325	-41.2	-34.5	-32.7	-27.4		
		350	-42	-34.5	-33.2	-27.1	0.9	-4.3
		400	-38.9	-30.7	-29.8	-23.7	-5.1	-4.4
		450	-37	-27	-26.3			
		500	-33.9	-24.1	-23.6		-5.7	-3.9
角 33-m	煤	250	-30.5	-27.2	-25.3	-24.1		
		300	-34.8	-30.3	-27.9	-26.7		
		350	-35.6	-26.6	-25.1	-24.5		
		400	-32.1	-24.4	-23.1	-22.6		
		450	-30.0	-19.7	-18.6	-18.2		
		500	-28.1	-23.3	-22.6			
DMG40	油页岩	200	-34.0				-30	-6.3
		250	-36.0	-29.6	-28.9	-27.7		
		300	-38.6	-32.5	-32.4	-31.3	-29	-6
		350	-40.2	-36.9	-29.2	-27.6		
		400	-42.4	-33.5	-26.6	-25.1	-28	-6.4
		450	-40.0	-30.8	-24.4	-23.1		
		500	-36.4	-25.6	-23.5	-22.8	-27	-5.9

原苏联学者 Calimov 1973 年研究认为:与羧基、羰基相邻的碳原子相对富含 ^{13}C ,由于受重杂原子的拉电子作用影响,这类碳原子与相邻碳原子间的键能就弱,所以在有机质热演化早期阶段就脱落下来,反应式如:



因此早期生成的甲烷的碳同位素比较重。随热演化程度的增加,长链烃开始断裂成小分子烃类,长链碳断裂的先后次序取决于键能的大小,化学同位素碳间的键能大小为:

$^{13}\text{C} - ^{13}\text{C} > ^{13}\text{C} - ^{12}\text{C} > ^{12}\text{C} - ^{12}\text{C}$,所以生油高峰期 $^{12}\text{C} - ^{12}\text{C}$ 首先断裂,甲烷碳同位素最轻,再随热演化程度增高, $^{13}\text{C} - ^{12}\text{C}$ 和 $^{13}\text{C} - ^{13}\text{C}$ 碳链断裂,甲烷碳同位素又变重。

(3) 从 CH_4 气和 C_2H_6 气碳同位素与模拟实验温度的关系图 3-44e、图 3-44f 看出:相同温度时, CH_4 气碳同位素的轻重顺序是:鱼 33 井泥岩(或大煤沟油页岩) < 深 86 井泥岩 < 鱼 33 井煤岩。

大煤沟油页岩甲烷的碳同位素在 350°C 以前比鱼 33 井泥岩重, 400°C 以后比鱼 33 井泥岩轻,也可能是与羧基、羰基相邻的碳原子相对较多所致。

C_2H_6 气碳同位素也有同样排列顺序。这和模拟岩样的有机质类型和生烃能力大小是完全一致的,即干酪根类型愈好,其生成的烃类的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 值愈轻。

(4) 二氧化碳气碳同位素 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ (表 3-19):深 86 井和鱼 33 井泥岩 CO_2 气的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 为 $-5.7\text{‰} \sim -7.1\text{‰}$,属于无机成因的。DMG40 油页岩 CO_2 气的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 为 $-27\text{‰} \sim -30\text{‰}$,属于有机成因的。

(二) 热模拟油的碳同位素特征

(1) 随模拟温度的升高,凝析油、排出轻油、残留油(沥青“A”)和干酪根均逐渐变重(图 3-45)。

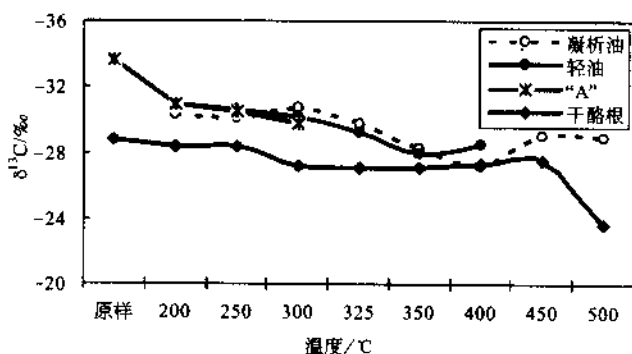


图 3-45a 鱼 33-1 油和干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 随温度的变化

(2) 凝析油、排出轻油、残留油碳同位素 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 很接近,是油源对比的良好参数。干酪根比上述三种油重。它们的轻重顺序是:

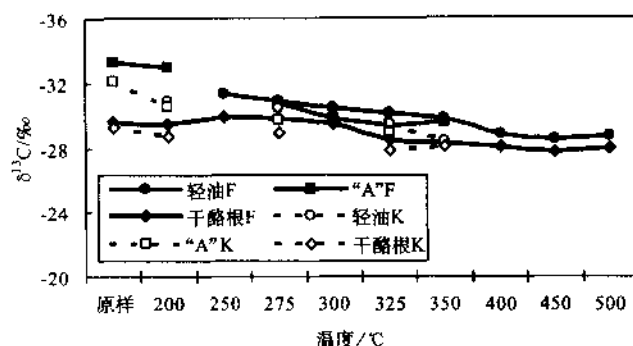


图 3-45b DMG 40油和干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 随温度的变化

凝析油略 < 排出轻油略 < 残留油 < 干酪根

(3) 在相同模拟温度下, 开放体系的排出油、残留油和干酪根的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 均较封闭体系的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 略重。

(4) 鱼 33 井泥岩和大煤沟油页岩模拟油及干酪根的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 均比较轻, 鱼 33 井泥岩残留油(沥青“A”)为 -33.6‰ , 大煤沟油页岩为 -33.3‰ (表 3-20), 表明其母质类型较好。

表 3-20 热模拟油碳同位素数据表

样品	鱼 33 井泥岩				大煤沟油页岩					
实验条件	封闭体系				封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放
温度/°C	凝析油	轻油	“A”	干酪根	轻油		“A”		干酪根	
原样			-33.6	-28.8			-33.3	-33	-29.6	-29.6
200	-30.3	-30.9	-30.9	-28.4			-32.9	-32	-29.5	-29.3
250	-30.1	-30.6	-30.5	-28.4	-31.3	-31		-31	-29.9	-28.7
275					-30.9		-30.8		-29.8	
300	-30.7	-30.2	-29.8	-27.2	-30.4	-30	-29.8	-30	-29.5	-28.9
325	-29.8	-29.2		-27.1	-30.1		-29.4		-28.5	
350	-28.3	-27.9		-27.1	-29.8	-30	-29.6	-29.0	-28.3	-27.8
400	-27.2	-28.5		-27.3	-28.8	-28			-28.1	-28.1
450	-29.0			-27.5	-28.5				-27.7	
500	-28.9			-23.7	-28.7				-27.9	

八、模拟残样的热解特征

1. 生烃潜力 ($S_1 + S_2$)

随温度升高而降低, 400°C 已经很小, 预示热降解生烃反应已近完结 (图 3-46)。

2. 氢指数 I_H

鱼 33 井泥岩和大煤沟油页岩原始样品 I_H 为 583 ~ 578 mg/g, 母质类型较好, 属于 II 类。其他样品在 101 ~ 396 mg/g 之间, 属于 II₂ ~ III 类。氢指数 I_H 亦随温度升高而降低, 400℃ 也已经很小, 表明热降解生烃反应已近完结。

3. TOC 含量

多数样品 TOC 随温度升高略有降低, 而鱼 33 井的煤岩因其原始 TOC 很高 (为 69.67%), 成熟度又低 (属于未成熟), 由于在加热过程中 350℃ 以前主要是脱 CO₂, 随温度升高 TOC 逐渐降低, 350℃ 以后脱水 (-H₂O) 和脱氢, 使碳的含量相对升高, 所以随温度升高 TOC 逐渐变大。

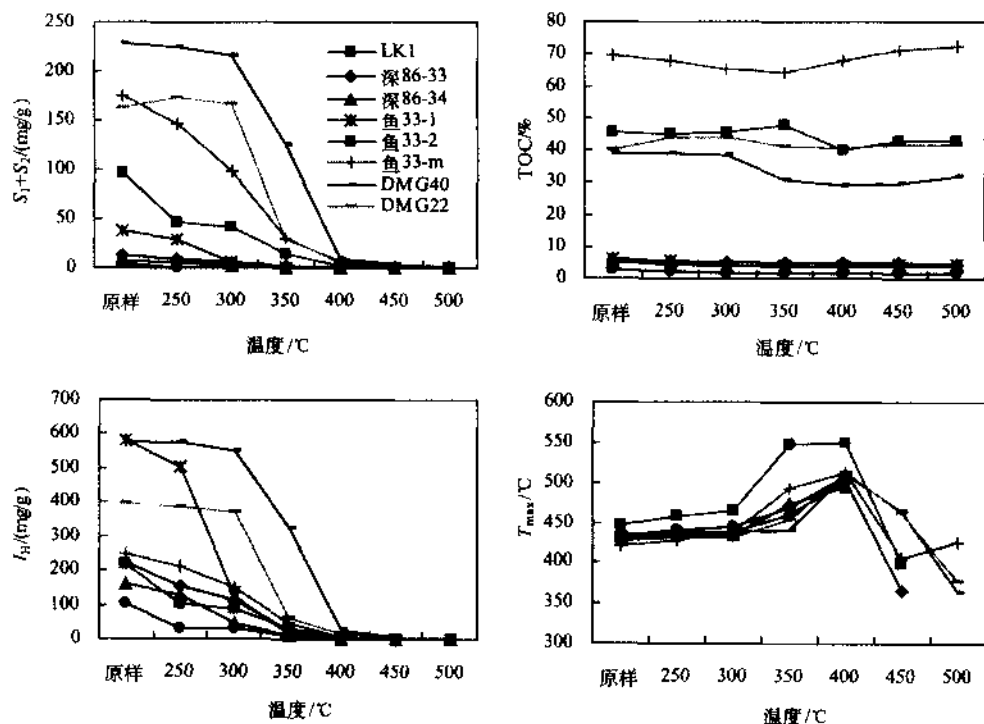


图 3-46 模拟样品热解参数随温度变化

4. T_{max} °C 的变化

大多数原始样品的 T_{max} °C 为 420 ~ 433℃, 表明多数样品处于未成熟阶段。随模拟温度增加逐步升高, 400℃ 时 T_{max} 升至 495 ~ 545℃, 已达高成熟至过成熟初期阶段。干酪根热降解反应基本完结。400℃ 以后由于 S_2 已经很小, 无法准确测定, 使 T_{max} 变小, 且无规律, 所以在过成熟阶段 T_{max} 不能正确地反映成熟度。

九、干酪根颜色及镜质体反射率的热演化特征

1. 干酪根颜色的热演化特征

原始样品颜色均为黄色,说明成熟度较低,主要为未成熟或低成熟。随模拟温度升高颜色逐渐加深,在生油阶段颜色由黄色→棕黄→棕色,高成熟阶段颜色由棕黄→褐棕,过成熟阶段颜色变为棕褐→黑褐(或褐黑)(表 3-21)。

表 3-21 干酪根的颜色

模拟 温度/℃	样品编号及颜色								
	冷科 1 煤	深 86-33	深 86-34	石地 22	鱼 33-1	鱼 33-2	DMG40	DMG40-L	红四 1
原样	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色
250	棕黄	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色		黄色
300	棕黄	棕黄	棕黄	黄色	褐黄	棕黄	棕黄	棕黄	黄色
350	棕黄	黄棕	棕色	棕黄	棕色	棕色	棕黄—棕色	棕黄	棕黄
400	棕黄、棕色	棕色	棕褐	褐棕	棕色	棕色	棕褐	棕褐	褐黄
450	棕色	棕褐	黑褐	棕褐	棕褐	棕褐—褐黑		褐黑	褐黄
500	棕褐、棕色	黑褐	褐黑	棕褐	褐黑	褐黑		褐黑	褐黄

2. 干酪根镜质体反射率(R^0)的热演化特征

模拟温度升高(成熟度增加)镜质体反射率 $R^0\%$ 逐渐增加,与 $R^0\%$ 在自然界剖面上的演化趋势相一致(图 3-47)。

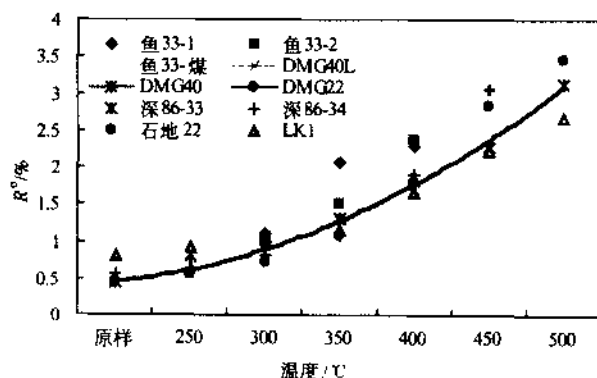


图 3-47 镜质体反射率与模拟温度的关系

十、干酪根 H/C、O/C 原子比热演化特征

1. 干酪根 H/C 原子比热演化特征

干酪根 H/C 原子比在 350℃ 以前,随模拟温度的升高迅速降低,如大煤沟油页岩原样

为 1.38, 350℃ 时降至 0.73。鱼 33 井泥岩原样为 1.17 ~ 1.27, 350℃ 时降至 0.51 ~ 0.58。350℃ 以前是大量生油阶段, 也是大量脱氢阶段。350℃ 以后因脱氢反应减弱, 所以温度升高 H/C 原子比降低相对缓慢(图 3-48a)。

2. 干酪根 O/C 原子比热演化特征

在 400℃ 以前, 随模拟温度的升高干酪根 O/C 原子比迅速降低, 这反映了大量脱氧阶段, 400℃ 以后 O/C 原子比变化很小, 说明脱氧反应已经完结(图 3-48b)。

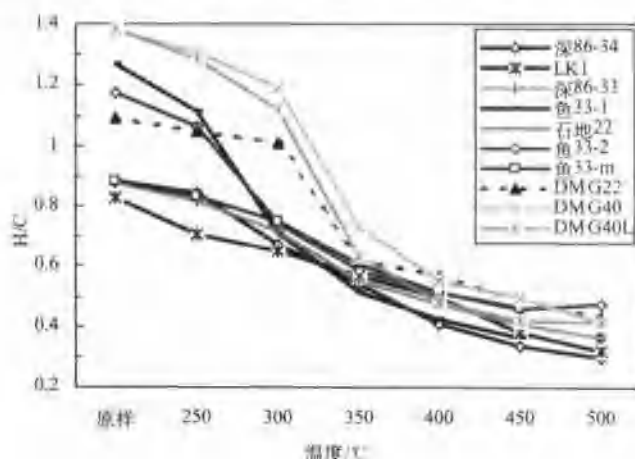


图 3-48a 干酪根 H/C 原子比随温度的变化

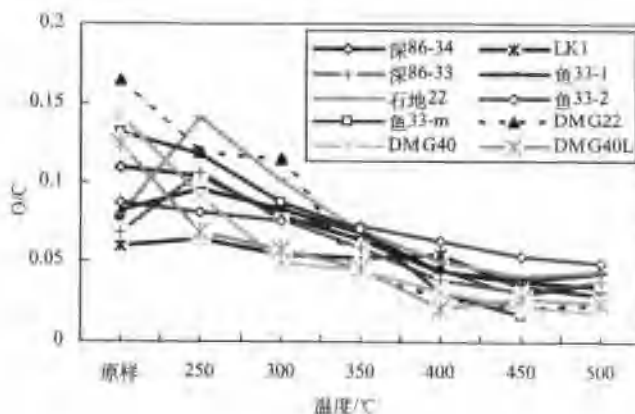


图 3-48b 干酪根 O/C 原子比随温度的变化

3. 干酪根元素组成范氏图反映出干酪根类型及其热演化途径

从图 3-49 可以看出, 大煤沟油页岩和鱼 33 井泥岩的点子落在 II₁ 型干酪根演化曲线附近, 大煤沟碳质泥岩和鱼卡露头泥岩等的点子落在 II₂ 型干酪根演化曲线附近, 冷科 1 井和鱼 33 井煤岩及石地 22 井泥岩等的点子落在 III 型干酪根演化曲线上。

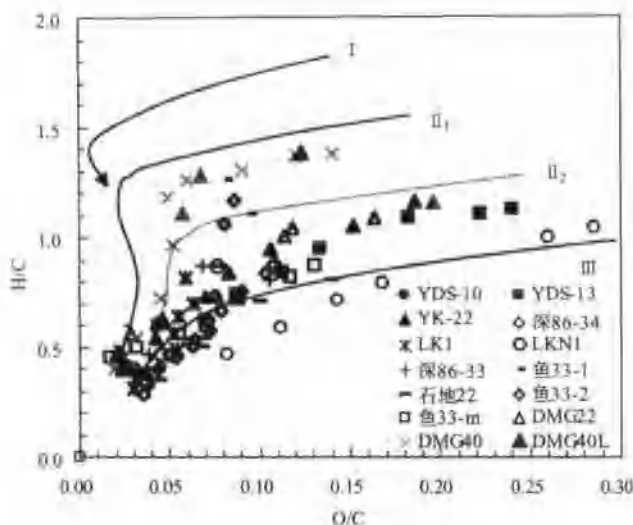


图 3-49 干酪根元素 H/C 与 O/C 关系图

十一、取得的几点主要认识

(1) 在热压模拟实验过程中,随着模拟温度的升高,有机质的热演化程度(R^o)逐渐增加,样品的重量、有机碳(TOC)含量、生烃潜力($S_1 + S_2$)不断降低。这同自然界烃源岩逐渐被埋深的热演化过程中的变化是一致的。

(2) 在热压模拟实验过程中均有热解气生成,其主要成分是烃类气体、 CO_2 气、 H_2 气及少量的 N_2 气、 CO 气等,随着模拟温度的升高,热演化程度的增加,在 350°C ($R^o < 1.3\%$) 以前,各类气体产率逐步增加, 350°C ($R^o > 1.3\%$) 以后生气率急剧增加,表明进入了液态烃大量热解生气的阶段。

(3) 随着温度的升高,热演化程度的增加,进入生油门限后烃源岩生成和排出的凝析油、轻油、残留油和总生油产率迅速增加,并且出现一个生油高峰,高峰过后生油率迅速下降,同自然界油气演化规律基本一致。出现生油高峰的温度,冷科 1 井、深 86 井、鱼 33 井等井下样品生油高峰的温度在 $300 \sim 325^\circ\text{C}$ ($R^o \approx 0.9\% \sim 1.02\%$) 之间;圆顶山、鱼卡和大煤沟露头样品生油高峰的温度在 $325 \sim 375^\circ\text{C}$ ($R^o \approx 1.02\% \sim 1.4\%$) 之间。比井下样品高 25°C 以上。残留油生油高峰的温度一般比总油和轻油低一些,凝析油生油高峰的温度一般比总油和轻油略高一些。

(4) 总气体产率的高低次序为:鱼 33 井泥岩 $\approx$ 冷科 1 井泥岩 $>$ 石地 22 泥岩 $>$ 深 86 井泥岩 $>$ DMG40 油页岩 $>$ 鱼卡露头泥岩 $>$ DMG22 碳质泥岩 $>$ 冷科 1 井煤岩 $>$ YDS13 露头泥岩 $>$ 鱼 33 井煤岩 $>$ YDS13 露头油页岩。

烃气产率的高低次序为:鱼 33 井泥岩 $>$ DMG40 油页岩 $>$ 冷科 1 井泥岩 $>$ DMG22 碳质泥岩 $>$ 深 86 井泥岩 $>$ 石地 22 泥岩 $>$ 冷科 1 井煤岩 $>$ 鱼 33 井煤 $>$ YK22 露头泥岩 $\approx$ YDS13 露头泥岩 $>$ YDS10 露头油页岩。

氢气(H_2)产率的高低次序为:鱼33井泥岩2>鱼卡露头泥岩>石地22泥岩>鱼33井泥岩1>冷科1井泥岩 $\approx$ 深86井泥岩34>冷科1井煤岩>深86井泥岩33>DMG40油页岩>YDS13露头泥岩>DMG22碳质泥岩>鱼33井煤>YDS10露头油页岩。

二氧化碳(CO_2)气产率的高低次序为:冷科1井泥岩>鱼33井泥岩2>深86井泥岩>石地22泥岩>鱼33井泥岩1>YDS10露头油页岩 $\approx$ DMG22碳质泥岩>鱼卡露头泥岩 $\approx$ YDS13露头泥岩>DMG40油页岩>鱼33井煤>冷科1井煤。

一般来说有机质类型好,生烃潜力大,烃气产率就越高。上述烃气产率的高低次序基本上反映了烃源岩有机质类型好坏和生烃潜力大小的顺序。

有机质类型好,其总气体产率和氢气(H_2)产率也比较高,由于总气体产率和氢气(H_2)产率还受其他多种因素影响,所以高低顺序并不与烃气产率的高低次序完全一致。鱼卡露头泥岩和石地22泥岩烃气产率相对较低,但氢气(H_2)产率很高,表明其有机质中氢含量较高,其类型要比产烃率所反映的类型要好一些。

二氧化碳(CO_2)气产率受碳酸盐含量和有机碳含量的影响较大,一般碳酸盐岩、泥灰岩和碳酸盐含量高的泥岩 CO_2 气产率高,煤岩、碳质泥岩、油页岩等 CO_2 气产率低。

(5) 总生油率的高低次序为:DMG40油页岩>鱼33井泥岩1>鱼33井泥岩2>DMG22碳质泥岩>冷科1井泥岩 $\approx$ YK22露头泥岩 $\approx$ 冷科1井煤岩 $\approx$ 深86井泥岩34 $\approx$ 深86井泥岩33>YDS13露头泥岩>鱼33井煤>YDS10露头油页岩>石地22泥岩。

排油量高低次序为:鱼33井泥岩1>DMG40油页岩>鱼33井泥岩2>DMG22碳质泥岩>冷科1井泥岩 $\approx$ 深86井泥岩34>冷科1井煤岩 $\approx$ 深86井泥岩33>YK22露头泥岩>鱼33井煤>YDS13露头泥岩>YDS10露头油页岩>石地22泥岩。

残留油量高低次序为:DMG40油页岩>鱼33井泥岩1>鱼33井泥岩2 $\approx$ DMG22碳质泥岩>深86井泥岩33 $\approx$ YK22露头泥岩>冷科1井泥岩>鱼33井煤>YDS13露头泥岩>冷科1井煤岩 $\approx$ YDS10露头油页岩>石地22泥岩>深86井泥岩34。

烃源岩的有机质类型越好,生油量就越大。上述总生油率的高低次序基本上反映了各烃源岩有机质类型优劣的顺序。烃源岩的有机质类型越好,排出油和残留油也比较大,但排出油和残留油尚受成熟度、岩性、TOC%含量等多种因素的影响,所以与总生油量的次序有一定的差异。

(6) 烃源岩的有机质类型好,生油率高,一般在高成熟阶段生气率也越高。上述烃气最高产率的顺序与总生油率的顺序基本上一致。

(7) 一般来说,地面露头样品的生油率和生气率比岩性和有机质类型相似的井下样品要低一些,主要因长期暴露地表,风吹、日晒、雨水淋滤、冲刷,使有机质溶解散失、氧化,类型变差。如鱼卡露头样品YK22泥岩比鱼33井泥岩的生油率和生气率都要低。

(8) 根据各烃源岩生油率和生气率判定

1) 大煤沟剖面:大煤沟油页岩DMG40(TOC=38.7%)有机质类型为 II_1 类,属于极好的烃源岩,最高生油率高达498.4kg/t,最高生烃量为566.3kg/t;大煤碳质泥岩DMG22(TOC=40.02%)有机质类型为 II_2 类,属于很好的烃源岩,最高生油率可达164.4kg/t,最高生烃量为330kg/t。表明该地区油页岩和碳质泥岩具有很大的生烃潜力。

2) 鱼卡地区:鱼33井泥岩(TOC=4.06%~6.13%)有机质类型为 II_1 类,属于很好的

烃源岩,可生成相当数量的低熟油,其最高生油率为 236.5 ~ 296.3kg/t, 烃气最高产率为 513.8 ~ 566.5 m³/t, 最高生烃量为 452.7 ~ 490kg/t; YK22 露头泥岩有机质类型属于 II₂ 类, 最高生油率为 114.7kg/t, 最高生烃量为 233.5kg/t; 鱼 33 井煤有机质类型为 III 类, 最高生油率为 48.3kg/t, 最高生烃量为 151.8kg/t。

表明该地区泥岩有机质类型好, 有机质丰度高, 生成油气的潜力很高。

3) 冷湖地区: 冷科 1 井泥岩、深 86 井泥岩有机质类型属于 II₂ 类, 最高生油率为 109 ~ 137kg/t, 最高生烃率为 248.5 ~ 315kg/t; 冷科 1 井煤岩有机质类型也属于 II₂ 类, 生油率较高, 为 112kg/t, 因其热演化程度稍高 ($R^o = 0.81\%$), 故总生烃率略低, 为 189kg/t; 石地 22 井泥岩有机质类型属于 III 类, 最高生油率只有 29kg/t, 最高生烃率为 211kg/t。

冷湖 5 号构造和 4 号构造的泥岩及煤岩不仅生气的潜力较大, 而且生油潜力也比较大, 所以该区不仅能找到大量的天然气, 也能找到相等数量的轻质油。

4) 圆顶山地区: YDS13 露头泥岩有机质类型属于 III₁ 类, 最高生烃率为 177kg/t, 最高生油率为 64kg/t; YDS10 露头油页岩有机质类型属于 III₂ 类, 最高生烃率为 79kg/t, 最高生油率为 40kg/t。该区烃源岩生成油气的潜力比较小。

5) 一里坪地区: 红四 1 井钙质泥岩有机质类型属于 III 类, 最高生烃率为 150kg/t, 最高生油率为 46.3kg/t。

该区泥岩有机质丰度低, 生成油气的潜力很小。虽能生成少量的石油, 但尚未超过排油门限值, 所以只能生成少量的天然气。

(9) 根据上述已完成模拟实验样品的有机质类型及油气产率可划分为五种岩性、四种有机质类型共 12 种生排烃模式。为各区块的油气资源评价提供了可靠的实际资料。

(10) 根据加水热压模拟实验油气产率首次建立了柴北地区各类烃源岩按 R^o 、 C_p /TOC% 和 H/C 原子比三种成熟度参数恢复原始有机质丰度的公式。原始有机碳恢复系数 K_c 和原始生烃潜力恢复系数 K_s 与 R^o 均呈多项式关系, K_c 与 C_p /TOC 和 H/C 原子比呈直线关系。 K_s 与 C_p /TOC 和 H/C 原子比呈幂函数双曲线关系。

(11) 对热模拟气体、液态油及干酪根等产物热演化特征的研究表明: 气体组分、烃气碳同位素、饱和烃色谱参数 OEP、轻/重比值、热解参数、镜质组反射率、干酪根颜色和元素组成等的热演化趋势与自然界烃源岩有机质的演化特征基本一致。为烃源岩成熟度及油气源对比等研究工作提供了可靠的参考资料。但甾烷、萜烷成熟度参数与烃源岩的自然演化有较大差异, 排出油和残留油的相关参数彼此相近但也有一定的差异, 对此在实际应用时应引起注意。

(12) 各家所做的模拟实验因所用仪器、实验方法、样品、技术条件各不相同, 所以实验结果也会有一定的差异, 有时可以相差很多。在计算生烃量时最好采用同一家实验资料, 同时采用不同家实验资料时, 应慎重选择和仔细对比。

小 结

(1) 在初步总结前人对本区烃源岩模拟实验工作的基础上, 根据本区主要烃源层在各区块的分布状况, 从所有采集的样品中筛选了 14 个样品进行了加水热压模拟实验(相

当于封闭体系),其中大煤沟油页岩样品还进行了分阶段排烃模拟实验(相当于开放体系)。

(2) 根据模拟实验结果,分区块、岩性及有机质类型对各烃源岩生成油气的潜力及油气产率随热演化程度的变化进行了较详尽的论述。并取得了如下一些认识:

1) 大煤沟油页岩 DMG40,生油率高达 498.4kg/t,生烃量为 566.3kg/t,属于极好的烃源岩;碳质泥岩 DMG22,生油率可达 164.4kg/t,生烃量为 330kg/t,属于很好的烃源岩,表明该地区油页岩和碳质泥岩具有很大的生烃潜力。

2) 鱼卡地区鱼 33 井泥岩,生油率为 236.5 ~ 296.3kg/t,烃气最高产率为 513.8 ~ 566.5 m³/t,最高生烃量为 452.7 ~ 490kg/t,属于很好的烃源岩,表明该地区泥岩有机质类型好,有机质丰度高,生成油气的潜力大。

3) 冷科 1 井和深 86 井泥岩,生油率为 109 ~ 137kg/t,生烃率为 248.5 ~ 315kg/t;冷科 1 井煤岩生油率为 112kg/t,生烃率为 189kg/t。表明冷湖 5 号和 4 号构造的泥岩及煤岩生成油、气的潜力较大,所以该区不仅能找到大量的天然气,也能找到相等数量的轻质油。

4) 圆顶山地区 YDS13 露头泥岩和 YDS10 露头油页岩生成油气的潜力比较小。

5) 一里坪地区红四 1 井钙质泥岩有机质丰度低,生成油气的潜力很小。只能生成少量的天然气。

(3) 与塔东侏罗系烃源岩模拟实验结果进行了对比,柴北缘泥岩的生气率相当于塔东泥岩的 1.38 ~ 2.63 倍;柴北缘泥岩的生油率相当于塔东泥岩的 1.75 ~ 14 倍。柴北缘煤岩的生气率相当于塔东煤岩的 1 ~ 1.41 倍;煤岩的生油率相当于塔东煤岩的 1 ~ 2.86 倍。表明柴北缘地区侏罗系烃源岩的生油率和生气率均比塔东地区高得多,具有很好的勘探远景。

(4) 根据模拟实验样品的有机质类型、岩性及油气产率,为便于各区块的油气资源评价,按区块、层系、岩性及有机质类型分别建立了 12 种生排烃模式,为油气资源评价提供了可靠的实际资料。

(5) 根据热压模拟实验油气产率首次建立了柴北地区各类烃源岩按 R^o 、 C_p/TOC 和 H/C 原子比三种成熟度参数恢复原始有机质丰度的公式。 K_c 和 K_s 与 R^o % 呈多项式关系, K_c 与 C_p/TOC 和 H/C 原子比呈直线关系。 K_s 与 C_p/TOC 和 H/C 原子比呈幂函数双曲线关系。

(6) 各种恢复方法计算结果接近,个别情况 R^o 法相差较多。 C_p/TOC 即热解方法简便快捷、用样量少, C_p/TOC 参数易于取得,且比较可靠,所以应以 C_p/TOC 方法为主,部分样品 3 种方法互相补充,互相验证。

(7) 较详细地讨论了热解气的组成和碳同位素热演化特征;凝析油色谱;排出油、残留油的族组成、饱和烃色谱、芳烃色谱、色谱色质和碳同位素热演化特征;干酪根的热解、有机显微组分、元素和碳同位素热演化特征。

第四章 柴北缘侏罗系典型有机地球化学剖面

第一节 柴北缘冷湖—南八仙及以西地区

下侏罗统典型有机地球化学剖面

一、冷湖五号构造冷科1井有机地球化学剖面

冷科1井自上而下钻遇地层为上第三系上干柴沟组(N_1)、下第三系下干柴沟组(E_3)、路乐河组($E_{4,2}$)和下侏罗统湖西山组(J_1)。烃源岩主要发育在下侏罗统湖西山组内。

(一) 钻井液对烃源岩样品的污染程度

冷科1井在施工过程中,曾先后6次卡钻。在1766m处因工程事故卡钻,在解卡剂中,曾加两次柴油,第一次 8m^3 ,第二次 13m^3 ;在2786.23m处卡钻,加柴油 8.5m^3 ;在4440.90m处卡钻,加柴油 8.75m^3 ,共加柴油 38.25m^3 。钻井液本来就含有大量的固体状有机质,烃源岩岩屑样品在经过水洗等处理后一般对烃源层的评价影响并不大。但是,一旦加入原油或柴油等添加剂后,即使经过精细水洗等处理,也难以消除它们对岩屑样品的污染。冷科1井岩屑样品的污染也不例外。

冷科1井井上柴油污染的泥浆抽提物色谱测试(图4-1)表明,所加柴油主峰碳数分布在 $C_{14} \sim C_{18}$,其分流的沸点范围在 $260 \sim 300^\circ\text{C}$,基本上为粗柴油,主要成分为环烷烃、正异构链烷烃和芳香烃,分别约占40%、31%和29%。它们将对烃源岩的有机质丰度特别是可溶有机质产生重大影响。

1. 影响最严重的是热解游离烃(S_1)峰

一般认为,当岩心经过一定的方法处理后,钻井液将不会对其产生影响,即岩心样品可以视作未受到任何污染的样品。从冷科1井侏罗系岩心、岩屑、井壁取心样品的 S_1 含量、 S_1/TOC 和 $S_1/(S_1 + S_2)$ 的对比来看,下侏罗统湖西山组上、中段的泥岩井壁取心样品污染最严重,污染程度可以达到高出岩心样品的300%~1300%(表4-1)。井壁取心样品的污染程度随着埋藏深度的增加具有逐渐变小的趋势,到接近井底时,污染基本上就消

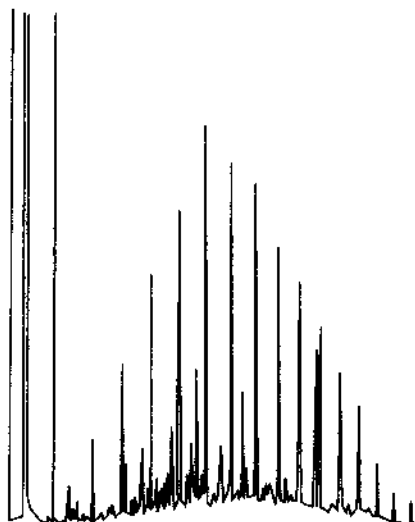


图4-1 解卡剂中所加柴油色谱图

失了,这是因为井底钻井液的浸泡时间最短。但是,中段煤和碳质泥岩的井壁取心样品污染并不十分明显,原因是煤和碳质泥岩自身的有机质丰度高。

下侏罗统湖西山组上段的岩屑泥岩样品 S_1 含量、 S_1/TOC 和 $S_1/(S_1 + S_2)$ 污染也很严重,污染程度可以达到高出岩心样品的 393% ~ 512% (表 4-1)。岩屑泥岩样品的污染程度也随着埋藏深度的增加具有逐渐变小的趋势,中段岩屑泥岩样品污染程度就已经较轻,只有 S_1 含量相对高了一些。到下段其污染程度如何尚无法确定,一是未有任何取心样品对比,二是从岩屑和井壁取心样品的 S_1 含量、 S_1/TOC 的对比来看,差别十分悬殊,但是井壁取心样品是否具有代表性, $S_1/(S_1 + S_2)$ 出现不一致等值得怀疑。

下侏罗统湖西山组上、中段的煤和碳质泥岩煤和碳质泥岩样品 S_1 含量、 S_1/TOC 和 $S_1/(S_1 + S_2)$ 污染可能也不太严重,由于未有任何取心对比样品,只能从井壁取心样品及本区其他井的岩心样品对比中来推测。

2. 影响程度较大的是可溶沥青“A”含量及总烃含量等

从冷科 1 井侏罗系岩心和岩屑样品的可溶沥青“A”含量和总烃含量的对比来看,下侏罗统湖西山组上段泥岩的污染程度可以高出岩心样品的 70% 和 53% (表 4-1);中段泥岩的污染程度可以高出岩心样品的 41% 和 10%。它们的污染程度可能也随着埋藏深度的增加而逐渐变小。同样道理,煤和碳质泥岩的可溶沥青“A”含量和总烃含量岩屑样品污染并不大。

下侏罗统上、中段岩屑泥岩样品的可溶沥青“A”含量和总烃含量的影响必定会影响到“A”/TOC 和 HC/TOC 等,也可能对饱和烃色谱 C_{20} 以前的数据例如 Pr/Ph、主峰碳等产生影响。估计对 $C_{20} \sim C_{30}$ 以后的生物标记物影响不大。

3. 不溶有机质的影响较小

首先,从冷科 1 井侏罗系岩心、岩屑、井壁取心样品的 TOC 对比来看,加柴油的钻井液对其影响并不明显,可以说很微。实际上,加柴油的钻井液对不溶有机质参数例如 R^o 和 H/C 原子比等可以说没有影响。

岩石热解 S_2 主要是干酪根的热裂解烃类,按说加柴油的钻井液对其影响也应不明显,这可以从岩心、岩屑、井壁取心样品的对比中得到证实,但是,泥岩井壁取心样品还是有一些影响(可以到 20%)。热解 I_{H_1} 是 S_2/TOC ,同 S_2 一样,也或多或少受到一些影响。

岩屑岩石热解 S_2 虽然影响不大,但是,生烃潜量 $S_1 + S_2$ 由于 S_1 的影响较大,岩屑、井壁取心样品的 $S_1 + S_2$ 同时也受到一定的影响。从冷科 1 井侏罗系岩心、岩屑、井壁取心样品的 $S_1 + S_2$ 对比来看,其侏罗系下侏罗统湖西山组上、中段的泥岩井壁取心和岩屑样品污染程度可以达到高出岩心样品的 65% ~ 28% 和 0 ~ 10% (表 4-1)。也存在这随着埋藏深度的增加污染程度逐渐变小的趋势。如果不注意这方面的问题或进行校正,将会对烃源层的评价产生一定的影响。因此,在进行烃源层评价是首先要对泥岩井壁取心和岩屑样品进行校正,或主要用岩心样品进行评价。

表 4-1 柴北缘冷科 1 井下侏罗统岩心、井壁取心和岩屑样品污染程度的对比数据表

井段 /m	层位	样品类型	岩性	TOC /%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	I_{th} /(mg/g)	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	S_1/TOC /(mg/g)	$S_1/(S_1 + S_2)$ /(mg/g)	"A" /%	HC / $\times 10^{-6}$
3485 ~ 3753	J_1	岩心	暗色 泥岩	4.49(10) 2.34 ~ 8.26	10.68(10) 4.48 ~ 24.19	217(10) 158 ~ 226	0.45(10) 0.12 ~ 1.1	10.23(10) 4.32 ~ 23.09	0.92(10) 0.37 ~ 2.19	0.04(10) 0.02 ~ 0.06		
3485 ~ 3753			暗色 泥岩	5.22(3) 4.47 ~ 5.63							0.1264(3) 0.0918 ~ 0.1579	478(3) 256 ~ 725
3473 ~ 4112	J_1	岩屑	暗色 泥岩	4.11(16) 2.78 ~ 6.34	11.74(16) 6.05 ~ 17.38	227(16) 153 ~ 305	2.22(16) 1.1 ~ 3.68	9.53(16) 4.27 ~ 14.89	5.63(16) 2.56 ~ 9.89	0.2(16) 0.08 ~ 0.31	0.2143(6) 0.0854 ~ 0.3202	732(4) 256 ~ 910
3473 ~ 4112			污染程度/%	微	10	5	393	微	512	400	70	53
3560 ~ 4102		井壁 取心	暗色 泥岩	4.23(7) 2.77 ~ 6.17	17.58(7) 9.11 ~ 28.68	280(7) 209 ~ 397	5.20(7) 3.03 ~ 8.18	12.38(7) 6.08 ~ 24.51	12.82(7) 6.77 ~ 22.05	0.32(7) 0.15 ~ 0.48		
3560 ~ 4102			污染程度/%	微	65	29	1056	21	1293	700		
4237 ~ 4312	4237	岩心	暗色 泥岩	2.01(2)	5.81(2)	195(2)	0.98(2)	4.83(2)	10.22(2)	0.34(2)	0.1948(2)	1085(2)
4237			暗色 泥岩	3.57	10.26	254	1.21	9.05	3.39	0.12	0.2298	1356
4112 ~ 4740	J_1	岩屑	暗色 泥岩	3.55(21) 1.82 ~ 5.46	9.76(21) 1.23 ~ 14.85	237(21) 57 ~ 299	1.2(21) 0.07 ~ 1.89	8.53(21) 0.6 ~ 13.73	3.43(21) 0.35 ~ 5.69	0.12(21) 0.06 ~ 0.21	0.2749(12) 0.0892 ~ 0.5511	1190(12) 518 ~ 1860
4112 ~ 4740			污染程度/%	微	微	微	23	微	微	微	41	10
4112 ~ 4720		井壁 取心	暗色 泥岩	3.62(10) 0.89 ~ 6.19	13.08(10) 0.02 ~ 32.75	147(10) 1 ~ 281	6.41(10) 0.01 ~ 25.04	6.68(10) 0.01 ~ 16.54	18.08(10) 0.11 ~ 42.51	0.51(10) 0.15 ~ 0.78		
4112 ~ 4720			污染程度/%	微	28	微	430	微	433	325		
4112 ~ 4740	4543	岩屑	碳质 泥岩	18.52(12) 8.05 ~ 29.56	46.88(12) 14.74 ~ 77.79	227(12) 164 ~ 319	4.67(12) 1.5 ~ 7.86	42.2(12) 13.24 ~ 71.2	2.56(12) 0.93 ~ 4.16	0.1(12) 0.04 ~ 0.13	0.7756(3) 0.5433 ~ 1.2022	2776(2) 1168 ~ 4384
4543			井壁 取心	22.94	53.41	204	6.58	46.83	2.87	0.12		

续表

井段 /m	层位	样品类型	岩性	TOC /%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	I_H /(mg/g)	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	S_1/TOC /(mg/g)	$S_1/(S_1 + S_2)$ /(mg/g)	"A" /%	HC / $\times 10^{-6}$
4112 ~ 4740		岩屑	煤	43.74(18)	102.71(18)	213(18)	9.36(18)	93.35(18)	2.17(18)	0.09(18)	1.0343(2)	2081(2)
4113 ~ 4546	J_1^F	井壁取心	煤	32.11 ~ 65.7	74.72 ~ 176.86	194 ~ 242	4.6 ~ 17.8	67.12 ~ 159.06	0.75 ~ 3	0.04 ~ 0.13	0.9738 ~ 1.0948	1986 ~ 2176
				48.88(6)	114.02(6)	201(6)	15.82(6)	98.21(6)	3.39(6)	0.15(6)		
4740 ~ 5200	J_1^F	岩屑	暗色泥岩	32.26 ~ 65.7	20.35 ~ 176.86	37 ~ 321	2.81 ~ 22.23	17.54 ~ 159.06	0.59 ~ 4.92	0.1 ~ 0.23		
				1.27(37)	1.88(37)	94(37)	0.48(37)	1.4(37)	4.12(37)	0.36(37)	0.0743(23)	451(19)
4923.4984		井壁取心	暗色泥岩	0.53 ~ 2.19	0.05 ~ 5.75	1 ~ 221	0.04 ~ 0.98	0.01 ~ 4.77	0.42 ~ 17.36	0.13 ~ 0.85	0.0182 ~ 0.1538	53 ~ 1044
				0.92(2)	0.06(2)	1.12(2)	0.05(2)	0.01(2)	0.54(2)	0.83(2)		

注: 4.49(10) 平均值(样品数) 下同

注: 2.34 ~ 8.26 = 最小值 ~ 最大值。

表 4-2 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩有机质丰度数据表

井段 /m	地层厚度 /m	岩性	厚度/m	占地层 厚度/%	TOC /%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	"A" /%	HC / $\times 10^{-6}$	I_H /(mg/g)	评价
3473 ~ 4112	J_1^F	暗色泥岩	572	89.51	3.71(60)	12.08(28)	0.185(9)	623(7)	236(28)	好
		暗色泥岩	334	53.18	1.99 ~ 8.26	4.48 ~ 28.69	0.0854 ~ 0.3202	256 ~ 910	130 ~ 397	
		暗色泥岩			3.59(47)	11.23(38)	0.264(14)	1175(14)	213(38)	
4112 ~ 4740 (4657 ~ 4740)	J_1^F	暗色泥岩	334	53.18	0.44 ~ 6.34	0.02 ~ 32.75	0.0892 ~ 0.5511	518 ~ 1860	1 ~ 317	好
		暗色泥岩	11	1.75	18.27(25)	47.38(13)	0.7756(3)	2776(2)	225(13)	
		暗色泥岩	44	7.01	8.05 ~ 29.56	14.74 ~ 77.79	0.5433 ~ 1.2022	1168 ~ 4384	164 ~ 319	
		暗色泥岩	44	7.01	44.35(24)	101.74(24)	1.0343(2)	2081(2)	207(24)	
		暗色泥岩	14	2.23	32.11 ~ 65.7	20.35 ~ 176.86	0.9738 ~ 1.0948	1986 ~ 2176	37 ~ 321	
4740 ~ 5200	J_1^F	暗色泥岩	429	93.26	1.24(59)	1.79(39)	0.0743(23)	451(19)	89(39)	差
		暗色泥岩	21	4.57	0.53 ~ 2.19	0.05 ~ 5.75	0.0182 ~ 0.1538	53 ~ 1044	1 ~ 220	中等

(二) 烃源层的发育特征

冷科1井下侏罗统烃源层可以分为上、中、下三段。

上段:3473~4112m,黑色、深灰色、灰色泥岩夹泥质粉砂岩、粉砂岩,为半深湖—深湖相。本段暗色泥岩累计厚度为572m(图4-2、表4-2),占地层厚度的89.51%。由于本段暗色泥岩3600m以上尚未成熟,其有效烃源岩厚度为436m。

本段暗色泥岩的有机质丰度高,有机碳含量平均为3.71%~4.26%,最低也为1.99%,一般在2.5%~4.5%之间(图4-3),占样品总数的71.88%; $S_1 + S_2$ 平均为12.08~12.67mg/g,最低也为4.48mg/g,一般在6~20mg/g之间,占样品总数的78.57%;可溶有机质沥青“A”含量平均为0.185%,最高可达0.3202%,最低也达0.0854%;总烃含量也较高,平均为 623×10^{-6} 。因此,本段暗色泥岩应属一套好—很好烃源岩,考虑到本井样品的污染情况,特别是泡柴油后可能对部分样品的可溶有机质和热解 S_1 及生烃潜量($S_1 + S_2$)有影响,应把本段暗色泥岩定为好烃源岩。

第二段:4112~4740m,灰黑色、深灰色、碳质泥岩和煤层发育段,为湖沼、浅湖—半深湖、扇三角洲相。本段暗色泥岩累计厚度为334m,占地层厚度的53.18%;煤层厚度为44m,占地层厚度的7.01%;碳质泥岩厚度为11m,占地层厚度的1.75%;此外,在4667~4740m井段还发育有14m的灰岩,占本段地层的19.18%。有效烃源岩累计厚度为315m。

本段暗色泥岩的有机碳含量和生烃潜量与第一段暗色泥岩相当(或略低一些),可溶有机质沥青“A”和总烃含量却远高于第一段(分别高出42%和88%),这可能是成熟度的差异所致。本段暗色泥岩有机碳含量平均为3.48%,一般在3%~4%之间,最低只有0.44%,小于1%的样品只有两个(约占样品总数的2%); $S_1 + S_2$ 平均为11.23mg/g,一般在6~15mg/g之间,最低只有0.02mg/g,小于2mg/g占样品总数的4%,但是在井壁取心样品中,占样品数的20%,在岩心样品中,占到样品数的50%(这里折算有效烃源层的厚度按80%计);可溶沥青“A”含量平均为0.264%,最高可达0.5511%,最低也达0.0892%;总烃含量很高,平均为 1175×10^{-6} ,最高可达 1860×10^{-6} 。因此,本段暗色泥岩也属好烃源岩。

本段煤($TOC > 30\%$)的有机碳含量和生烃潜量都很高,有机碳含量平均为44.35%,一般在30%~60%之间; $S_1 + S_2$ 平均为105.28mg/g,一般在100~150mg/g之间,最高可达176.86mg/g;可溶沥青“A”含量平均为1.0343%;总烃含量平均达 2081×10^{-6} ;此外,煤的热解氢指数平均为207mg/g,只有一个样品(4543m)为36.79mg/g。因此,本段煤属很好烃源岩。

本段碳质泥岩($30\% > TOC > 8\%$)的厚度尽管不大,有机碳含量和生烃潜量却也很高,有机碳含量平均为18.27%; $S_1 + S_2$ 平均为47.38mg/g;可溶沥青“A”含量平均为0.7756%;总烃含量平均达 2776×10^{-6} ,比煤的还高;热解氢指数平均为225mg/g,比本段泥岩和煤的都高。因此,本段碳质泥岩属很好烃源岩。

总体上来看,本段暗色泥岩、煤和碳质泥岩应属一套好—很好烃源岩,考虑到本井样品的污染情况,也把本段定为好烃源岩。

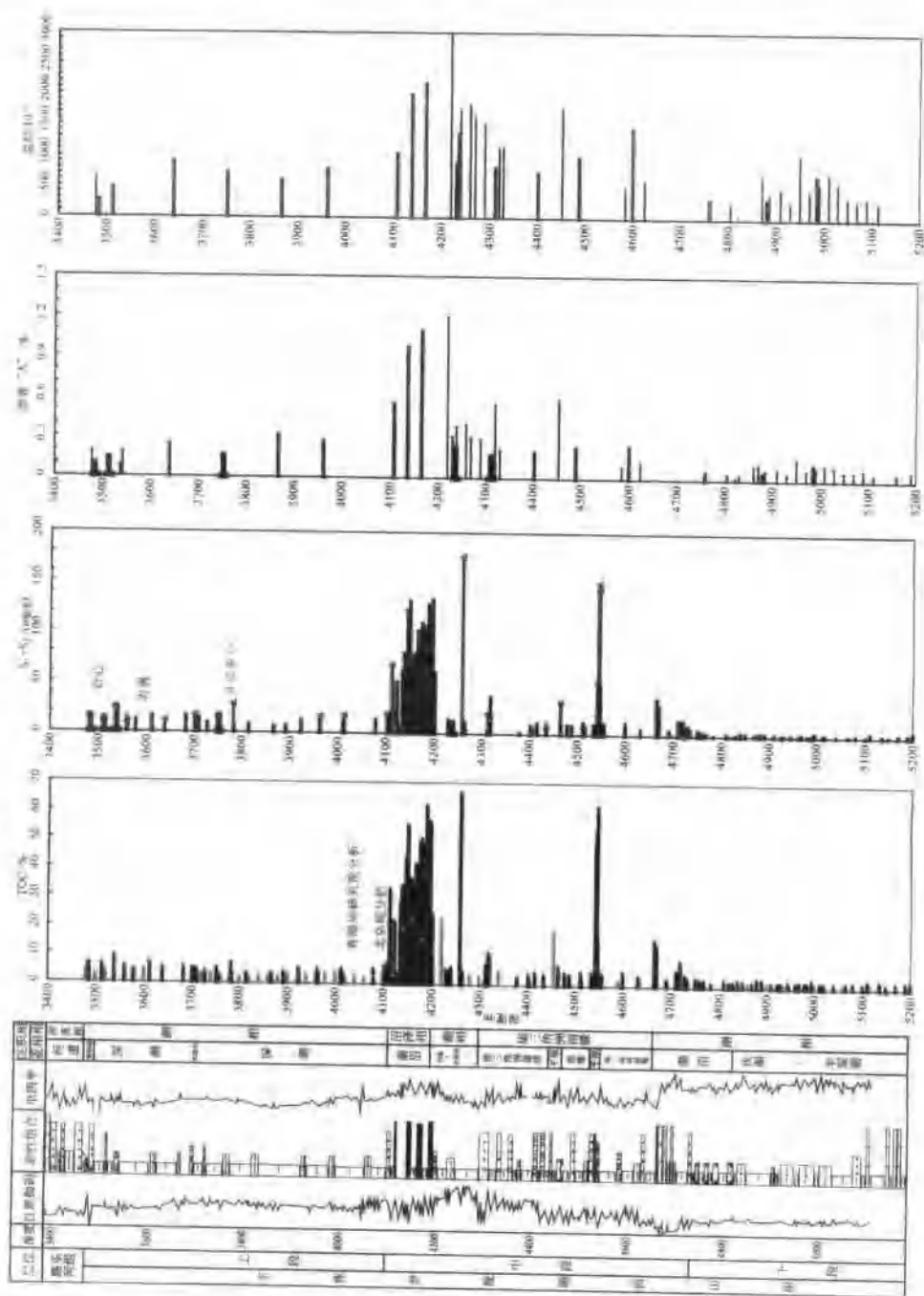


图 4-2 冷科 1 井侏罗系烃源岩有机质丰度有机地球化学综合剖面图

第三段:4740~5200m,深灰色、灰黑色泥岩夹泥质粉砂岩,为浅湖一半深湖相沉积。本段暗色泥岩累计厚度为429m,占地层厚度的93.26%;灰岩累计厚度为21m,占地层厚度的4.57%。有效烃源岩累计厚度为189m,占地层厚度的41.09%。

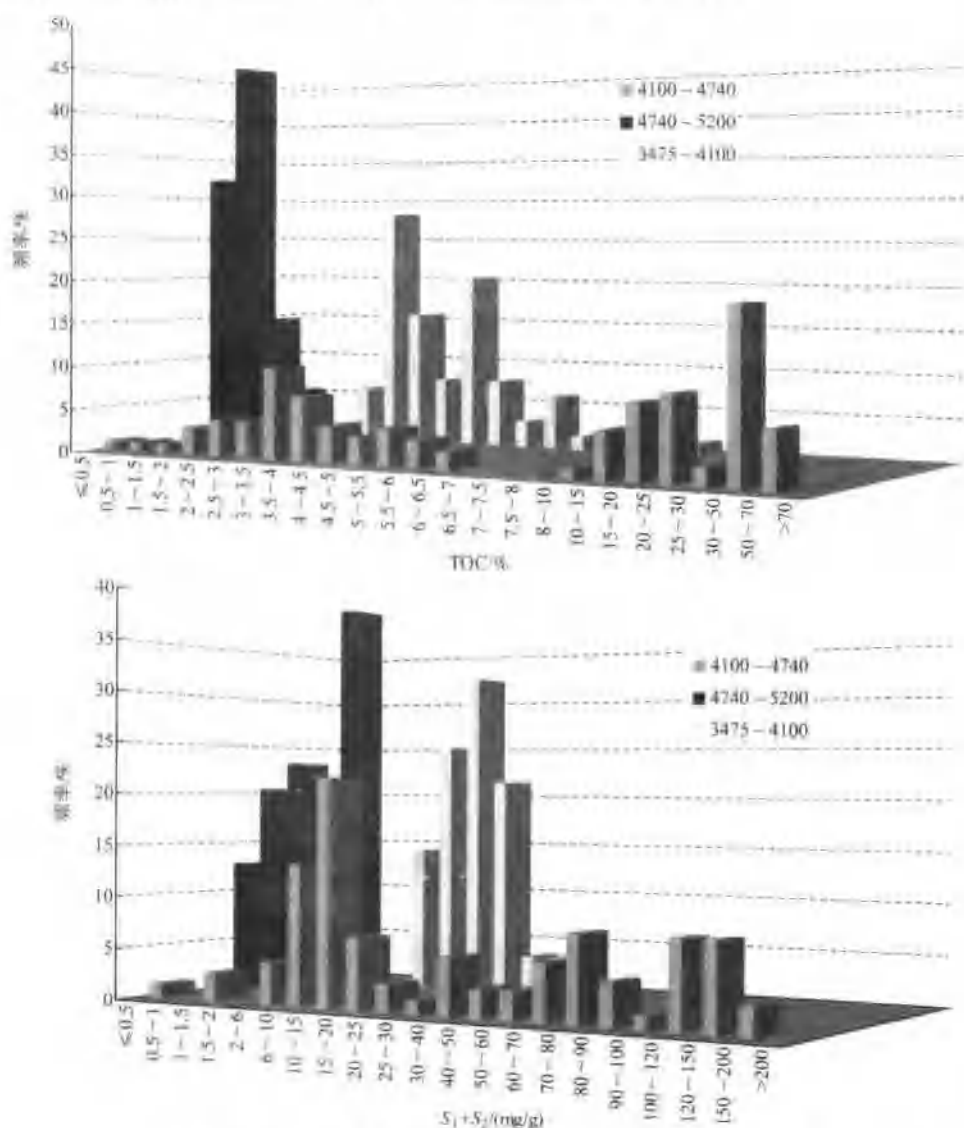


图4-3 柴北缘冷科1井下侏罗统烃源岩有机质丰度频率分布图

本段暗色泥岩的有机质丰度相对较低,有机碳含量平均为1.24%,最高为2.19%,一般在1%~1.5%之间(图4-3),占样品总数的46%,小于1%的差烃源岩样品约占总数的32.2%, $S_1 + S_2$ 平均为1.79mg/g,最高为5.75mg/g,大于2mg/g的样品占总数的38.46%;可溶有机质沥青“A”含量平均为0.0743%,最高可达0.1538%,最低只有0.0182%;总烃含量平均为 451×10^{-6} 。因此,本段暗色泥岩属一套差—中等烃源岩。

从纵向上来看,冷科1井下侏罗统三段烃源岩的有机质丰度自上而下由高→很高→

中等,烃源岩由好→差→中等。

(三) 烃源岩的有机质类型和沉积环境特征

1. 有机岩石学和干酪根有机显微组分

(1) 有机岩石学有机显微组分。冷科1井下侏罗统泥岩中的有机显微组分变化较大,上段(第一段)以矿物沥青基质为主,平均含量达82.67%(表4-3),变化在65.77%~90.36%(图4-4),矿物沥青基质是无机矿物和有机矿物的混合物,有机质以亚微—超微级别吸附于矿物内,在干酪根中均呈无定型方式存在。矿物沥青基质可以根据荧光特征分为腐泥矿物沥青基质和腐植矿物沥青基质,腐泥矿物沥青基质一般与藻类来源有关,发亮黄绿色荧光,腐植矿物沥青基质一般与陆源高等植物有关,一般不发荧光,在与壳质组碎屑有关时,发黄—褐黄荧光。本段泥岩中的矿物沥青基质以腐植矿物沥青基质为主,发黄—褐黄荧光。

除矿物沥青基质外,镜质组含量较高,平均为14.44%,而且以基质镜质体为主,平均为13.5%。基质镜质体为胶结其他显微组分和同生矿物的凝胶化基质,基质镜质体可以根据发荧光程度分为荧光体基质镜质体和不发荧光的基质镜质体,本段泥岩中的基质镜质体一般不具有荧光。

本段泥岩中壳质组含量也相对较高,平均为2.8%,最高可达到11.41%;藻类体含量平均为0.09%,最高为0.52%,它们是生油的主要组分。其惰质组含量几乎全为零。

类型指数是有机显微组分反映干酪根类型的主要参数,对于全岩有机岩石学的有机显微组分计算类型指数其取值基数尚不一致,特别是矿物沥青基质和基质镜质体由于随着其发荧光程度的变化而不同,计算的类型指数有所不同。针对冷科1井泥岩矿物沥青基质和基质镜质体的发荧光程度,在计算类型指数均时取值为零(相当于Ⅱ₂~Ⅲ₁型干酪根),这样计算的类型指数见表4-3。本段泥岩的类型指数平均为1.02,变化在-1.86~5.7之间(图4-4),以Ⅱ₂型干酪根为主。

冷科1井下侏罗统中段(第二段)泥岩也以矿物沥青基质为主,但低于上段,平均含量为55.8%,最高也可以达到89.02%;镜质组含量要明显高于上段,平均为40.45%,也以基质镜质体为主,平均为33.39%,一般不具有荧光;惰质组含量平均为1.05%;壳质组含量与上段基本相当,平均为2.6%;藻类体含量平均为0.24%,最高为0.79%。类型指数与上段基本相当,平均为3.04,变化在-20.83~3.13之间,以Ⅱ₂型干酪根为主。

本段(第二段)煤的矿物沥青基质几乎为零,以镜质组为主,平均达85.68%,其中均质镜质体和半镜质体平均为38.55%,基质镜质体为47.13%,基质镜质体一般不发荧光,在4170、4185、4189m等深度见深褐色荧光,常夹杂着较多的角质体、孢子体、碎屑壳质体等少量惰屑体等组分;惰质组含量平均为3.64%;壳质组含量平均达10.66%,最高可达26.86%;藻类体含量平均为0.18%,最高为1.56%。类型指数平均为-17.41,变化在-42.13~0.21之间,以Ⅲ₁型干酪根为主。

本段(第二段)碳质泥岩的有机显微组分含量介于煤和泥岩之间,矿物沥青基质平均为4.04%,以镜质组为主,平均达80.41%,其中基质镜质体含量最高,平均为52.76%;惰

表 4-3 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩有机显微组分数据及其划分的干酪根类型

深度/m	岩性	均质镜质体 + 半镜质组/%	基质镜 质体/%	惰质组 /%	壳质组 /%	藻类体 /%	矿物沥 青基质/%	类型 指数	矿物/%	类型
3470 ~ 4100	泥岩	0.94(6) 0 ~ 3.72	13.5(6) 8.57 ~ 22.82	0.00	2.8(6) 0 ~ 11.41	0.09(6) 0 ~ 0.52	82.67(6) 65.77 ~ 90.36	1.02(6) -1.86 ~ 5.7	77.65(6) 57.7 ~ 94.2	Ⅱ ₂ 为主, 部分Ⅲ ₁
4000 ~ 4740	泥岩	7.06(14) 0 ~ 41.67	33.39(14) 3.41 ~ 93.75	1.05(14) 0 ~ 7.39	2.60(14) 0 ~ 6.67	0.24(14) 0 ~ 0.79	55.8(14) 0 ~ 89.02	3.04(14) -20.83 ~ 3.13	80.44(14) 60.8 ~ 98.4	Ⅱ ₂ 为主, 部分Ⅲ ₁
4100 ~ 4740	砾质 泥岩	27.65(4) 0 ~ 91.52	52.76(4) 0.54 ~ 89.62	8.97(4) 2.83 ~ 25.51	6.51(4) 4.58 ~ 7.61	0.00	4.04(4) 0 ~ 16.16	-19.54(4) -46.57 ~ 0.94	42.35(4) 30.4 ~ 57.6	Ⅲ ₁ 为主, 部分Ⅱ ₂
4100 ~ 4740	煤	38.55(16) 1.56 ~ 85.16	47.13(16) 2.22 ~ 87	3.64(16) 0.41 ~ 13.56	10.66(16) 2.5 ~ 26.86	0.18(16) 0 ~ 1.56	0.00	-17.41(16) -42.13 ~ 0.21	8.19(16) 1.3 ~ 26.9	
4740 ~ 5200	泥岩	0.34(10) 0 ~ 2.04	78.19(10) 17.59 ~ 100	5.16(10) 0 ~ 28.13	9.02(10) 0 ~ 28.57	0.00	7.3(10) 0 ~ 72.97	-0.82(10) -26.56 ~ 14.29	93.48(10) 61.9 ~ 99.3	Ⅲ ₁ 为主, 部分Ⅱ ₂
深度	岩性	镜质组/%	惰质组/%	壳质组/%	藻类体/%	矿物沥 青基质/%	类型 指数	矿物/%	类型	
3470 ~ 4100	泥岩	24.52(8) 14.49 ~ 59.13	13.36(8) 9.74 ~ 16.71	5.1(8) 2.31 ~ 9.8	57.03(8) 21.85 ~ 67.45		27.84(8) -38.05 ~ 46.49	干酪根	Ⅱ ₂	
4100 ~ 4740	泥岩等 混合样	37.41(17) 17.63 ~ 64.52	17.49(17) 8.76 ~ 30.81	1.28(17) 0 ~ 5.61	43.81(17) 19.01 ~ 63.58		1.1(17) -45.91 ~ 32.87	干酪根	Ⅱ ₂ 为主, 部分Ⅲ ₁	
4740 ~ 5200	泥岩	19.15(3) 1.93 ~ 28.37	18.86(3) 17.68 ~ 20.34	3.78(3) 0 ~ 5.91	58.21(3) 45.85 ~ 80.39		26.88(3) 6.95 ~ 61.26	干酪根	Ⅱ ₂	

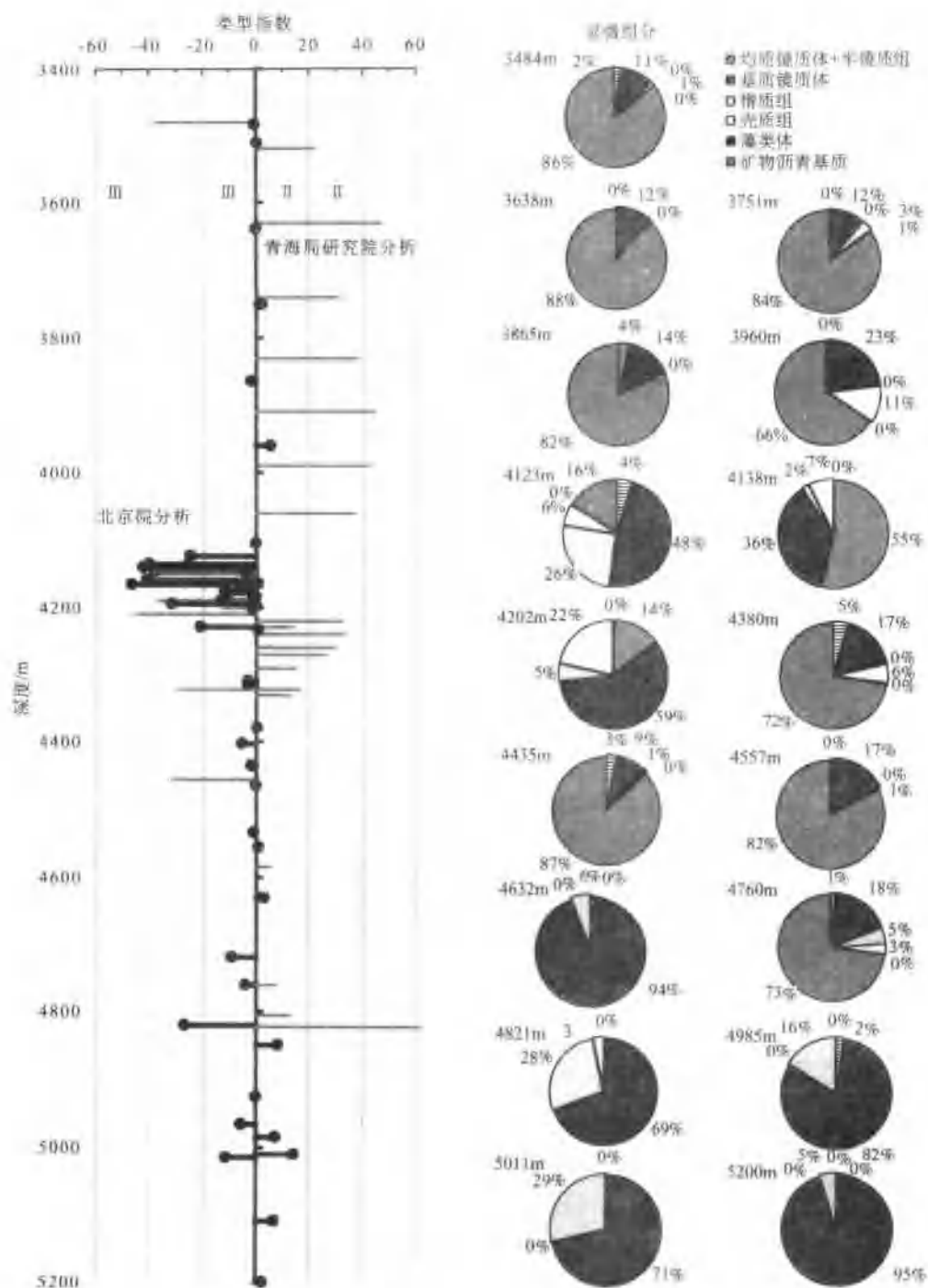


图 4-4 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩有机质类型指数和全岩有机显微组成剖面图

质组含量平均为 8.97%；壳质组含量平均达 6.51%；藻类体含量几乎为零。类型指数平均为 -19.54，变化在 -46.57 ~ 0.94 之间，也以 III₁ 型干酪根为主。

冷科1井下侏罗统下段(第三段)泥岩以基质镜质体为主,平均含量高达78.19%,最高可以达到100%,一般不具有荧光;惰质组含量平均为5.16%;壳质组含量平均为9.02%;藻类体含量很低,几乎为零。类型指数平均为-0.82,变化在-26.56~14.29之间,为Ⅲ₁~Ⅱ₂型干酪根。

从冷科1井下侏罗统全井纵向剖面来看,泥岩中矿物沥青基质有逐渐减少的趋势,基质镜质体有逐渐增加的趋势,类型指数具有相对高→低→中等的变化规律,有机质类型由Ⅱ₂型干酪根为主(部分Ⅲ₁型)→Ⅱ₂~Ⅲ₁型干酪根→Ⅲ₁~Ⅱ₂型干酪根。

(2)干酪根有机显微组分。由青海石油局研究院实验室分析的干酪根有机显微组分中,上段(第一段)泥岩中以腐泥组为主(相当于矿物沥青基质和藻类体),平均含量为57.03%(表4-3),实际上,腐泥组中又以腐植无定型为主,镜质组和惰质组含量较高,平均为24.52%和13.36%;壳质组含量平均为5.1%,最高可达到9.8%。其类型指数平均为27.84,比全岩有机岩石学有机显微组分计算的类型指数要高得多,可能是腐泥组中腐植无定型组分的影响,但也以Ⅱ₂型干酪根为主。

中段(第二段)泥岩、煤等混合样品也以腐泥组为主,平均含量为53.81%,镜质组和惰质组含量分别平均高达37.41%和17.49%;壳质组含量较低,平均只有1.28%。其类型指数平均为1.1,与全岩有机岩石学泥岩中有机显微组分计算的类型指数相当,干酪根类型应为Ⅱ₂型和Ⅲ₁型。

下段(第三段)泥岩腐泥组含量相对最高,平均为58.21%,镜质组和惰质组含量分别平均为19.15%和18.86%;壳质组含量平均为3.78%。类型指数平均为26.88,比全岩有机岩石学泥岩中有机显微组分计算的类型指数高得多,可能是腐泥组中腐植无定型组分(也可能为腐泥化的基质镜质体)的影响,干酪根类型为Ⅱ₂~Ⅲ₁型。

2. 不溶有机质

(1)岩石热解氢指数。冷科1井下侏罗统岩石热解 I_H 由上到下有逐渐变低的趋势(图4-5),这可能有三种原因:一是有机质类型逐渐变差;二是成熟度逐渐增加,干酪根中的热解烃类不断生成和排出,致使 I_H 不断降低;三是上段和中段井壁取心及岩屑钻井液污染相对较为严重。

上段泥岩的 I_H 平均为235mg/g,10个岩心样品的 I_H 平均为217mg/g,井壁取心的 I_H 平均为280mg/g,最高为397mg/g(表4-1、表4-4),后者由于受钻井液的影响可能偏高一些,总的来说,属典型的Ⅱ₂型干酪根。

中段泥岩、煤和碳质泥岩的 I_H 几乎相当,平均变化在207~225mg/g之间,碳质泥岩和泥岩相对高一些,泥岩 I_H 最高为317mg/g,小于150mg/g的样品占总数的23.68%,但是,岩心和井壁取心泥岩样品的 I_H 平均要偏低;煤 I_H 最高为321mg/g,小于150mg/g的样品只有一个,占总数的4.17%;碳质泥岩 I_H 则均高于150mg/g,它们应属Ⅱ₂型干酪根为主,部分属Ⅲ₁型干酪根。

下段泥岩的 I_H 平均只有89mg/g,最高为220mg/g,小于100mg/g的样品占总数的51.54%,小于150mg/g的样品则占总数的79.49%,值得注意的是,两个井壁取心样品的 I_H 平均只有1mg/g。总的来说,应属Ⅲ₁型干酪根为主,部分Ⅱ₂型干酪根。

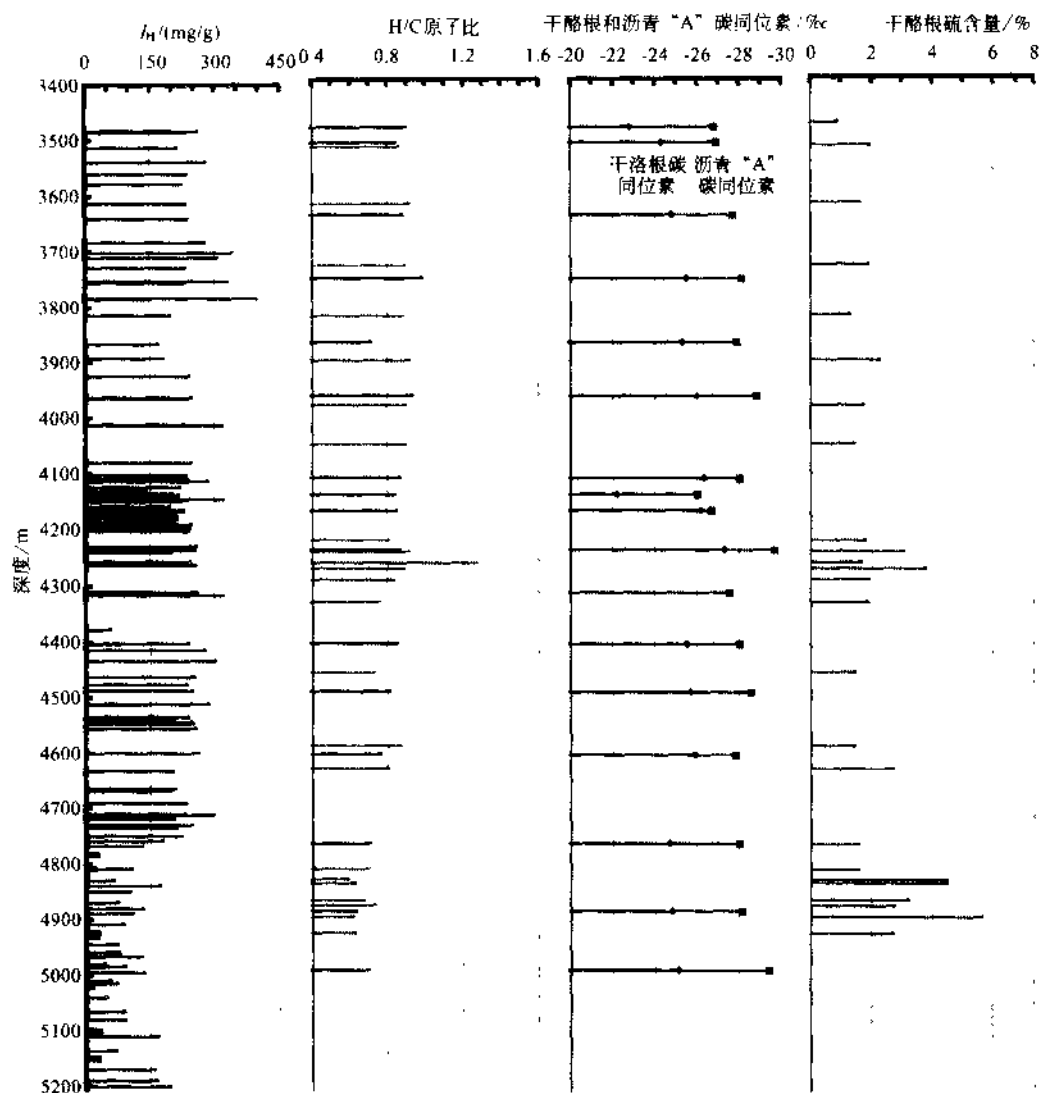


图 4-5 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩不溶有机质类型参数综合剖面图

(2) 干酪根元素分析。从冷科 1 井下侏罗统烃源岩干酪根元素组成范氏图 4-6 中可以看出: 上段泥岩的 H/C 原子比相对较高, 平均为 0.88 (表 4-4), 最高为 0.98, 应属 $III_1 \sim II_2$ 型干酪根。

中段泥岩和煤的 H/C 原子比也几乎相当, 平均为 0.85, 比上段泥岩略低一些, 其中有一个样品 (4260m) 的 H/C 原子比达到了 1.26, 可能是分析误差造成的。因此, 它们也应属 $III_1 \sim II_2$ 型干酪根, 只是比上段泥岩略差一些。

下段泥岩的 H/C 原子比相对较低, 平均只有 0.65, 最高为 0.72, 应属 III 型干酪根。

纵观冷科 1 井下侏罗统烃源岩干酪根 H/C 原子比的变化规律 (图 4-5), 也是具有逐渐变低的趋势, 主要是有机质类型变差 (由 II_2 型逐渐变为 III 型干酪根) 的缘故, 也有成熟度

逐渐增高的影响。

干酪根中的硫含量反映了烃源岩的沉积环境,硫含量越高,沉积水体咸化(或碱性)程度越高,其生烃门限深度越浅(或温度越低)。冷科1井下侏罗统烃源岩干酪根中的硫含量随着埋藏深度的增加,具有逐渐增大的趋势,说明下侏罗统沉积水体咸化程度随着埋藏深度的增加而逐渐增加(表4-3),上段为淡水沉积,到下段逐渐变为微咸—半咸化水体沉积,这与下段灰岩发育和伽玛蜡烷含量较高相一致。

(3) 干酪根及沥青“A”的稳定碳同位素。冷科1井下侏罗统烃源岩干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 分布在 $-22.22\text{‰} \sim -27.3\text{‰}$ 之间,主要分布在 $-24\text{‰} \sim -26\text{‰}$ 之间,应属 $\text{II}_2 \sim \text{III}_1$ 型干酪根(表4-4)。在干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 与岩石热解 I_{H} 关系图4-7中也显示出上段和中段的有机质类型好于下段,泥岩好于煤。沥青“A” $\delta^{13}\text{C}$ 也具有同样的特征。但是,它们纵向上变化不明显(图4-6)。

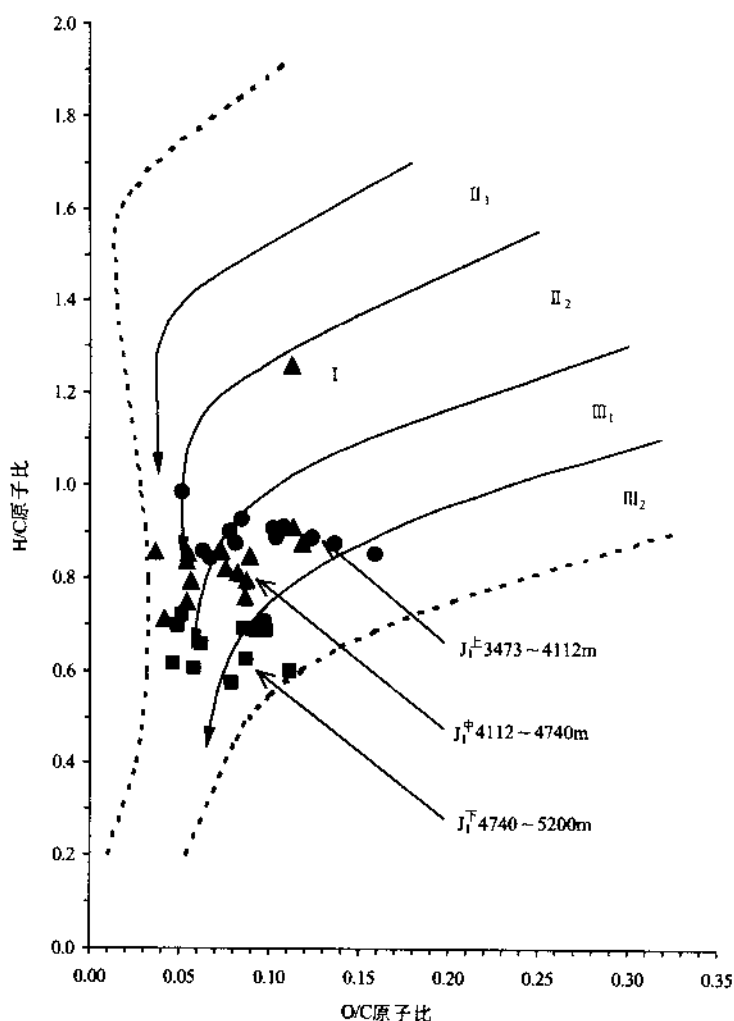


图4-6 冷科1井上侏罗统干酪根元素组成范氏图

表 4-4 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩不溶有机质有机地球化学分析数据

深度/m	岩性	$\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ ‰	$\delta^{13}\text{C}_{\text{沥青 A}}$ ‰	H/C 原子比	I_{H} /(mg/g)	干酪根中 硫 /%	$2920\text{cm}^{-1}/$ 1600cm^{-1}	$1460\text{cm}^{-1}/$ 1600cm^{-1}	1710cm^{-1} $/1600\text{cm}^{-1}$
3470 ~ 4100	泥岩	$-24.78(6)$ $-22.8 \sim -26$	$-27.7(6)$ $-26.8 \sim -28.8$	$0.88(13)$ $0.71 \sim 0.98$	$236(28)$ $130 \sim 397$	$1.62(8)$ $0.86 \sim 2.26$	$1.15(7)$ $0.64 \sim 1.59$	$0.52(7)$ $0.42 \sim 0.62$	$0.28(7)$ $0.19 \sim 0.33$
	泥岩	$-25.66(8)$ $-24.7 \sim -27.3$	$-28.33(8)$ $-27.5 \sim -29.7$	$0.85(14)$ $0.71 \sim 1.26$	$213(38)$ $1 \sim 317$	$2.17(9)$ $1.43 \sim 3.76$	$1.48(4)$ $1.19 \sim 2.06$	$0.5(4)$ $0.42 \sim 0.67$	$0.18(4)$ $0.11 \sim 0.22$
4100 ~ 4740	碳质 泥岩				$225(13)$ $164 \sim 319$				
	煤	$-24.21(2)$ $-22.22 \sim -26.2$	$-26.35(2)$ $-26 \sim -26.7$	$0.85(2)$ $0.84 \sim 0.85$	$207(24)$ $37 \sim 321$		$0.57(2)$	$0.50(2)$	$0.06(2)$
4740 ~ 5200	泥岩	$-24.87(3)$ $-24.7 \sim -25.1$	$-28.5(3)$ $-28 \sim -29.4$	$0.65(11)$ $0.57 \sim 0.72$	$89(39)$ $1 \sim 220$	$3.28(8)$ $1.53 \sim 5.61$	$1.07(3)$ $0.92 \sim 1.32$	$0.1(3)$ $0 \sim 0.29$	$0.14(3)$ $0.1 \sim 0.18$

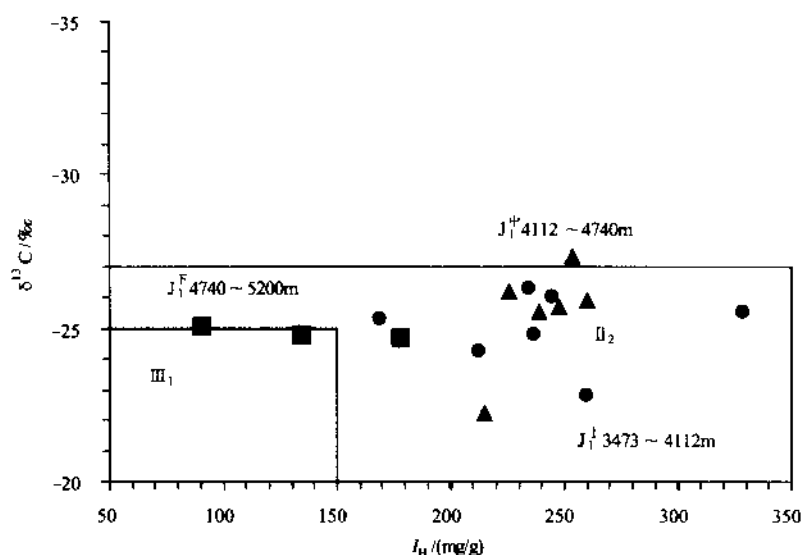


图 4-7 冷科 1 井烃源岩氢指数与干酪根碳同位素相关图

(4) 干酪根红外光谱。干酪根红外光谱不同波段的吸收峰反映了不同化学基团的组成特征。其中, 1460cm^{-1} 、 2920cm^{-1} 等反映了脂族基团的吸收, 1600cm^{-1} 反映了芳核 $\text{C}=\text{C}$ 共轭双键伸缩振动的吸收, 1710cm^{-1} 反映了含氧官能团的振动。从冷科 1 井下侏罗统烃源岩干酪根 $2920\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 和 $1460\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 的关系图 4-8 中也显示出应属 $\text{III}_1 \sim \text{II}_2$ 型干酪根, 而且, 上段和中段的有机质类型好于下段(表 4-4)。

3. 可溶有机质及生物标志物

(1) 沥青“A”族组分。冷科 1 井下侏罗统烃源岩沥青“A”族组分中芳烃含量均大于饱

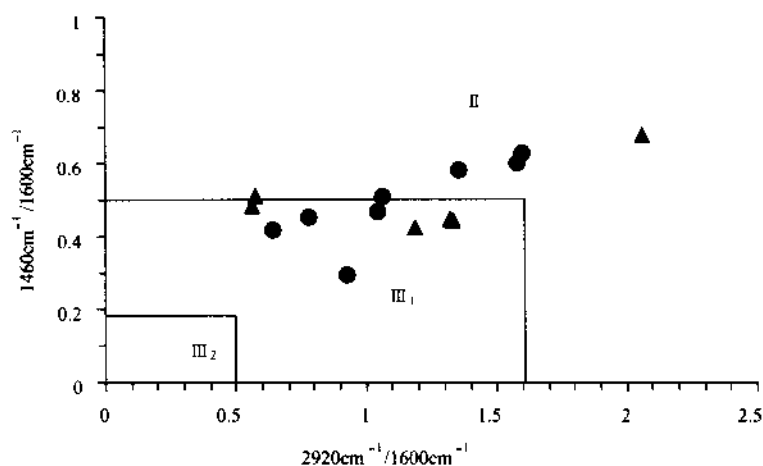


图 4-8 冷科 1 井干酪根红外光谱类型划分图

和烃(表 4-5),饱和烃/芳烃均小于 1,以中段煤的比值最低,只有 0.09,碳质泥岩的比值也很低,平均只有 0.28,本段泥岩的饱和烃/芳烃平均也只有 0.52,为典型的煤系烃源岩特征;上段泥岩的饱和烃/芳烃平均值略高一些,也只有 0.62,也具有煤系烃源岩的特征;下段泥岩的成熟度尽管已经较高,饱和烃/芳烃平均值也只有 0.8,也反映具有煤系烃源岩和有机质类型相对较差的特征。

表 4-5 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩可溶沥青“A”分析数据

深度/m	岩性	饱和烃 /%	芳烃 /%	非烃 /%	饱和烃/芳烃
3470 ~ 4100	泥岩	<u>18.88(37)</u>	<u>30.74(37)</u>	<u>25.97(37)</u>	<u>0.62(37)</u>
		3.95 ~ 37.67	10.98 ~ 42.24	1.74 ~ 62.71	0.14 ~ 1.17
4100 ~ 4740	泥岩	<u>16.77(15)</u>	<u>31.11(15)</u>	<u>23.88(15)</u>	<u>0.52(15)</u>
		2.31 ~ 25.31	16.51 ~ 41.77	9.83 ~ 43.06	0.14 ~ 0.79
	碳质泥岩	<u>7.18(8)</u>	<u>26.5(8)</u>	<u>21.3(8)</u>	<u>0.28(8)</u>
		2.12 ~ 12.3	18.77 ~ 32.7	7.07 ~ 37.68	0.11 ~ 0.66
	煤	<u>1.63(2)</u>	<u>18.51(2)</u>	<u>42.75(2)</u>	<u>0.09(2)</u>
4740 ~ 5200	泥岩	<u>24.6(19)</u>	<u>32(19)</u>	<u>19.08(19)</u>	<u>0.8(19)</u>
		16.38 ~ 41.67	19.11 ~ 42.31	11.48 ~ 31.68	0.53 ~ 1.83

(2) 饱和烃色谱。冷科 1 井下侏罗统烃源岩正构烷烃碳数分布基本呈单峰型,碳数分布范围有两种类型(图 4-9),一种以 $C_{14} \sim C_{23}$ 为主,主峰碳一般为 $C_{15} \sim C_{17}$;另一种碳数分布以 $C_{19} \sim C_{29}$ 为主,主峰碳一般为 C_{29} 或 C_{25} 。因此,生源既有以低等生物为主,又有以高等植物为主。从深度上看,3400 ~ 3500m 和 4100 ~ 4400m 井段的烃源岩主峰碳以 C_{23} 相对较多,说明以陆源高等植物为主;3600 ~ 4100m 和 4400 ~ 4900m 井段的烃源岩主峰碳以 C_{17} 相对较多,可能以水生低等生物为主,当然也不能排除加柴油钻井液的影响。

姥鲛烷、植烷等生物标志物是判断生源和沉积环境的重要指标,一般来说,在沉积和早成岩阶段,厌氧强还原环境有利于植烷的形成,弱氧化—弱还原的淡水环境有利于姥鲛

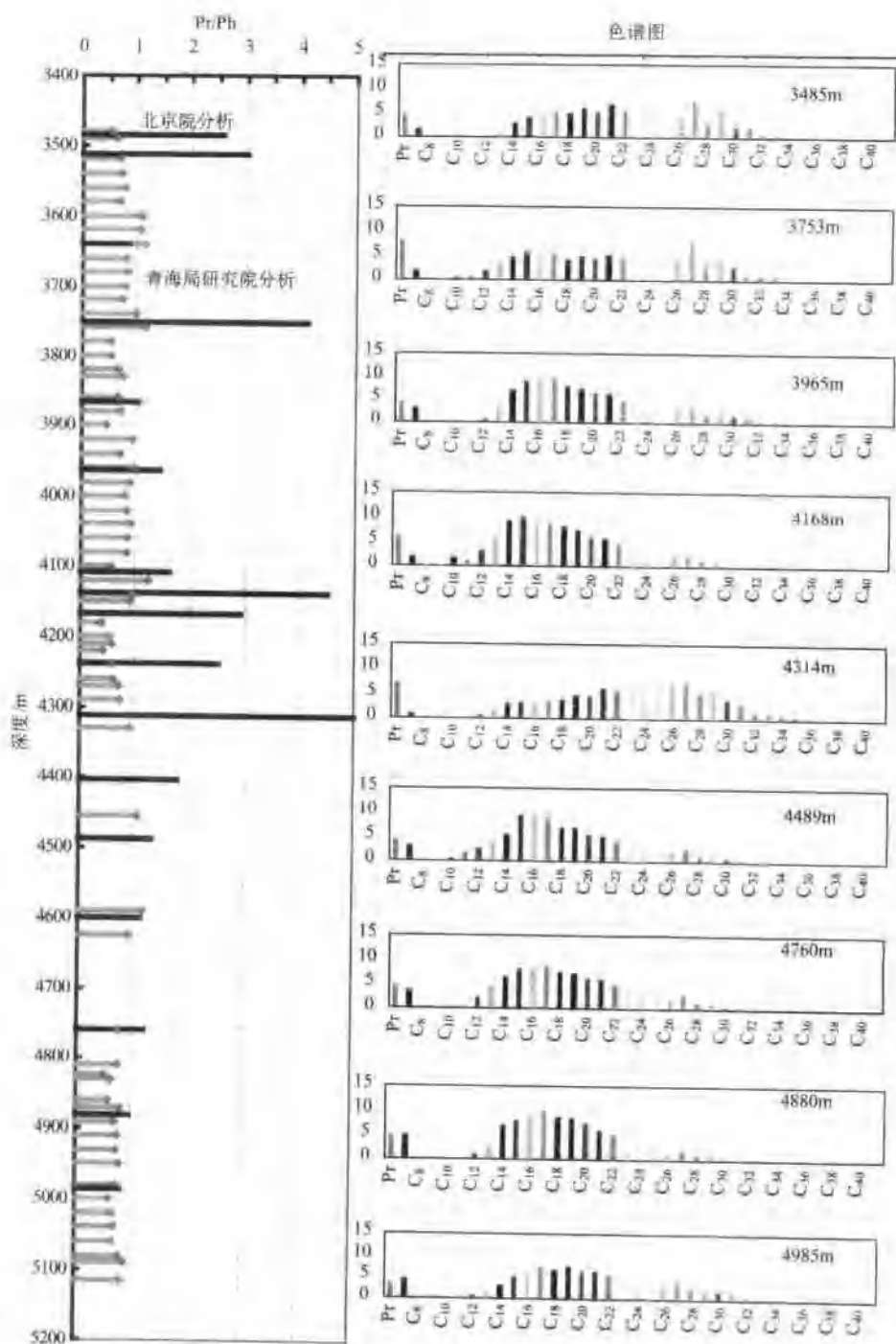


图 4-9 柴北缘冷科 1 井侏罗系下统烃源岩饱和烃色谱参数综合剖面图

烷的形成。因此,常用 Pr/Ph 来判断生源和沉积环境。一般来讲, Pr/Ph 大于 1 或更高时,代表淡水、弱氧化—弱还原的环境; Pr/Ph 小于 1 特别是小于 0.5 时,代表厌氧、强还原、趋

于咸化的沉积或早成岩环境。

冷科 1 井下侏罗统烃源岩 Pr/Ph 随埋藏深度的增加,具有高→很高→低的变化趋势。上段烃源岩尽管为深湖一半深湖沉积,可能由于陆源水体和陆源有机质充足,沉积时仍为弱氧化—弱还原的淡水环境,Pr/Ph 平均为 2.17(未包括青海局研究院分析数据,加柴油钻井液的影响相对更大),也有 Pr/Ph 小于 1 的样品。中段煤的 Pr/Ph 很高,平均达 3.72(表 4-6),泥岩的 Pr/Ph 尽管比煤低一些,仍高于上段泥岩,它们与浅水弱氧化—弱还原的淡水环境相对应。下段烃源岩的 Pr/Ph 明显变低,平均为 1,可能是水体咸化和环境变好的缘故,但是并不一定说明有机质类型变好,也有可能为加柴油钻井液的影响。

表 4-6 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩甾烷、萜烷参数数据表

深度/m	岩性	三环萜 烷/C ₃₀ 藿烷	> C ₃₀ 升 藿烷/C ₃₀ 藿烷	甾烷/ 藜烷	重排甾 烷/规则 甾烷	(华甾烷+ 升孕甾烷)/ 规则甾烷	伽玛蜡烷/ C ₃₀ 藜烷	甾烷 C ₂₇ /%	甾烷 C ₂₉ /%	Pr/Ph
3470~4100	泥岩	0.18(6) 0.10~0.28	0.65(6) 0.52~0.81	0.21(6) 0.05~0.40	0.38(6) 0.19~0.43	0.02(6) 0.02~0.03	0.05(6) 0.02~0.09	29.18(6) 27.05~32.33	49.9(6) 45.52~58.47	2.17(6) 0.85~4.11
4100~4740	泥岩	0.23(6) 0.07~0.53	0.73(6) 0.47~0.88	0.16(6) 0.09~0.21	60(6) 0.41~0.99	0.06(6) 0.04~0.08	0.04(6) 0.01~0.07	30.58(6) 18.89~37.87	48.13(6) 40~66.7	2.59(6) 1.12~7.18
4100~4740	煤	0.12(2)	0.54(2)	0.07(2)	0.29(2)	0.03(2)	0.02(2)	14.46(2)	67.84(2)	3.72(2) 2.92~4.51
4740~5200	泥岩	0.46(3) 0.38~0.58	0.47(3) 0.38~0.52	0.22(3) 0.2~0.22	0.39(3) 0.26~0.50	0.08(3) 0.07~0.08	0.11(3) 0.06~0.18	36.39(3) 30.65~39.37	40.21(3) 38.97~42.04	1.0(3) 0.81~1.22
4110.6~ 4115.2	原油	0.59(2)	0.83(2)	0.18(2)	1.02(2)	0.11(2)	0.03(2)			4.82(2)

(3) 萜类化合物

1) 倍半萜和二萜类:一般认为,它们在煤系烃源岩中分布较广,冷科 1 井下侏罗统烃源岩中均检测除少量的二环倍半萜,由于其极易挥发,在样品处理过程中很容易损失掉,因此定量不准确,难以判断环境和生源。

2) 三环萜类:它们主要来源于原生动物的细胞膜。陆源高等植物的 C₁₉~C₂₈三环萜烷可能较高;湖相烃源岩中主要是 C₁₉~C₂₈三环萜烷,并以 C₂₃和 C₂₁含量最高为特征;煤及煤系烃源岩中 C₂₁以前的三环萜烷常常高于 C₂₁以后的三环萜烷,以低碳数三环萜烷占优势。冷科 1 井下侏罗统烃源岩中三环萜烷含量一般较低,向下段由增高的趋势(图 4-10)。下段湖相泥岩三环萜烷含量相对较高,以 C₂₃三环萜烷最高,三环萜烷/藿烷一般在 0.1 以上(图 4-11)。中段煤和碳质泥岩中, C₂₃以上化合物极少,三环萜烷/藿烷一般小于 0.1。

3) 四环萜烷类:可能主要来源于沼泽相煤系烃源岩中或五环三萜烷的 E 环断裂。冷科 1 井下侏罗统烃源岩中煤和碳质泥岩的 C₂₃四环萜烷含量高于湖相泥岩。

4) 五环三萜烷类:它们主要来源于细菌成因。升藿烷(C₂₁~C₃₅)被认为是来源于细菌藿烷四醇和原核微生物中,高含量的 C₃₅可能于沉积环境中强烈的细菌活动有关。冷科 1 井下侏罗统烃源岩中煤以 C₂₃、C₂₉、C₃₀和 C₂₁藿烷为主(图 4-12),并以 T_m含量较高, T_s含量极低,反映了沼泽相的特征, T_s/T_m 小于 0.1,表明虽然受成熟度的影响,更重要的是受控于沉积环境。此外,煤中大于 C₂₁藿烷含量极低。

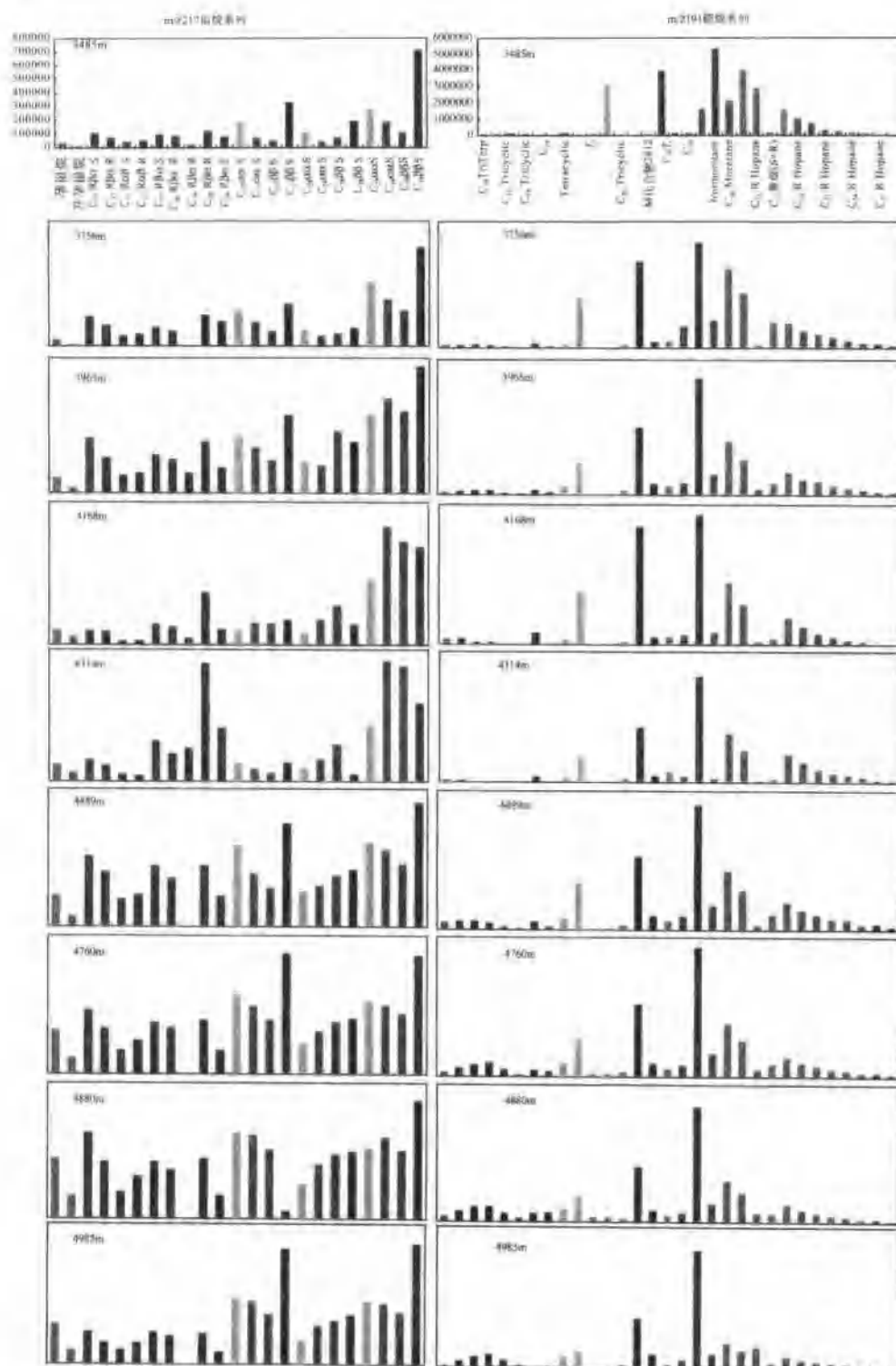


图 4-10 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩甾烷、萜烷数据综合剖面图

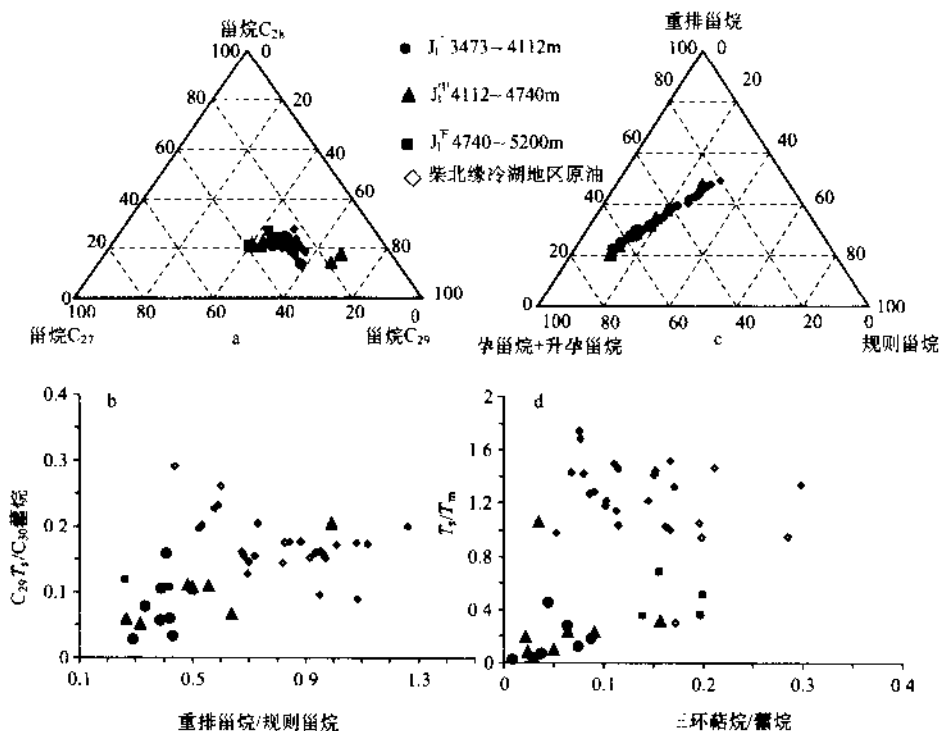


图 4-11 柴北缘冷科 1 井烃源岩和柴北缘原油甾烷组成三角图(a)
重排甾烷和 C₂₉ T_n 相互关系图(b)重排甾烷、规则甾烷与孕甾烷 + 升孕甾烷组成三角图(c)
三环萜烷和 T_n 相互关系图(d)

伽玛蜡烷含量的高低,代表着沉积水体的含盐度。冷科 1 井下侏罗统烃源岩中伽玛蜡烷含量随着埋藏深度的增加,具有逐渐增高的趋势(图 4-10、图 4-13),伽玛蜡烷/C₃₀藿烷由平均小于 0.05 增到下段的 0.11(表 4-6),表明下段烃源岩的沉积水体含盐度明显增加,这与干酪根的含硫量、泥岩中的钙含量和微量元素等是一致的。

(4) 甾烷系列。一般情况下,在规则甾烷中,以 C₂₇ 甾烷为主的烃源岩表征着低等水生生物和藻类有机质的输入,以 C₂₉ 甾烷为主的烃源岩则说明陆生高等植物的输入占主导地位;同时,高含量的甾烷以及高的甾/藿比值(≥1)似乎主要来源于海相浮游或底栖的藻类生物,相反,低含量的甾烷以及低的甾/藿比值主要代表着陆源和细菌改造过的有机质。

冷科 1 井下侏罗统烃源岩中甾烷的分布(图 4-12)具有如下特征:①煤和碳质泥岩 C₂₉ 甾烷含量高,在 60% 以上, C₂₇ 甾烷含量低,不足 20%(表 4-6),陆生高等植物占主导地位;湖相泥岩 C₂₉ 甾烷含量相对较低,一般在 40% ~ 60% 之间,上段和中段泥岩高于下段(图 4-13、图 4-10),相应地, C₂₇ 甾烷含量相对较高,达 20% ~ 40%,下段泥岩高于上段和中段,似乎说明泥岩低等水生生物和藻类有机质的输入高于煤和碳质泥岩,而且,下段高于上段和中段。②煤和碳质泥岩重排甾烷含量低,重排甾烷/规则甾烷 < 0.3;而湖相泥岩重排甾烷含量相对较高,重排甾烷/规则甾烷一般大于 0.3,尤其是中段泥岩重排甾烷/规则甾烷平均达到 0.6,最低也为 0.41,最高可达 0.99,上段和下段泥岩重排甾烷/规则甾烷几

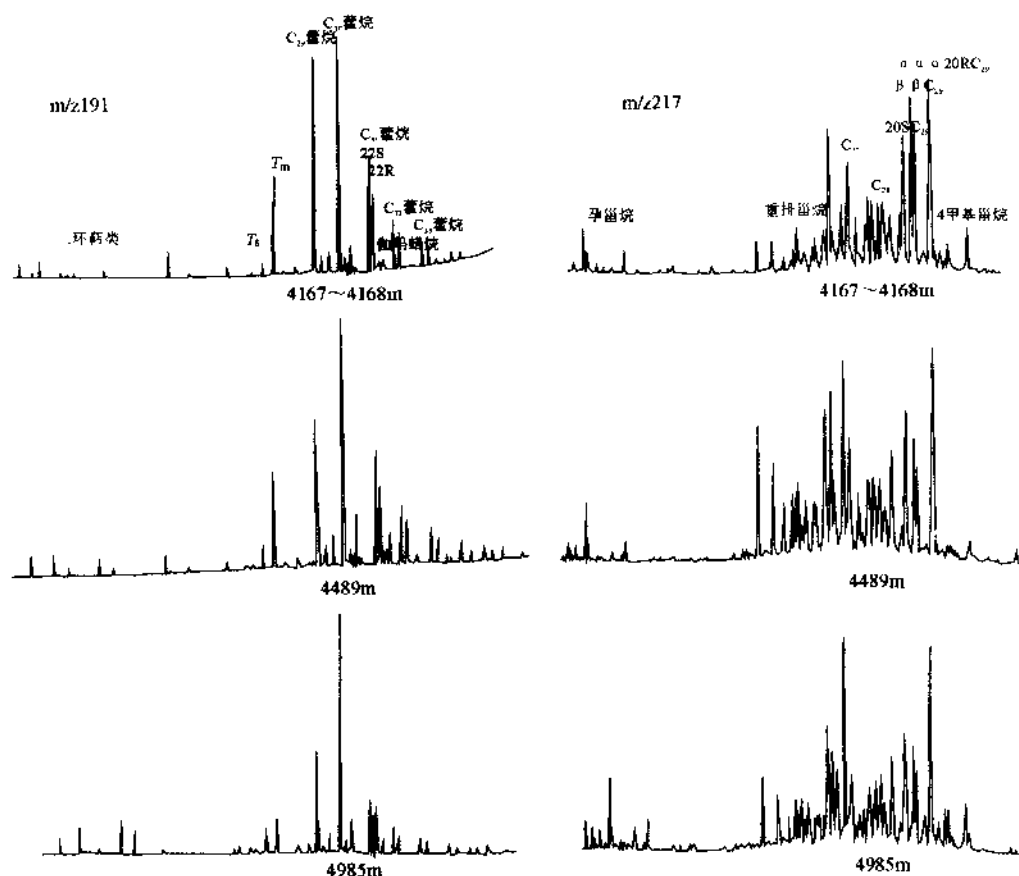


图 4-12 柴北缘冷科 1 井下侏罗统代表性源岩 m/z 217 质量色谱图

乎相当。重排甾烷含量高一般表明陆源黏土矿物和陆源有机质的淡水输入充分,而且处于弱氧化—弱还原的相对淡水环境。实际上,冷湖地区的原油多具有高的重排甾烷(冷科 1 井原油重排甾烷/规则甾烷大于 1),说明下侏罗统中段具有很高重排甾烷的泥岩是主要的油源层。③孕甾烷和升孕甾烷的高低代表着沉积水体的咸化程度,一般在咸化湖相中含量较高,也可以来源于甾烷类的裂解。冷科 1 井下侏罗统烃源岩中孕甾烷和升孕甾烷含量随着埋藏深度的增加,具有逐渐增加的趋势,以上段泥岩和中段煤中的孕甾烷和升孕甾烷含量最低,孕甾烷和升孕甾烷/规则甾烷只有 0.02~0.03,中段泥岩有所增加,特别是下段泥岩孕甾烷和升孕甾烷/规则甾烷平均达 0.08,表明从上到下,烃源岩沉积时的水体咸化程度逐渐增加。④冷科 1 井下侏罗统煤和碳质泥岩中甾烷含量相对较低,甾烷/蒽烷均小于 0.1;而湖相泥岩中甾烷含量相对较高,甾烷/蒽烷一般大于 0.15,尤其是上段和下段泥岩平均可大于 0.2,中段泥岩的甾烷/蒽烷为 0.16,这与冷科 1 井原油的 0.18 很相近(表 4-6)。

因此,①冷科 1 井下侏罗统烃源岩的有机质类型总体上来讲为属 $\text{II}_2 \sim \text{III}_1$ 型干酪根,从上段到下段又逐渐变差的趋势。上段和中段泥岩以 II_2 型干酪根为主,部分为 III_1 型干酪根;中段煤和碳质泥岩及下段泥岩以 III_1 型干酪根为主;部分为 II_2 型干酪根。②冷科 1

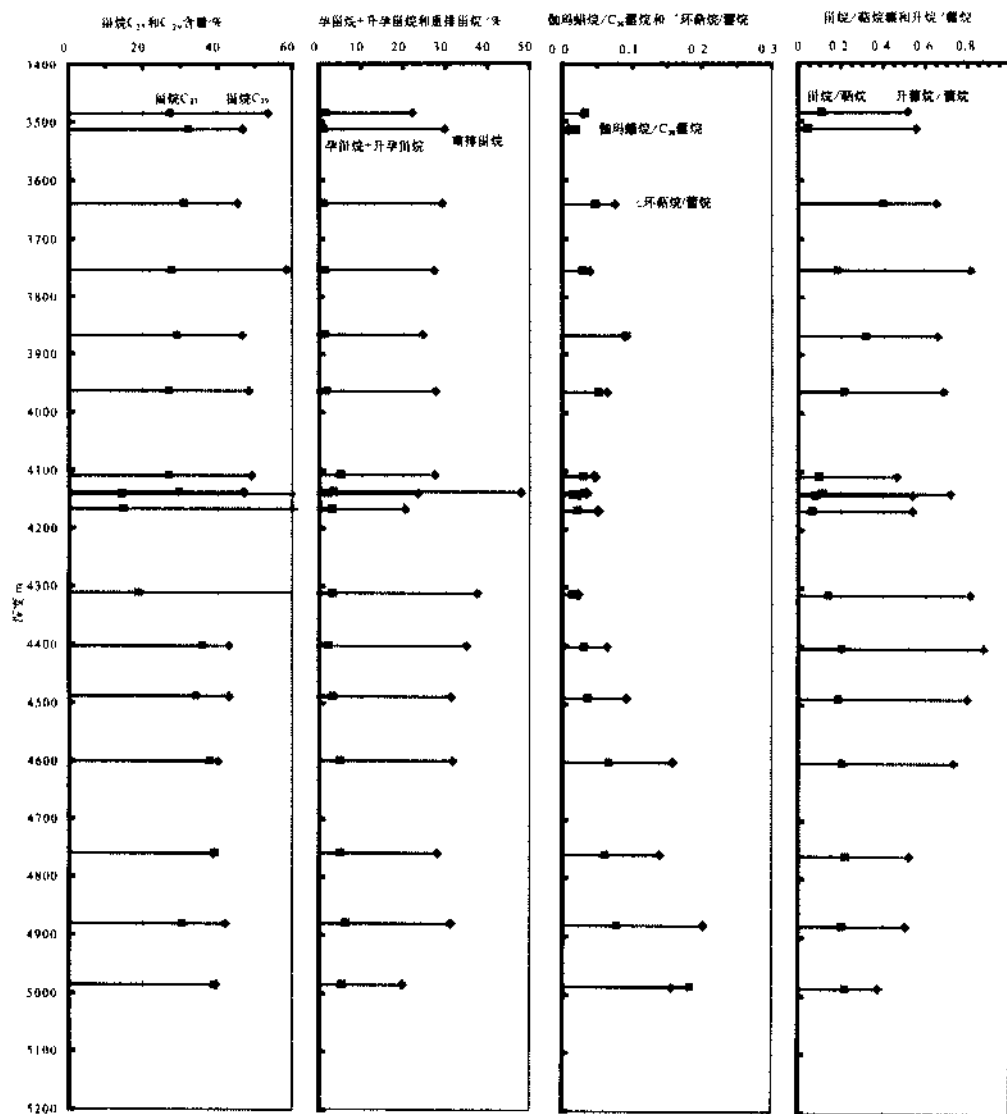


图 4-13 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩岩屑、页岩参数综合剖面图

井下侏罗统烃源岩的沉积环境从上到下具有一定的变化规律,由上段的半深湖相—深湖相到中段的湖沼相—扇三角洲相再到下段的浅湖相—半深湖相,水体咸化程度逐渐增加,还原程度也逐渐增加,陆源黏土矿物和陆源有机质的输入逐渐变弱。③冷科 1 井下侏罗统主要的供油层段可能是中段的泥质烃源岩(煤系湖相泥岩)。

(四) 烃源岩有机质的热演化

1. 不溶有机质

(1) 镜质组反射率。一般认为, R^0 是评价烃源岩有机质热演化最好的指标,原因在

于它的连续性、不可逆性和广泛分布性以及它与有机质的各种化学性质呈连续函数关系等特点。但是其影响因素也很多,主要是:①受再循环镜质体的影响;②固体沥青、有机动物碎屑等有时与镜质体光性相近;③标准均质镜质体较少时,不得不测定其中的基质镜质体等近似组分;④岩屑掉块的影响;⑤镜质体颗粒太小;⑥地表风化样品;⑦岩性的影响,可能是岩石的热导率和矿物质催化作用的差异;⑧岩石的有机质类型严重影响着镜质组反射率的测定,腐泥型烃源岩中镜质组反射率受抑制程度较高;⑨各实验室或不同的测定人存在着系统误差等。因此, R^o 数据常常需要进行筛选、研究和判断。冷科 1 井下侏罗

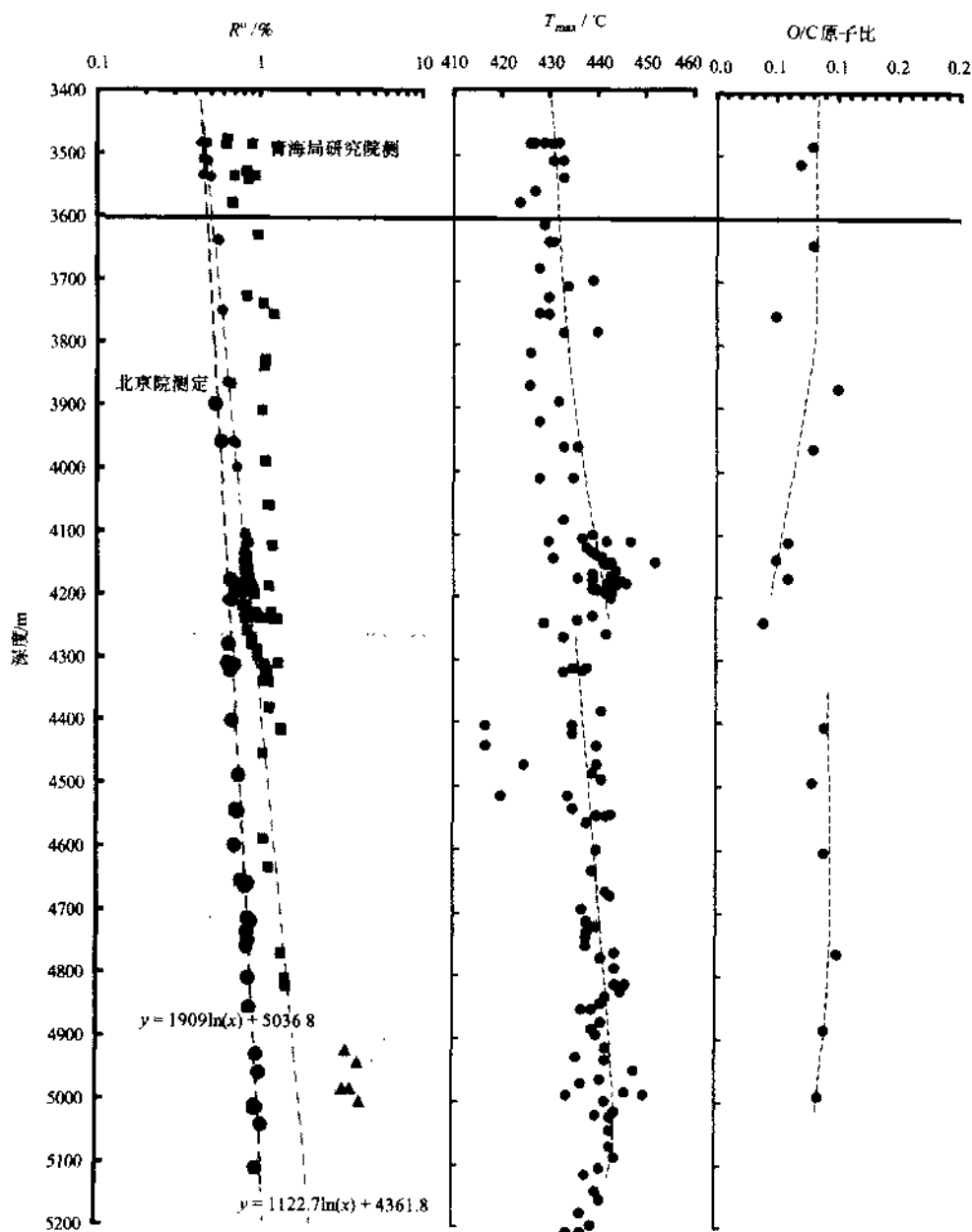


图 4-14 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩不溶有机质热演化剖面图

统烃源岩的 R^o 半对数坐标随埋藏深度的变化规律见图 4-14, 可以看出:

1) 总体上来讲, R^o 可以分为四组: 第一组是北京院实测的 4280m 以上的 R^o 值; 第二组也是北京院实测的 4200m 以下的 R^o 值以及部分华北研究院实测的 4200m 以上的 R^o 值; 第三组是北京院实测的 4900 ~ 5020m 之间的高 R^o 值; 第四组是青海局研究院实测的 4850m 以上的 R^o 值。

2) 第一、二和四组的 R^o 值尽管存在着一定的差别, 它们都随埋藏深度的增加而增加, 可能是实验室或不同测定人的系统误差或组分的辨认、测定差异等原因造成的。综合判断, 我们认为第一组和第二组数据更可靠。

3) 第一组和第二组 R^o 数据在 4280m 左右存在着一个逆向(变低)错动, 原因可能有两个: 一是在 4200 ~ 4300m 之间存在这一条逆断层, 老地层冲在新地层之上, 若按 R^o 的错动值推算, 垂向断距约 300m 左右, 实际上, 发生逆向错动(数值突然变低)的地球化学指标不止 R^o , T_{max} 、生物标志物的异构化作用等也存在着类似现象; 二是人为的主观原因, 则第一组 3600 ~ 4280m 的 R^o 数据测定值普遍偏高, 可能是标准均质镜质体组分的辨认上有待进一步深入探讨, 实际上, 本次华北研究院在 3600 ~ 4280m 之间测定的 R^o 就有 5 个数据偏低, 与第二组 R^o 数据的变化规律相一致。综合考虑各种因素, 我们认为前者的解释更为可靠, 即在 4200 ~ 4300m 之间存在这一条逆断层。

4) 从冷科 1 井下侏罗统烃源岩第一组和第二组 R^o 数据的纵向变化规律来看, 在井深 3600m 时 R^o 值开始大于 0.5%, 基本井的成熟门限深度为 3600m。3600m 以上, R^o 值变化在 0.44% ~ 0.5% 之间, 埋深大于 3600m, R^o 值大于 0.55%, 在 3600 ~ 4200m 之间的 R^o 平均值达到了 0.8%(表 4-7)。

表 4-7 柴北缘冷科 1 井烃源岩不溶有机质热演化数据表

深度/m	岩性	R^o 北京院分析(少部分华北) /%	R^o 北京院分析(少部分华北) /%	R^o 青海院分析 /%	λ_{max}/nm	Q	$T_{max}/^{\circ}C$	O/C 原子比
3473 ~ 3600	泥岩	0.47(6) 0.44 ~ 0.5		0.75(9) 0.62 ~ 0.94	530	0.24	429(11) 424 ~ 433	0.1(4)
3600 ~ 4200	煤、泥岩	0.67(8) 0.54 ~ 0.74	0.8(44) 0.55 ~ 0.89	1.05(15) 0.83 ~ 1.22	557(8) 540 ~ 575	0.53(8) 0.34 ~ 0.67	437(50) 426 ~ 452	0.09(12)
4200 ~ 4600	煤、泥岩	0.69(10) 0.64 ~ 0.75	0.81(3) 0.8 ~ 0.82	1.07(27) 0.79 ~ 1.38	569(4) 555 ~ 590	0.63(4) 0.53 ~ 0.83	436(30) 417 ~ 443	0.08(12)
4600 ~ 4900	泥岩	0.84(15) 0.71 ~ 0.89		1.36(4) 1.14 ~ 1.47	585(5) 575 ~ 595	0.73(5) 0.73 ~ 0.84	440(25) 437 ~ 446	0.08(10)
4900 ~ 5020	泥岩	0.97(5) 0.95 ~ 1.01	3.72(5) 3.3 ~ 4.16				442(12) 434 ~ 50	0.07(2)
5020 ~ 5200	泥岩	1.02(3) 0.98 ~ 1.04					440(12) 434 ~ 444	

5) 从冷科 1 井下侏罗统烃源岩第一组和第二组 R^o 数据来看, R^o 在井深 3600 ~ 4200m 之间, 变化在 0.69% ~ 0.81% 之间, 正处于生油高峰阶段。

6) 第三组在井深 4900 ~ 5020m 之间的高 R^o 数据出现跳跃式突变, R^o 从 0.9% 都增至 3.5%。光学显微镜下观察, 该段地层有机质丰度较低, 可供测量的镜质组组分较少, 荧光显微镜下也未见荧光, 同时, 可以观测到明显的光学各向异性, 表明这一段地层曾受

到过局部异常热源的烘烤,它并不能代表正常地层的热演化。

7) 从冷科1井下侏罗统烃源岩第二组 R^o 数据的回归方程 $Y = 1909 \ln(X) + 5036.8$ 来推算,当 $R^o = 1.3\%$ 时,现今埋藏深度为 5550m,即凝析油湿气上限或进入高成熟的现今埋藏深度为 5550m;当 $R^o = 2\%$ 时,现今埋藏深度为 6400m,即下气上限或进入过成熟的现今埋藏深度为 6400m。如果按第一组 R^o 数据的回归方程 $Y = 1122.7 \ln(X) + 4361.8$ 来推算,当 $R^o = 1.3\%$ 时,现今埋藏深度为 4660m;当 $R^o = 2\%$ 时,现今埋藏深度为 5145m,与现今的实测 R^o 数据不符(但却与青海局研究院实测的 4400m 以下的 R^o 数据基本相符),考虑到 R^o 数据回归方程曲线的上限,前者更为合理。

8) 应用 R^o 与现今埋藏深度的回归方程还可以推算上覆地层的最大剥蚀厚度,一般认为,地表沉积物的 R^o 约为 $0.15\% \sim 0.2\%$,从冷科1并侏罗系下侏罗统烃源岩第二组 R^o 数据的回归方程 $Y = 1909 \ln(X) + 5036.8$ 来推算,当 $R^o = 0.15\% \sim 0.2\%$ 时,现今埋藏深度为 1350 ~ 1900m,即下侏罗统烃源岩的 R^o 出现“欠演化”,也就是说,现今埋藏深度应为历史上最大埋藏深度或接近历史上的最大埋藏深度。造成“欠演化”的主要原因可能是新老地层(上第三系和侏罗系)时间的差异和第三系时期的快速沉降、短时间快速加温及低地温梯度等所致。

如果按第一组 R^o 数据的回归方程 $Y = 1122.7 \ln(X) + 4361.8$ 来推算,当 $R^o = 0.15\% \sim 0.2\%$ 时,现今埋藏深度为 2225 ~ 2550m,下侏罗统烃源岩 R^o 出现“欠演化”更为严重,因此,第二组 R^o 数据相对来说更为合理。

因此,从冷科1井下侏罗统烃源岩 R^o 的演化来看,侏罗系可以划分为以下几个阶段:未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$, 现今埋藏深度小于 3600m。

成熟阶段, $R^o = 0.55\% \sim 1.3\%$, 现今埋藏深度变化在 3600 ~ 5550m, 它又可以分为早、中、晚三个亚段:

成熟阶段早期, $R^o = 0.55\% \sim 0.8\%$, 现今埋藏深度变化在 3600 ~ 4200m;

成熟阶段中期(生油高峰期), $R^o = 0.8\%$ 左右, 现今埋深变化在 4200 ~ 4600m;

成熟阶段晚期, $R^o = 0.8\% \sim 1.3\%$, 现今埋深变化在 4600 ~ 5550m。

高成熟阶段, $R^o = 1.3\% \sim 2\%$, 现今埋藏深度变化在 5550 ~ 6400m。

过成熟阶段, $R^o > 2\%$, 现今埋藏深度 $> 6400m$ 。

(2) 最大荧光强度波长(λ_{max})及红绿商(Q)。荧光光谱参数通常包括荧光光谱最大强度处波长(λ_{max})和红绿商(Q)等,红绿商(Q)也叫红绿比,即光谱在波长 650nm 和 500nm 处的相对强度比值。一般来说,随着成熟度的增加,孢子体等荧光颜色变化从黄绿色→绿黄色→黄色→褐色→红褐色;最大荧光强度波长(λ_{max})及红绿商(Q)都变大。

冷科1井下侏罗统烃源岩孢子体荧光参数随着埋藏深度的增加, λ_{max} 和 Q 增加,荧光光谱最大波长渐渐向红外移动,红绿商变大,荧光强度渐渐减弱(图 4-15)。例如,在埋深小于 3600m 内,孢子体的颜色为绿黄色, $\lambda_{max} = 530nm$, $Q = 0.235$;在 3600 ~ 4200m 之间,孢子体的颜色以黄色为主, λ_{max} 从 540nm 增加到 575 nm, Q 从 0.3 增加到 0.6 左右(表 4-7),表现出与 R^o 很好的相关性。

冷科1井下侏罗统烃源岩孢子体荧光光谱在埋深小于 3700m 之前,峰型比较简单,没有出现真正意义的次峰,最大波长基本上分布在 520 ~ 540nm 之间,到了 3960m ($R^o =$

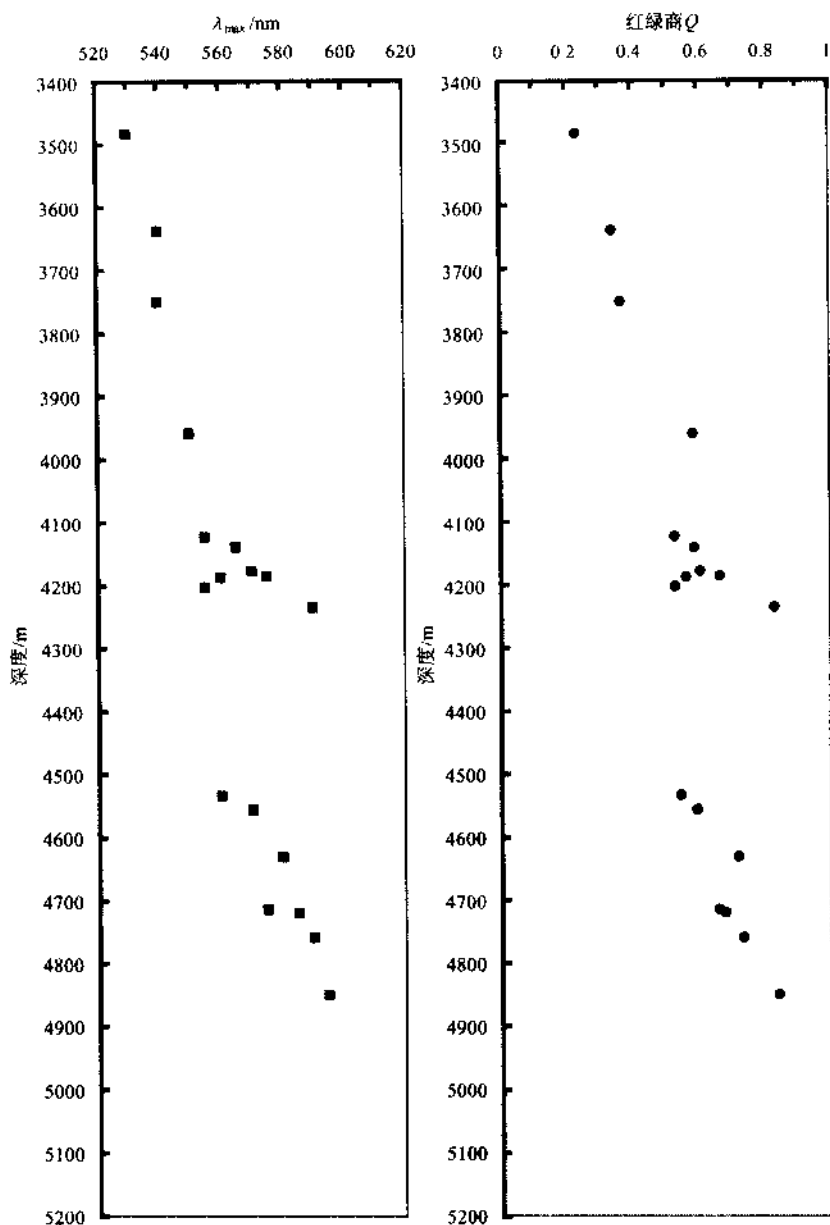


图 4-15 冷科 1 井侏罗系下统烃源岩荧光光谱数据有机质热演化综合剖面

0.67%), 孢子体荧光光谱除了峰型变缓外, 并在波长 580nm 左右出现了肩峰, 这标志着孢子体出现第一次跃变, 有了少量烃类的形成并出现新生烃类的荧光特征, 也与孢子体的生油门限相吻合。

(3) 岩石热解最高峰温 T_{max} 。冷科 1 井下侏罗统烃源岩热解最高峰温随埋深的变化规律(图 4-14) 与 R^o 基本相似: ①随埋深的增加, T_{max} 由逐渐增高的趋势, 由埋深小于 3600m 的平均 429℃逐渐增加到 436 ~ 437℃(埋深变化在 3600 ~ 4600m)再增加到 440 ~

442℃(埋深变化在 4600~5200m);②在埋深 4200~4300m 之间也出现“逆向断层”;③ $T_{\max}$ 随埋深的变化斜率或变化幅度很小(表 4-7)。①冷科 1 井下侏罗统烃源岩 $T_{\max}$ 所对应的 R^o 成熟阶段划分范围为:

未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$, $T_{\max} < 430^\circ\text{C}$, 现今埋藏深度小于 3600m;

成熟阶段早期, $R^o = 0.55\% \sim 0.8\%$, $T_{\max} = 430 \sim 440^\circ\text{C}$, 现今埋藏深度变化在 3600~4200m;

生油高峰期, $R^o = 0.8\%$ 左右, $T_{\max} = 436^\circ\text{C}$ 左右, 现今埋深变化在 4200~4600m;

成熟阶段中后期, $R^o = 0.8\% \sim 1.05\%$, $T_{\max} = 440 \sim 445^\circ\text{C}$, 现今埋深变化在 4600~5200m。

(4) 干酪根 O/C 和 H/C 原子比等。冷科 1 井下侏罗统烃源岩干酪根的 O/C 原子比和 H/C 原子比随埋深的增加都具有变低趋势(图 4-14、图 4-15、表 4-7、表 4-4),说明有机质的成熟度逐渐增加,带杂原子的含氧化合物从干酪根中不断脱去,随着烃类的不断形成,干酪根 H/C 原子比也逐渐降低。它们的演化也可能与有机质类型变差有关。

2. 可溶有机质的演化

沥青“A”/TOC、HC/TOC 和 S_1 /TOC 均为可溶有机质或烃类的转化率。一般来说,随着埋藏深度或成熟度的增加,在成熟门限附近,“A”/TOC 由小于 5% 到大于 5%;HC/TOC 和 S_1 /TOC $> 3\%$;在生油高峰期,沥青“A”/TOC、HC/TOC 和 S_1 /TOC 均应达到最大值。除了成熟度的影响外,有机质类型、岩性及有机质丰度也对可溶有机质的转化率也有重要影响,在相同成熟度条件下,腐泥型或偏腐泥型烃源岩的转化率大于腐植型和偏腐植型,煤和碳质泥岩的转化率远小于湖相泥岩。

冷科 1 井下侏罗统烃源岩沥青“A”/TOC、HC/TOC 和 S_1 /TOC 及 $S_1/(S_1 + S_2)$ 随着埋藏深度的变化规律见图 4-16,从中可以看出,“A”/TOC、HC/TOC 及 $S_1/(S_1 + S_2)$ 均出现低→高→低→高的趋势,它们都可以分为四段:

第一段未成熟阶段,现今埋藏深度小于 3600m,沥青“A”/TOC $< 5\%$, HC/TOC $< 1.7\%$, S_1 /TOC 多数 $< 3\%$ 。 S_1 /TOC 和 $S_1/(S_1 + S_2)$ 在井深 3550~3700m 部分样品出现高的异常,这是井壁取心及岩屑样品受加柴油的钻井液泥浆污染的影响。

第二段的成熟阶段早期,现今埋藏深度变化在 3600~4200m,沥青“A”/TOC 多数大于 5%,平均为 5.9%,最高为 11.31%(表 4-8);HC/TOC 仍然很低,均 $< 2.1\%$,平均为 1.5%,这可能与煤系的烃含量低有关; S_1 /TOC 与 HC/TOC 不同,多数较高,平均达到了 5%,最高可以达到 27%,一般情况下,同样的样品, S_1 /TOC 要小于 HC/TOC,这里出现异常肯定是加柴油的钻井液泥浆污染的影响(钻井过程中曾 6 次卡钻,四次加柴油,1766m、2786.23m、4440.9m 处共加柴油 38.25m³)。

第三段的生油高峰期,现今埋深变化在 4200~4600m,沥青“A”/TOC 基本上达到最大值(36.34%,可能有污染),多数大于 5%,平均为 8.54%;HC/TOC 相对较高,多数 $> 3\%$,平均为 3.36%; S_1 /TOC 和 $S_1/(S_1 + S_2)$ 也相对很高, S_1 /TOC 平均达到了 8%,最高可以达到 43%,这是井壁取心和岩屑热解样品受到了污染的原因。

第四段的成熟阶段中后期,现今埋深变化在 4600~5200m,沥青“A”/TOC 和 HC/TOC

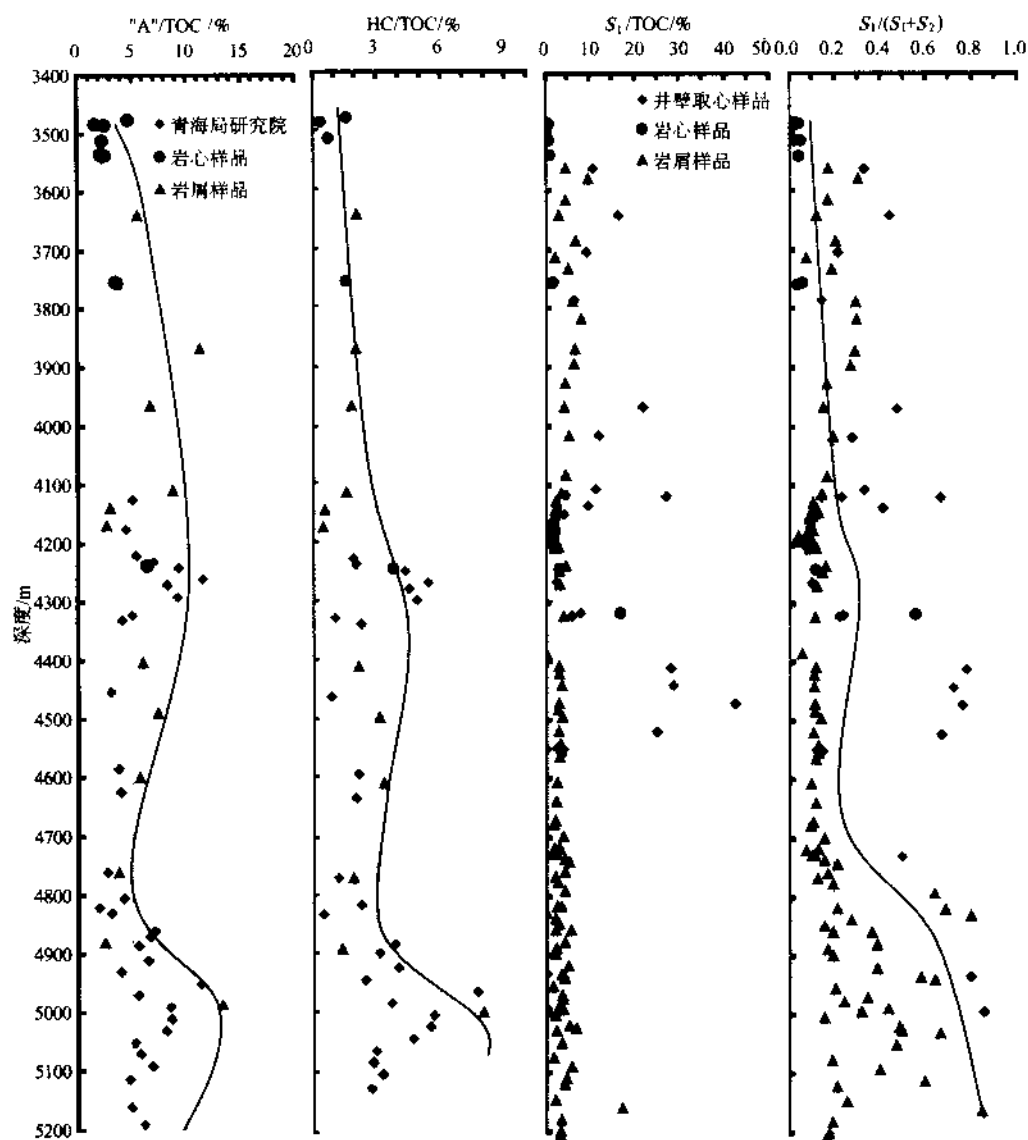


图 4-16 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩可溶有机质热演化综合剖面图

又出现低到高的演化; S_1/TOC 却相对低了下来,平均只有 3%~5%,但是本段的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 仍很高,主要是有机质丰度低和成熟度相对较高的原因,它可能反映的是较真实的情况。

可溶有机质的演化规律与上述不溶有机质的演化基本一致,只是在 4200~4300m 之间未出现“逆向断层”。

表 4-8 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩可溶有机质热演化数据表

深度/m	岩性	"A"/TOC/%	HC/TOC/%	S ₁ /TOC/%	S ₁ /(S ₁ + S ₂)
3473 ~ 3600	泥岩	<u>2.88(3)</u> 1.65 ~ 4.68	<u>0.97(3)</u> 0.46 ~ 1.64	<u>0.03(11)</u> 0 ~ 0.11	<u>0.10(11)</u> 0.02 ~ 0.33
3600 ~ 4200	煤、泥岩	<u>5.9(7)</u> 2.67 ~ 11.31	<u>1.49(7)</u> 0.53 ~ 2.09	<u>0.05(50)</u> 0.01 ~ 0.27	<u>0.17(50)</u> 0.04 ~ 0.67
4200 ~ 4600	煤、泥岩	<u>8.54(15)</u> 3.04 ~ 36.34	<u>3.36(15)</u> 0.95 ~ 18.52	<u>0.08(30)</u> 0 ~ 0.43	<u>0.22(30)</u> 0.06 ~ 0.76
4600 ~ 4900	泥岩	<u>4.15(10)</u> 1.94 ~ 7.09	<u>2.08(8)</u> 0.57 ~ 3.89	<u>0.03(26)</u> 0 ~ 0.06	<u>0.25(26)</u> 0.08 ~ 0.8
4900 ~ 5020	泥岩	<u>8.30(7)</u> 4 ~ 13.39	<u>5.56(7)</u> 2.53 ~ 8.02	<u>0.04(13)</u> 0.01 ~ 0.07	<u>0.46(13)</u> 0.16 ~ 86
5020 ~ 5200	泥岩	<u>6(7)</u> 4.8 ~ 8.16	<u>3.35(5)</u> 2.77 ~ 4.73	<u>0.05(12)</u> 0.02 ~ 0.17	<u>0.36(12)</u> 0.17 ~ 0.85

3. 生物标志物的演化和异构化

(1) OEP 和 CPI 值。OEP 和 CPI 值是确定成熟门限深度的一项好指标。烃源岩未成熟时, OEP 或 CPI 值一般都大于 1.2, 有时偏腐植型干酪根要相对高一些。冷科 1 井下侏罗统烃源岩的 OEP 或 CPI 值随埋深的变化(北京院实验室分析的)见图 4-17 和表 4-9, 从中可以看出, OEP 和 CPI 值在 3600m 以上, 奇偶优势明显, OEP 值平均为 1.79, CPI 值平均达 2.08(表 4-9), 尚未进入成熟门限深度。

在 3600m 以下, OEP 值绝大多数样品已经小于 1.2, 一般变化在 1 ~ 1.18 之间, 只有一个样品的 OEP 值达 1.93; CPI 值与 OEP 值略有不同, 从 3650m 的 1.72 开始逐渐降低, 到 4100m 的含煤段接近于 1.2, 在 4400m 也出现大的“逆向断层”, CPI 值又从 1.79 开始逐渐降低, 到 5000m 左右也降到小于 1.2。这可能主要是母质类型差或逆断层的影响。

青海局研究院实验室分析了大量的饱和烃色谱, 其结果与北京院实验室或华北研究院实验室分析的 Pr/Ph、OEP 和 CPI 值部分样品差别较大, 这是分析条件或岩屑样品未加以处理(挑样和水洗)有泥浆污染的缘故。这里主要采用后者的数据。

由于煤系烃源岩的有机质类型及岩性变化较大, 冷科 1 井下侏罗统烃源岩的 C_{21}/C_{22} 、 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 随埋深的变化规律不明显(表 4-9、图 4-17)。

表 4-9 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩饱和烃色谱热演化数据

深度 /m	岩性	OEP	CPI	C_{21}/C_{22}	$C_{(21+22)}/C_{(28+29)}$	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}
3473 ~ 3600	泥岩	1.79(2)	2.08(2)	0.8(2)	1.69(2)	0.92(2)	0.35(2)
3600 ~ 4200	煤、泥岩	<u>1.17(7)</u> 0.98 ~ 1.93	<u>1.44(7)</u> 1.23 ~ 1.72	<u>4.85(7)</u> 0.73 ~ 4.85	<u>2.88(7)</u> 1.24 ~ 5.43	<u>0.7(7)</u> 0.38 ~ 1.46	<u>0.41(7)</u> 0.14 ~ 0.85
4200 ~ 4600	煤、泥岩	<u>1.08(5)</u> 1.03 ~ 1.18	<u>1.42(5)</u> 1.21 ~ 1.79	<u>2.03(5)</u> 0.55 ~ 3.31	<u>2.33(5)</u> 1.06 ~ 2.87	<u>0.75(5)</u> 0.41 ~ 1.86	<u>0.35(5)</u> 0.17 ~ 0.47
4600 ~ 4900	泥岩	1.08(2)	1.62(2)	3(2)	4.65(2)	0.51(2)	0.55(2)
4900 ~ 5020	泥岩	1.11		1.31	2.03	0.49	0.64
5020 ~ 5200	泥岩						
4110.6 ~ 4115.2	原油	1.17(2)	1.35(2)	0.73(2)	1.91(2)	1.82(2)	0.34(2)

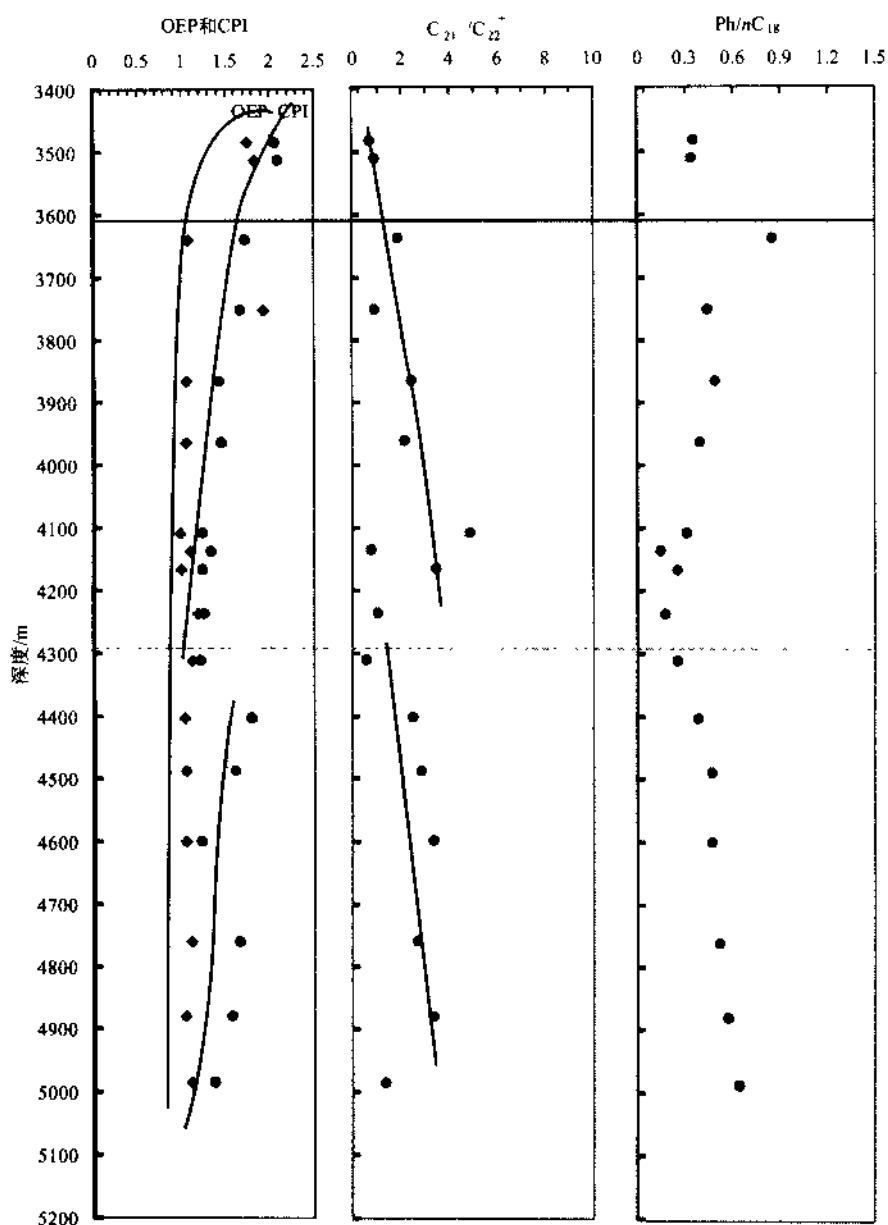


图 4-17 柴北缘冷科 1 井下侏罗统饱和和烃色谱有机质热演化综合剖面图

(2) 甾烷、萜烷的异构化指标。甾烷的主要成熟度指标是 $C_{29} 20S/20(S+R)$ 和 $C_{29} \beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 。冷科 1 井下侏罗统烃源岩的这两项指标随埋深的变化见图 4-18、图 4-10, $C_{29} 20S/20(S+R)$ 在 3500m 左右就已经大于 0.25, 3600m 以上平均为 0.3(表 4-10); 在 3600 ~ 4200m 之间, 随埋深的增加有逐渐增加的趋势, 变化在 0.35 ~ 0.4 之间; 在 4200m 以下, 又逐渐变低的趋势, 可能是有机质类型变差的缘故。

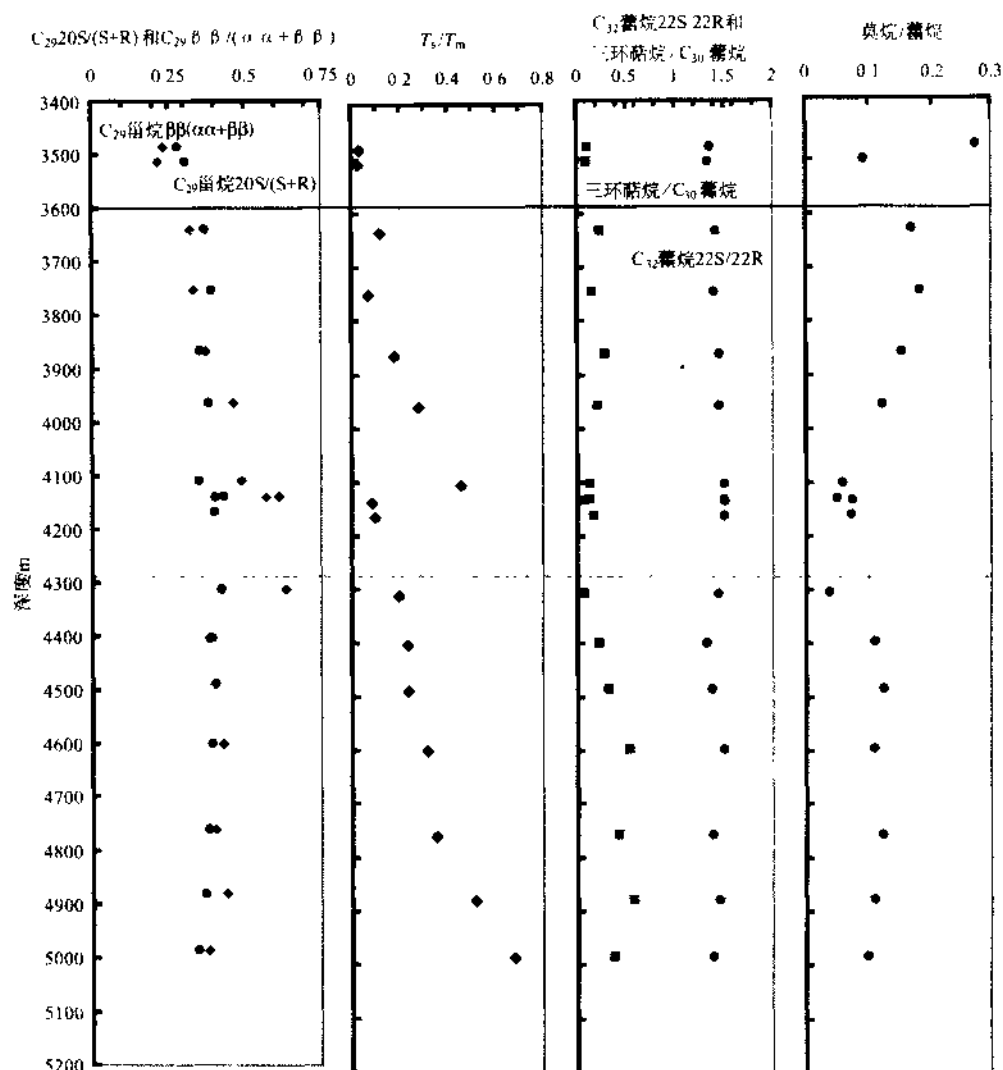


图 4-18 柴北缘冷科 1 井下侏罗统烃源岩甾烷、萘烷有机质热演化剖面图

表 4-10 柴北缘冷科 1 井侏罗系烃源岩甾烷、萘烷热演化数据

深度/m	岩性	萘烷/藿烷	藿烷 $C_{32} 22S/22R$	$\alpha\alpha\alpha$ 甾烷 $C_{29} S/(S+R)$	C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$	T_5/T_m
3473 ~ 3600	泥岩	0.18(2)	1.35(2)	0.3(2)	0.22(2)	0.03(2)
3600 ~ 4200	煤、泥岩	<u>0.12(7)</u> 0.06 ~ 0.18	<u>1.47(7)</u> 1.41 ~ 1.51	<u>0.38(7)</u> 0.35 ~ 0.4	<u>0.42(6)</u> 0.32 ~ 0.57	<u>0.18(7)</u> 0.07 ~ 0.45
4200 ~ 4600	煤、泥岩	<u>0.09(5)</u> 0.03 ~ 0.12	<u>1.43(5)</u> 1.33 ~ 1.51	<u>0.41(5)</u> 0.39 ~ 0.43	<u>0.49(5)</u> 0.38 ~ 0.63	<u>0.41(5)</u> 0.19 ~ 1.06
4600 ~ 4900	泥岩	0.12(2)	1.42(2)	0.38(2)	0.42(2)	0.43(2)
4900 ~ 5020	泥岩	0.10	1.39	0.35	0.38	0.68
5020 ~ 5200	泥岩					
4110.6 ~ 4115.2	原油	0.06(2)	1.81(2)	0.41(2)	0.63(2)	0.33(2)

甾烷 $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 在 3600m 以上,均小于 0.25,平均为 0.22;在 3600~4300m 之间,随埋深的增加有逐渐增加的趋势,变化在 0.32~0.57 之间;但是在 4350m 以下,该比值又突然变低,也出现“逆向断层”,只不过其出现的深度比 R° 等略深了一些,看来,在 4300m 左右,可能确实存在老地层在新地层之上的逆断层或有机质类型发生突变的缘故。

藿烷的主要成熟度指标是 C_{31} 或 C_{32} 的 22S/22R、莫烷/藿烷和 T_m/T_n 以及三环藿烷/ C_{30} 藿烷等。冷科 1 井下侏罗统烃源岩的这四项指标随埋深的变化见图 4-18, T_m/T_n 在 3600m 以下,平均只有 0.03,从 3600m 到 4100m 随埋深的增加逐渐增加,由 0.07 增加逐渐到 0.45;但是,在 4100m 以下,又突然变低,随埋深的增加又开始逐渐增加,最高增加到 0.68。在 4100m 左右出现“逆向断层”,比 R° 等略浅了一些。

同样道理,莫烷/藿烷在 3450~4300m 随埋深的增加而降低,由 0.25 逐渐降低到 0.03 左右;在 4300m 左右也出现逆向演化。

藿烷的 C_{31} 或 C_{32} 的 22S/22R 由小于 1 到大于 1 本来是判断成熟门限深度的一项好指标,但是,对于冷科 1 井侏罗系下侏罗统烃源岩来说,已经均大于 1.3。

三环藿烷/ C_{30} 藿烷可以是沉积环境指标,在热演化程度相对较高时,也可以是高环向低环裂解的成熟度指标,从冷科 1 井下侏罗统烃源岩的该项指标来看,在 4600m 以下,三环藿烷/ C_{30} 藿烷明显增加,表明其成熟度确实已经较高或烃源岩沉积水体相对变咸的缘故。

烃源岩热模拟实验中生气率随温度的变化规律是冷科 1 井下侏罗统中段煤岩的生气率相对较低,500℃时总气体产率为 340m³/t,烃气产率为 192.2m³/t, H₂ 气产率为 118.1m³/t, CO₂ 气为 28.9m³/t。生油率随模拟温度升高各种油的产率逐步增加。残留油在 250℃出现生油高峰,生油率为 36.8kg/t, 250℃以后迅速降低。凝析油和总油在 300℃出现生油高峰,生油率分别为 35.9kg/t 和 112.2kg/t。轻油和排出油生油高峰在 350℃,也可能是因为煤岩的吸附能力强,使排出油高峰后移,轻油和排出油产率分别为 58.9kg/t 和 86.4kg/t。总的来看冷科 1 井煤岩的生油率比泥岩略低一些。

4. 成烃演化史的探讨

盆地的地温场是随盆地的演化而变迁的,因此,一个经历了多期沉降—抬升剥蚀—沉降过程的盆地,其热史更加复杂化。井温测井表明,盆地现今地温梯度为 2.1℃/100m,通过实测的镜质组反射率反演,柴北缘第三系以来的古地温梯度为 2.4℃/100m,关于 K 末和 J 末的古地温梯度以后再深入研究,这里暂时定为 2.6℃/100m 和 2.9℃/100m^①。

冷科 1 井位于柴达木盆地北部块断带赛昆断陷冷湖背斜带冷湖五号构造 2 高点上,从柴北缘沉积构造演化史来看,自元古代以来,晋宁、加里东、海西、印支、燕山、喜马拉雅等各期构造运动在该区均有表现,但在三叠系以前基本上属于古隆起,三叠纪末的印支运动时的柴达木及周围处于持续的压应力作用之下,从此开始了柴北缘中、新生代的沉积构造演化。晚三叠世末印支运动使得阿尔金山、祁连山及昆仑山三大山系抬升并向盆地逆冲,形成盆地边缘基底断裂,从而形成一系列相互分割的边缘断陷盆地。随后在断陷盆地

① 赵长毅等,柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩与油气地球化学特征, 1999

内开始了中侏罗统、下侏罗统河、湖相含煤建造的沉积。

燕山运动形成了盆地内大型逆冲推覆构造,并使得盆地中心向南迁移,沉积环境也由湖泊—沼泽相过渡为河流—冲积相,局部地区形成了白垩系陆相红色砂砾岩和砂泥岩沉积,而部分地区则由于地层的抬升造成侏罗系的剥蚀,其末期是本区抬升剥蚀期。早第三纪,在喜马拉雅运动强烈的侧压力作用下,盆地整体下沉,并由断陷向拗陷转化,沉积了古新世、始新世地层;渐新世为大型拗陷期,持续到晚第三纪。晚第三纪末至第四纪早期,是印度板块与亚洲板块碰撞最强烈时期,盆地受到强烈水平挤压,发生褶皱,从而形成现今的构造格局。

图 4-19 是根据盆地现今成熟度、地层厚度、演化时间等对不同地质成熟度和冷科 1 井所在地区沉积构造演化的反演做出的。在 178Ma 的时候,该区早侏罗世地层埋深达 2984m,其底界烃源岩刚进入成熟门限,整体表现为未成熟;随着中侏罗世地层的继续沉积,中侏罗世末期,侏罗系底界深度达 3279m, R^o 可能达到了 0.6% 左右,早侏罗世烃源岩仍未发生大量生烃作用; $J_3 \sim K$ 末,盆地整体抬升并遭受剥蚀,局部地区(冷科 1 井) J_2 剥蚀殆尽。在此期间,早侏罗世烃源岩热成熟作用减缓或停滞;进入第三纪后,随着盆地的再次沉降,连续接受了古新世、始新世、渐新世和中新世的沉积。进入始新世,早侏罗世烃源岩超过历史上的最大埋深,有机质再次开始成熟生烃作用,到了中新世末,早侏罗世底界埋深达 5690m,也是历史上的最大埋深和大量生烃时期;之后,随着喜马拉雅运动晚期的褶皱和断裂作用,盆地又开始抬升并基本形成了现今的地层分布、埋深和构造格局,也是侏罗系烃源层大量生排烃、成藏及保存和破坏时期。

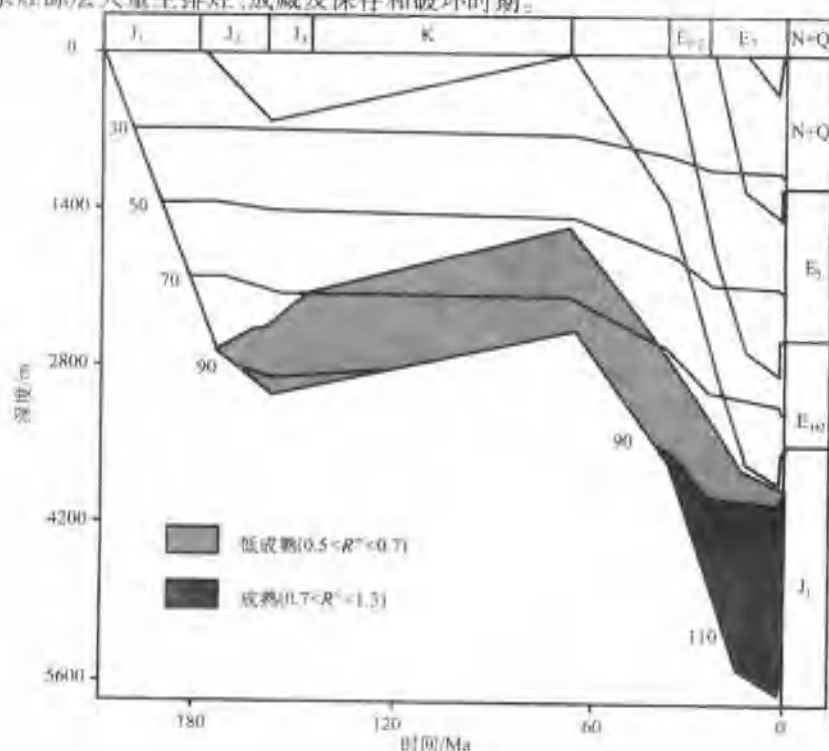


图 4-19 柴北缘地区冷科 1 井沉积构造埋藏史和热演化史曲线图

综合分析认为,冷科1井所在地区侏罗系烃源层的主要油气运移和成藏期是在喜马拉雅运动晚期($E_3 \sim N_2^1$),具备了形成大规模次生油气藏的条件,一是侏罗系烃源层最大古埋藏或最高古地温的作用下具有大量生油的能力,二是在喜马拉雅运动晚期的褶皱和断裂作用下,具备油气运移的动力和通道,三是形成了一些构造圈闭。

1) 冷科1井现今下侏罗统烃源层可以划分为未成熟和成熟两个阶段:未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$, 现今埋藏深度小于 3600m;成熟阶段可以再划分为:成熟阶段早期, $R^o = 0.55\% \sim 0.8\%$, 现今埋藏深度变化在 3600 ~ 4200m;生油高峰期, $R^o = 0.8\%$ 左右, 现今埋深变化在 4200 ~ 4600m;成熟阶段中后期, $R^o = 0.8\% \sim 1.05\%$, 现今埋深变化在 4600 ~ 5200m。

2) 根据 R^o 随埋藏深度的回归方程可以推算,①现今埋藏深度可能是历史上的最大或接近历史上的最大深度;②在埋深 5550m 进入高成熟阶段;③在埋深 6400m 进入过成熟阶段。

3) 埋藏 4200 ~ 4300m 之间,可能存在这一条垂向断距约 300m 的逆断层。

4) 下侏罗统烃源层的主要油气生成、运移和成藏期是在喜马拉雅运动晚期($E_3 \sim N_2$)。

二、冷湖四号深 86 井下侏罗统有机地球化学剖面

深 86 井是青海省柴达木盆地北缘块断带赛昆断陷亚区冷湖背斜带冷湖四号深层构造高部上的一口预探井,目的是了解冷湖四号构造及侏罗系的含油气情况,建立该构造的岩电关系和地层剖面。该井自上而下钻遇地层有新生界第三系中新统上干柴沟组($N_1 0 \sim 465$ m)、渐新统下干柴沟组($E_3 465 \sim 1748$ m)、古始新统路乐河组($E_{1,2} 1748 \sim 3021$ m)和中生界下侏罗统($J_1 3021 \sim 4461$ m 未穿)。

(一) 暗色泥岩的分布及有机质丰度

新生界第三系地层以杂色、浅灰色、灰白色砾状砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩为主,与棕黄、灰黄、浅棕褐色、棕红色泥岩、砂质泥岩、粉砂质泥岩呈不等厚互层,为一套非烃源层。

因此,本文只对下侏罗统的烃源岩进行评述。

下侏罗统依据岩性及有机质丰度可以分为上、中、下三段:

上段(第一段):3021 ~ 3320m,深灰色粉砂质泥岩发育段,它们与深灰色、灰黑色砾岩呈不等厚互层,夹薄层浅灰色粉砂岩顶部夹少量杂色泥岩,暗色泥岩共计 44 层,厚度 129m,占地层厚度的 43.1%,最大单层厚度有 10m,该段有机质丰度相对较低,有机碳含量一般在 0.23% ~ 1.93% 之间,平均含量为 0.66%,从深 86 井有机质丰度频率分布图上(图 4-20)可以看出 40% 以上的样品的有机碳小于 0.5%,有机碳频率主要分布于 0.5% ~ 1.5% 之间;生烃潜量($S_1 + S_2$)一般在 0.1 ~ 1.5mg/g 之间,68% 的样品小于 0.5 mg/g,最高也不超过 2mg/g,平均只有 0.57mg/g,氯仿沥青“A”含量平均只有 0.0354%,变化范围在

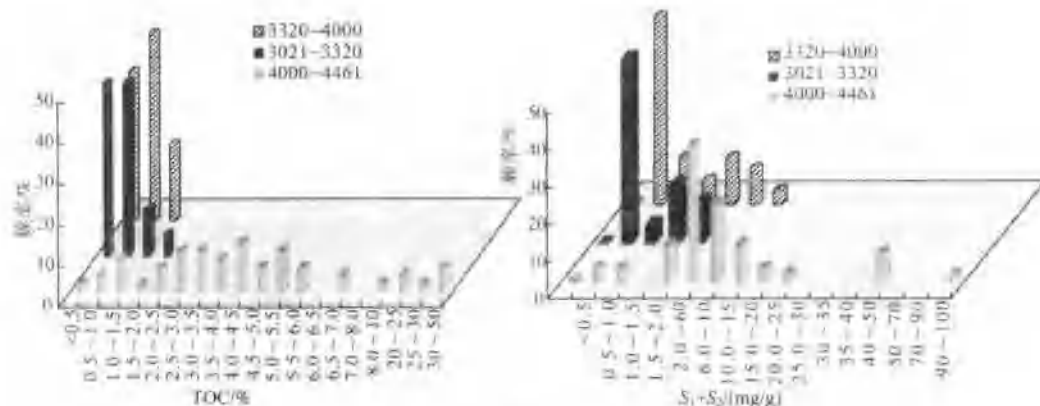


图 4-20 深 86 井烃源岩有机质丰度频率分布图

0.0276%~0.0419%之间,总烃含量为 247×10^{-6} ,变化范围在 $(199 \sim 313) \times 10^{-6}$ 之间(表 4-11,图 4-21),属一套差—中等烃源岩。比冷科 1 井对应段的有机质丰度几乎低了一个数量级。

表 4-11 深 86 井有机质丰度统计表

井段/m	层位	暗色泥岩/m	占地层厚度/%	TOC/%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	"A"/%	总烃 / $\times 10^{-6}$	评价结果
3021~3320	J1	129	43.4	$\frac{0.66(19)}{0.23 \sim 1.93}$	$\frac{0.57(19)}{0.07 \sim 1.83}$	$\frac{0.0354(3)}{0.0276 \sim 0.0419}$	$\frac{247(3)}{199 \sim 313}$	差—中等
3320~4000	J1	338	49.7	$\frac{3.62(46)}{0.27 \sim 6.80}$	$\frac{5.88(46)}{0.18 \sim 17.50}$	$\frac{0.081(9)}{0.0378 \sim 0.1338}$	$\frac{409(9)}{188 \sim 641}$	好
		16 (碳质泥岩)	2.4	$\frac{31.07(7)}{8.18 \sim 48.49}$	$\frac{42.14(7)}{18.13 \sim 94.69}$			
4000~4461	J1	229	50	$\frac{0.74(34)}{0.07 \sim 3.08}$	$\frac{0.9(34)}{0.06 \sim 8.09}$	$\frac{0.0349(7)}{0.0028 \sim 0.0713}$	$\frac{235(7)}{10 \sim 555}$	差—中等

中段(第二段):3320~4000m,以深灰色、灰黑色、浅灰色砂质、粉砂质泥岩和泥岩为主,夹薄层深灰色砾岩、浅灰色细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩,夹少量灰黑色碳质泥岩,碳质泥岩的局部碳质较多可为劣质煤线。暗色泥岩共计 82 层,总厚度 338m,占地层厚度的 49.7%,最大单层厚度 25m,碳质泥岩 9 层,总厚度 16m,占地层厚度的 2.4%,最大单层厚度 3m。本段是暗色泥岩和碳质泥岩的主要发育段。该段有机质丰度高,暗色泥的有机碳有 68% 的样品含量在 2.0%~6% 之间,86% 以上的样品大于 1.5%(图 4-20),最大可达 6.80%,平均值为 3.62%; $S_1 + S_2$ 一般在 2~10mg/g 之间,最大可达 17.50mg/g,平均值为 5.88mg/g,82% 以上的样品大于 2.0mg/g;氯仿沥青"A"含量,平均 0.081%,变化范围在 0.0378%~0.1338%之间,总烃含量为 409×10^{-6} ,变化范围在 $(188 \sim 641) \times 10^{-6}$ 之间;碳质泥岩或劣质煤的有机碳含量一般在 20%~50%之间,平均值为 31.07%, $S_1 + S_2$ 一般在 20~100mg/g 之间,平均值为 42.14mg/g(表 4-11),属一套好烃源岩。是本井的主要烃源层。

下段(第三段):4000~4461m,为本井暗色泥页岩发育段。主要由深灰色、灰黑色、砂质泥岩、粉砂质泥岩与绿灰色砾岩不等厚互层,夹薄层浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩及少量灰黑色页岩。暗色泥岩共计 36 层,总厚度 229m,占地层厚度的 50%,最大单层厚度 23m。

该段有机质丰度较低,有机碳含量一般在 0.25%~1.2%之间,平均只有 0.74%,小于 0.5%的样品占 36%,大于 1%的样品只占 18%, $S_1 + S_2$ 一般在 0.1~2.15mg/g 之间,平均只有 0.9mg/g,大于 2mg/g 的样品只占 12%,氯仿沥青“A”含量平均 0.0349%,变化在 0.0028%~0.0713%之间,总烃含量为 235×10^{-6} ,变化范围在 $(10 \sim 555) \times 10^{-6}$ 之间;属一套差—中等的烃源岩。

总之,本井侏罗系地层暗色泥岩发育,但泥质不纯,一般为粉砂质泥岩或砂质泥岩,只在局部井段发育有泥质较纯的黑灰色泥页岩。有机质丰度只在 3300~4000m 井段达到了中等到好生油岩的标准,其余井段均为差生油岩(图 4-21)。

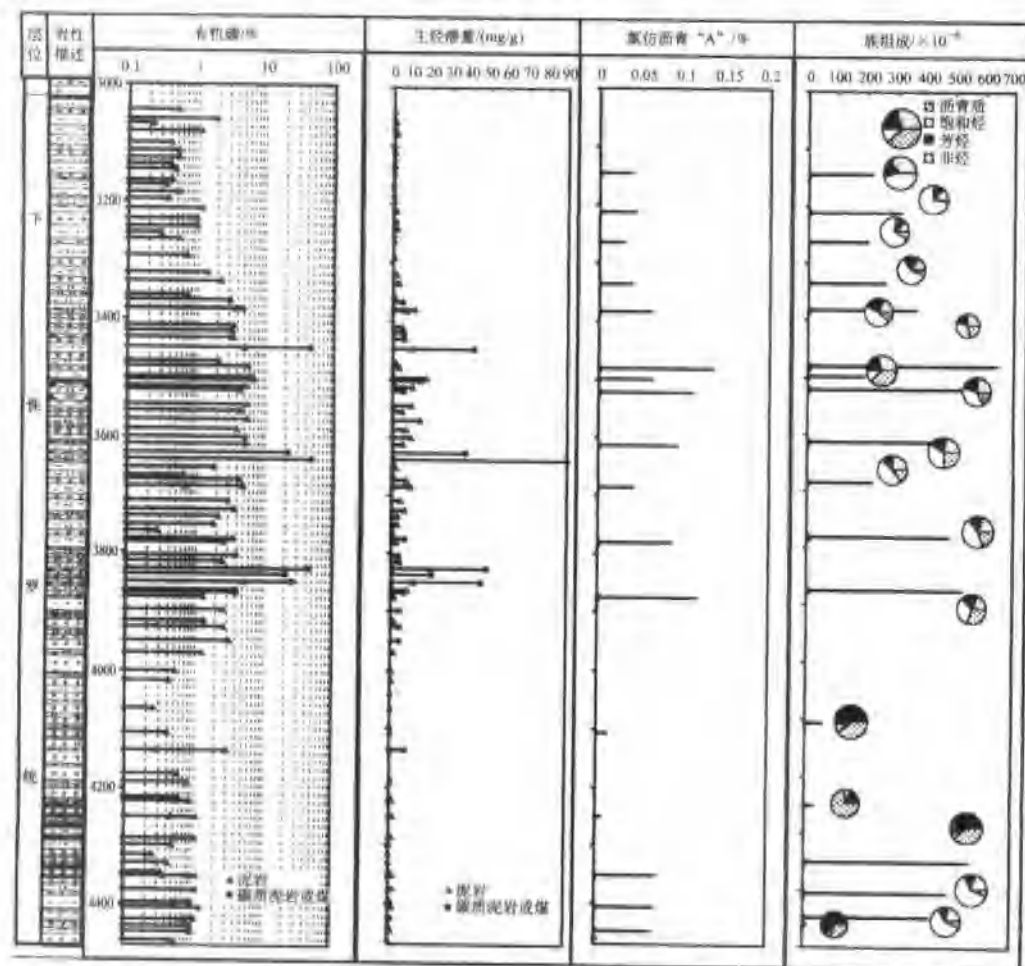


图 4-21 深 86 井下侏罗统烃源岩有机质丰度综合剖面图

(二) 有机质类型

除了有机质丰度之外,生油岩的好坏还与其所含有有机质的类型有关,在同等演化条件

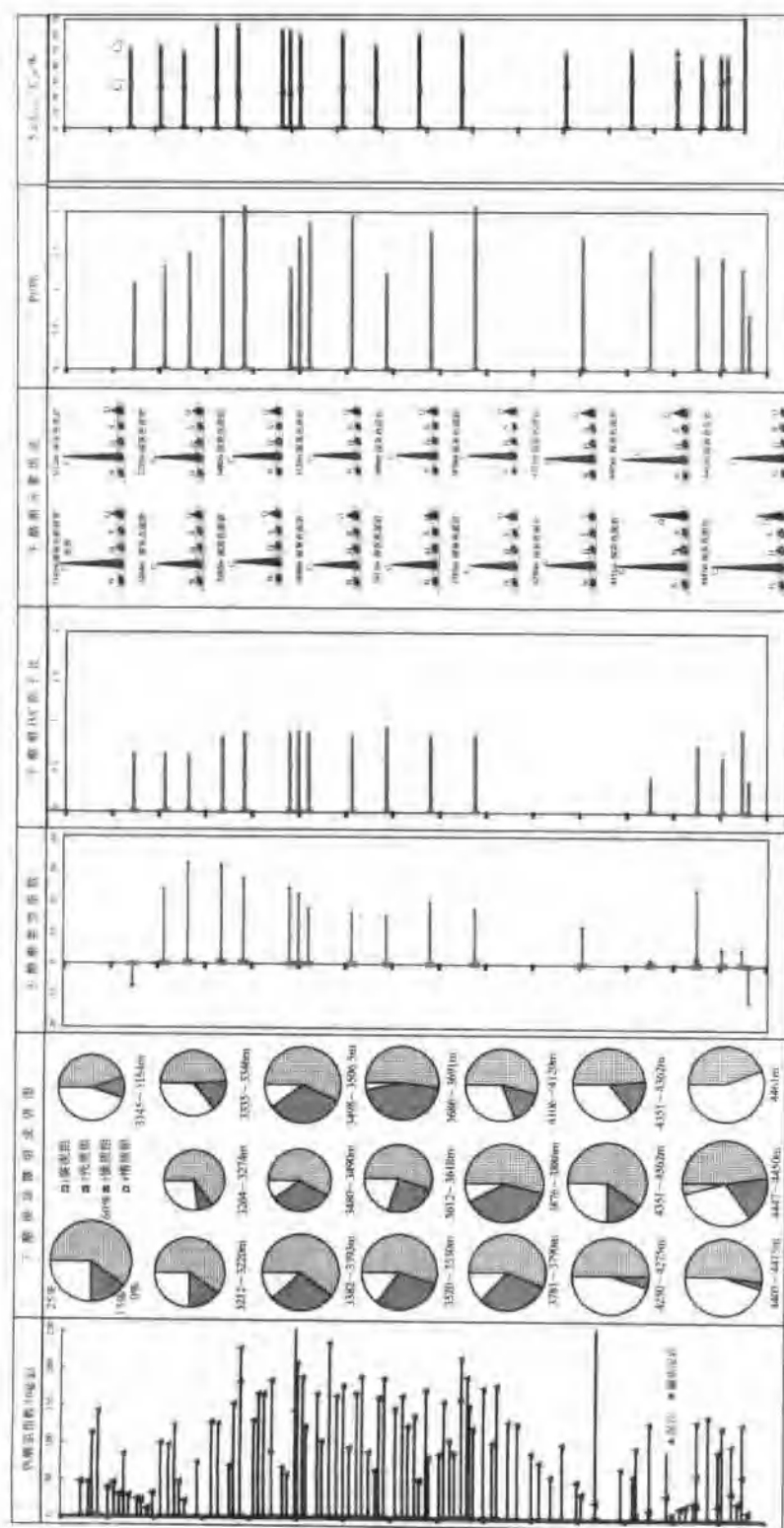


图 4-22 柴北缘冷湖四号深 86 井下侏罗统烃源岩有机质类型剖面图

下,生油岩有机质类型不同,其生烃能力可能相差很大,不同的有机质类型生成烃类的性质也不同,藻类和腐泥型母质以生油为主,主要生成环烷和石蜡环烷基石油,且生油期长,生气量少,而以高等植物为主的腐植型母质则以生成石蜡或芳香族石油为主,且生油期短,生气量大,并有凝析油生成。可见一定数量的有机质是成烃的物质基础,而有机质的性质则决定着生烃量的大小和烃类的组成。深86井侏罗系烃源岩的有机质以Ⅱ₂~Ⅲ型干酪根类型为主,且三段的类型区别不大。3201~3320m段烃源岩的有机质类型以Ⅲ型干酪根为主(图4-22),岩石热解氢指数均小于150mg/g,平均只有60mg/g,一般在40~80mg/g之间(图4-23),属于低演化阶段的Ⅲ₂型干酪根;干酪根H/C原子比均小于0.65,O/C原子比在0.11~0.12之间(图4-24、表4-12),在干酪根元素组成范氏图上,点子均落在Ⅲ₂型区内;干酪根很少,Ⅲ₁显微组分镜下观察镜质组加惰质组含量都大于30%,最高达到50%(图4-25),类型指数在-7.5~32之间,平均为16.08,为Ⅱ₂~Ⅲ型干酪根,表明干酪根的母源输入以高等植物为主。可溶组分饱和烃当中芳烃的含量很少,饱和烃的含量较高,为45.42%~64.78%,而非烃含量较高,为11.38%~36.61%(图4-26),这可能是由于暗色泥岩含砂或粉砂,外来可溶烃类的侵入造成的(这一点在热演化部分着重讨论);饱和烃中5α-C₂₉甾烷的含量占绝对优势为50%~54%(图4-27),5α-C₂₇的含量小于25%,Pr/Ph比在1.08~1.48,平均值为1.29(表4-13),表明源岩的沉积环境为弱氧化~弱还原、母源输入以陆源的高等植物为主的沉积环境。

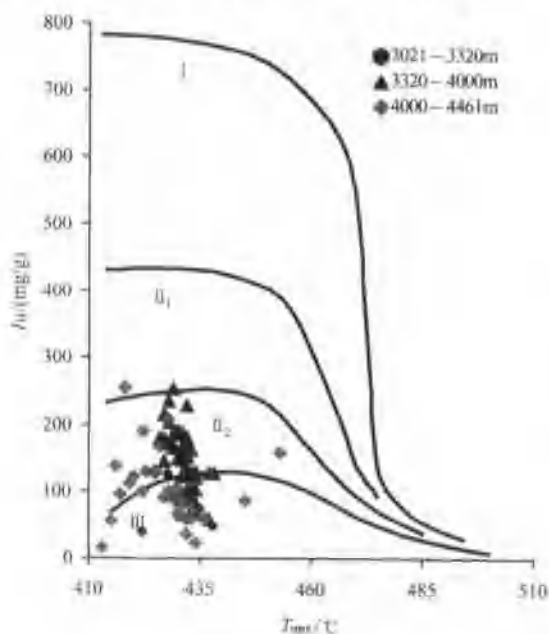


图4-23 深86井暗色泥岩 T_{max} - I_H 关系图

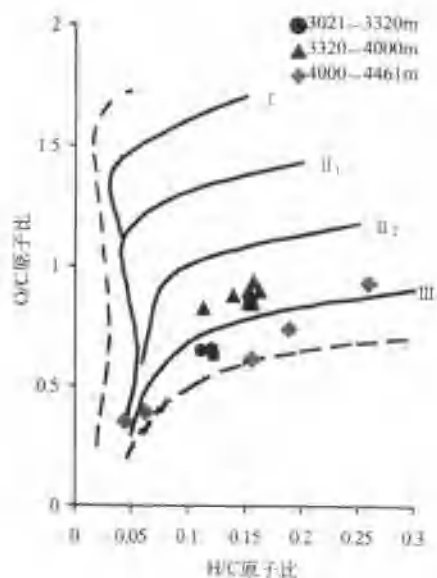


图4-24 深86井干酪根元素组成范氏图

3320~4000m井段烃源岩的有机质类型以Ⅱ₂型干酪根为主(表4-12),部分可能为Ⅲ₁型干酪根,氢指数多变化在100~200mg/g之间,平均值为146mg/g,最大可达253mg/g,

表 4-12 深 86 井不溶有机质类型数据表

井段/m	层位	I_H /(mg/g)	干酪根显微组成/%				干酪根元素组成	
			腐泥组	镜质组	惰质组	类型指数	H/C 原子比	O/C 原子比
3021 ~ 3320	J1	60(19)	56.67(3)	11.00(3)	32.33(3)	16.08(3)	0.64(3)	0.12(3)
		11 ~ 144	45 ~ 65	8 ~ 15	25 ~ 45	-7.5 ~ 32	0.63 ~ 0.65	0.11 ~ 0.12
3320 ~ 4000	J1	146(46)	56.56(9)	32.44(11)	11.00(9)	21.22(9)	0.87(9)	0.15(9)
		52 ~ 253	52 ~ 62	25 ~ 45	3 ~ 20	15.25 ~ 31.5	0.82 ~ 0.93	0.11 ~ 0.16
4000 ~ 4461	J1	67(34)	51.29(7)	11.83(7)	38.57(7)	5.1(7)	0.60(5)	0.14(5)
		7 ~ 255	44 ~ 60	0 ~ 18	25 ~ 56	-12 ~ 23.75	0.35 ~ 0.92	0.04 ~ 0.26

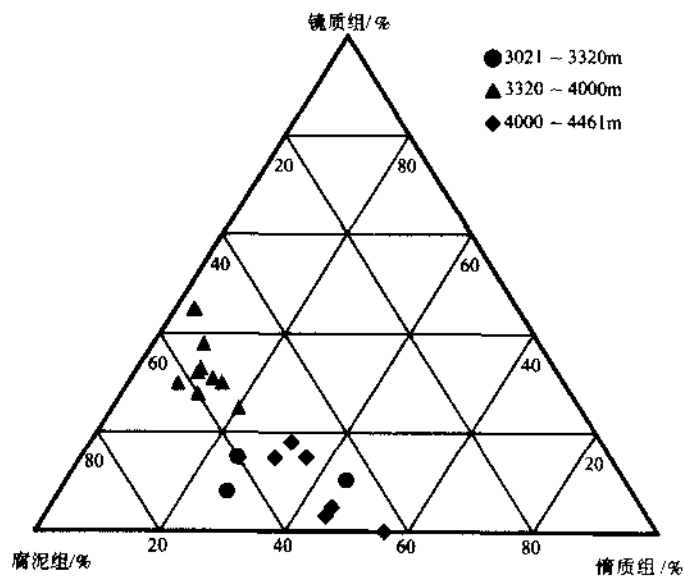


图 4-25 深 86 井烃源岩干酪根显微组成图

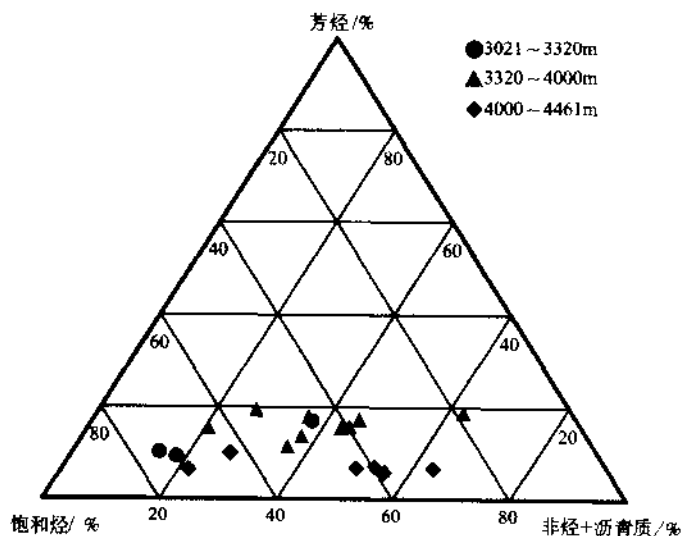


图 4-26 深 86 井烃源岩沥青“A”族组成三角图

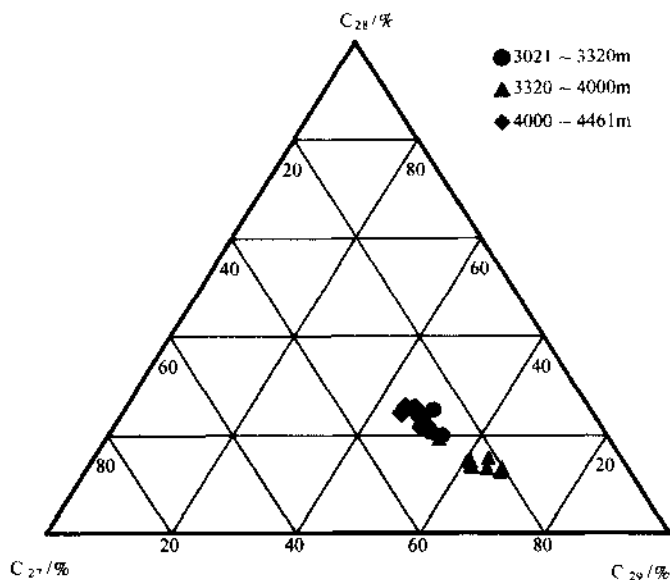


图 4-27 深 86 井烃源岩三种 5 α -甾烷组成图

表 4-13 深 86 井可溶有机质类型数据表

井段/m	三种 5 α 甾烷含量/%			Pr/Ph	沥青“A”族组成/%				饱/芳
	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉		沥青质	饱和烃	芳烃	非烃	
3021 ~ 3320	26(3) 25 ~ 28	22(3) 20 ~ 25	52(3) 50 ~ 54	1.29(3) 1.08 ~ 1.48	3.51(3) 1.08 ~ 6.91	57.6(3) 45.42 ~ 64.78	12.09(3) 9.35 ~ 16.88	20.19(3) 11.38 ~ 36.61	5.3(3) 2.7 ~ 6.7
3320 ~ 4000	24(9) 20 ~ 27	14(9) 13 ~ 19	62(9) 53 ~ 67	1.75(9) 1.21 ~ 2.07	18.61(9) 5.13 ~ 35.12	35.16(9) 11.37 ~ 53.18	16.06(9) 11.5 ~ 19.33	20.61(9) 15.4 ~ 27.42	2.3(9) 0.6 ~ 3.0
4000 ~ 4461	29(7) 28 ~ 31	24(7) 21 ~ 26	47(7) 45 ~ 50	1.33(7) 0.69 ~ 1.67	2.1(7) 微量 ~ 6.55	48.52(7) 30.08 ~ 71.36	7.47(7) 5.72 ~ 9.82	40.52(7) 18.64 ~ 63.45	6.6(7) 4.6 ~ 11.1

比上一层烃源岩的类型氢指数要稍高一些,该段干酪根显微组的显著特点是,镜质组的含量明显增加,平均值由 11.00% 增加到 32.44%,最高可达 45%,腐泥组的含量变化不大为,在 52% ~ 62% 之间,类型指数平均值相应增加到 21.22,表明该段主要为一些成煤物质的沉积;深 86 井在该段有机岩石学研究表明,形态有机组分含量一般比较低(一般 < 2.5%),其中主要是碎屑镜质体,泥岩中层状藻类体和矿物沥青基质普遍存在,其含量分别达到 10% ~ 35% 和 0.1% ~ 1.5%,煤中也以镜质组和半镜质组为主,壳质组含量一般 < 5%,基质镜质体没有荧光。干酪根的元素组成 H/C 原子比的平均值也由 0.64 增加到了 0.87,饱和烃中 5 α -C₂₉ 甾烷的含量在 53% ~ 67%,5 α -C₂₇ 的含量只有 24%,为典型的以陆源高等植物输入的沉积,属 II₂ 型母质。比本井上一段烃源岩的母质类型要稍好一些。本段煤系烃源岩与冷科 1 井对应的层段烃源岩相比类型相对差一些,沥青“A”碳同位素值要偏重一些,分别为 -27.93‰ 和 -28.33‰,干酪根碳同位素值分别为 -24.75‰ 和 -25.66‰,可能是深 86 井下侏罗统第一段和第二段烃源岩的沉积环境相对冷科 1 井对应井段水体要浅一些的缘故。

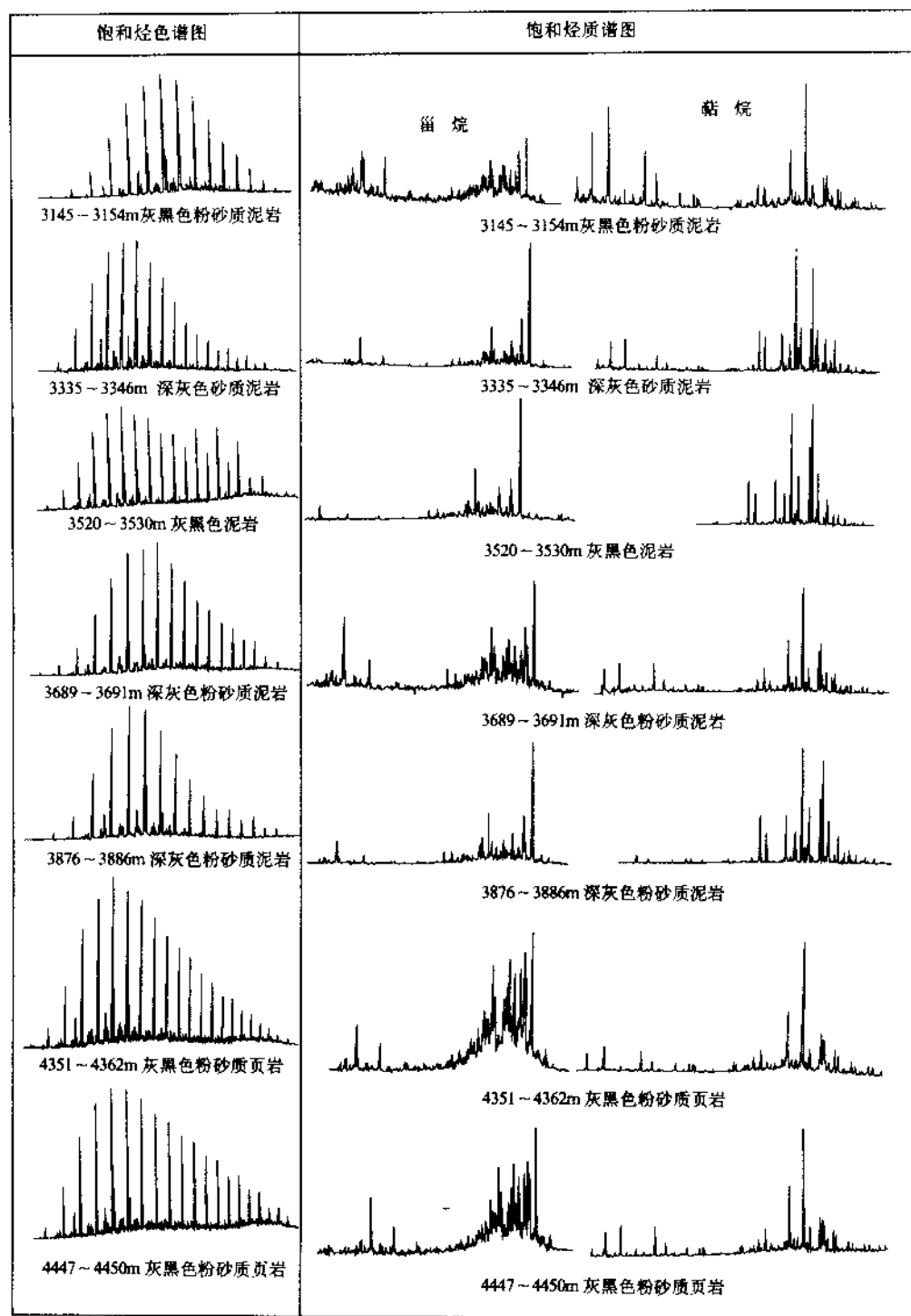


图 4-28 柴北缘冷湖四号深 86 井下侏罗统烃源岩饱和烃色谱、甾烷、藿烷剖面图

4000~4461m, 本段烃源岩的有机质类型也主要是Ⅲ型干酪根, 氢指数一般小于 150mg/g, 平均值为 67mg/g, 干酪根的元素组成 H/C 原子比由 0.93 减少到 0.35, O/C 原子

比由 0.16 减少到 0.04,其类型明显变差,成熟度逐渐升高(图 4-24); 5α - C_{29} 甾烷的含量在 53%~67%,为典型的以陆源高等植物输入的沉积,属 II_2 ~ III 型母质。干酪根显微组成中惰质组的含量明显增加,由 11.00% 增加到 38.57%,成煤物质沉积明显减少,取而代之的是一些成熟度相对较高的惰质组分,腐泥组颜色由黄色变为棕黄色,甚至更深,且烃源岩中看不到荧光组分。沥青“A”当中的饱和烃含量明显增加,由 35.16% 增加到 48.52%,饱/芳比也由 2.3 增加到 6.6,但其有机质类型仍以 III 型为主。

在可溶有机质中,一般认为,姥鲛烷、植烷等生物标志物是判断生源和沉积环境的重要指标,在沉积和早成岩阶段,厌氧强还原环境有利于植烷的形成,弱氧化—弱还原的淡水环境有利于姥鲛烷的形成。因此,常用 Pr/Ph 来判断生源和沉积环境。在 Pr/Ph 大于 1 或更高时,代表淡水、弱氧化—弱还原的环境; Pr/Ph 小于 1 特别是小于 0.5 时,代表厌氧、强还原、趋于咸化的沉积或早成岩环境。深 86 井下侏罗统烃源岩 Pr/Ph 基本都在 1.08~2.06 之间(井深 4461m 一个样品除外为 0.69),并且上、下变化不大,上段平均值 1.29,中段 1.75,下段 1.33,表明该地区在沉积时为弱氧化—弱还原的淡水环境。而且中段相对水体较淡。

一般情况下,在规则甾烷中,以 C_{27} 甾烷为主的烃源岩表征着低等水生生物和藻类有机质的输入,以 C_{29} 甾烷为主的烃源岩则说明陆生高等植物的输入占主导地位;深 86 井下侏罗统烃源岩中甾烷的分布具有中段烃源岩 C_{29} 甾烷含量高,平均值在 62%, C_{27} 甾烷含量低在 24%,上段和下段烃源岩 C_{29} 甾烷含量低,平均值在 52% 和 47%, C_{27} 甾烷含量高,在 26% 和 29%(表 4-13)的特点,表明中段烃源岩中陆生高等植物占主导地位;上段和下段烃源岩低等水生生物和藻类有机质的输入高于中段烃源岩。

低环萜类化合物特别是倍半萜和二萜类三环萜类(C_{19} ~ C_{28}) 在深 86 井下侏罗统烃源岩中普遍存在(图 4-28),并且 C_{21} 以前的三环萜烷常常高于 C_{29} 以后的三环萜烷,以低碳数三环萜烷占优势,表明它们的生源主要是陆源高等植物。

伽玛蜡烷含量的高低,代表着沉积水体的含盐度。深 86 井下侏罗统烃源岩中伽玛蜡烷含量具有中间低,上、下高的特点,伽玛蜡烷/ C_{29} 藿烷平均值从上到下依次为 0.65、0.09 和 0.78 表明中段烃源岩的沉积水体含盐度明显减少,这与干酪根的含硫量(2.59、0.69 和 2.93)、 Pr/Ph 比和显微组成具有明显的一致性,表明深 86 井中段烃源岩主要以陆源高等的成煤物质为主要物源,沉积水体相对较淡。

总之,深 86 井地区下侏罗统烃源岩的沉积环境均为浅湖相—半深湖相—深湖相,但水体咸化程度明显的是中间淡,上、下两段咸一些。有机质类型总体上来讲为属 II_2 ~ III 型干酪根,从上段到下段又有一些微小的变化。中段泥岩以 II_2 型干酪根为主,部分为 III 型干酪根;上段和下段泥岩 III_1 型干酪根为主,部分为 II_2 型干酪根。

(三) 有机质的热演化

1. 镜质组反射率

镜质组反射率是研究烃源岩成熟度和进行成熟阶段划分的最佳指标之一,它的最大

优点是:①镜质体在各类烃源岩中普遍出现,② R^o 随温度或埋藏深度的增加,有规律性的呈半对数直线增加,用 R^o 可以判定有机质热演化的各个阶段;③ R^o 的不可逆性,能够代表最高占地温,因此, R^o 常常用来作为成熟度的标尺。 R^o 划分成熟阶段的标准一般说来, R^o 小于 0.5% 为未成熟阶段;变化在 0.5% ~ 0.7% 之间为低成熟生油阶段,0.7% ~ 1.3% 之间为成熟生油气阶段;1.3% ~ 2.0% 之间为高成熟凝析油湿气阶段;大于 2.0% 为过成熟干气阶段

本井镜质组反射率的测定结果可以分为两组,一组由我们实验室测定的干酪根结果 0.44% ~ 0.63% (井深为 3145 ~ 4461m) 和岩样结果 0.42% ~ 0.54% (井深为 3448 ~ 3950m), 一组由中国矿业大学检测的 0.67% ~ 3.97% (井深为 3264 ~ 4461m), 其差别较大,之所以有如此大的差别是因为:①各实验室检测仪器或不同的检测人员存在系统、认识误差;②样品中标准均质镜质组较少,检测的是其中的相近组分等因素;这就要求我们在使用这些数据时要进行筛选、判断。通过与其他指标的对比发现,我们实验室测定的结果与其符合程度较好,因此在判断成熟度时我们主要以我们实验室测定的结果为依据,并参考了矿业大学的检测结果。本井 3550 ~ 3600m 以上有机质成熟度相对较低(图 4-29), R^o 基本小于 0.5%, 变化在 0.42% ~ 0.49% 之间,有机质可能尚未成熟或处于未成熟—低成熟早期阶段。随着埋藏深度的增加,镜质组反射率呈现有规律的增加趋势,3600 ~ 4000m 以下, R^o 基本大于 0.5%, 变化范围 0.5% ~ 0.63%, 表明有机质已经处于成熟阶段,但成熟度相对较低。虽然中国矿业大学所测的几个源岩数据,已经达到了 3.7%, 但其他指标成熟度未显示出如此高的成熟度(图 4-29), 有机质在井底只能达到生油高峰阶段。

2. 岩石热解最高峰温 T_{max}

深 86 井下侏罗统烃源岩热解最高峰温随埋深的变化规律(图 4-29), 随埋深的增加, T_{max} 由逐渐增高的趋势, 由埋深小于 3600m 的平均 413℃, 逐渐增加到 430 ~ 435℃ (埋深变化在 3600 ~ 4461m), 个别样品达到了 453℃, T_{max} 随埋深的变化斜率或变化幅度很小, 表明有机质成熟度变化不大。

3. $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC

本井岩石热解的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 在井深 3300m 以上具有一个明显特点, 就是其比值一般都大于 10% ~ 15%, 这并非是有有机质的成熟度高, 而是外来可溶烃类的渗入所致, 首先由于该段的暗色泥岩含及粉砂较多, 很容易吸附储层的烃类进入生油岩体, 导致 $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 的增高。其次该段的有机质丰度较低, 干酪根类型又差, 在这样相对较低的成熟条件下很难产生这样多的可溶烃类, 该比值的增大主要是外来可溶烃类的渗入造成。在井深 3300 ~ 3600m 明显降低, 表明有机质尚未成熟。3600m 以下 $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 明显增大, 一般大于 10% ~ 15%, 最大可达 45%, 说明有机质已经处于成熟阶段乃至生油高峰阶段。

4. 可溶有机质的热演化

沥青“A”/TOC、HC/TOC 和 S_1/TOC 为可溶有机质或烃类的转化率。一般来讲, 在有机

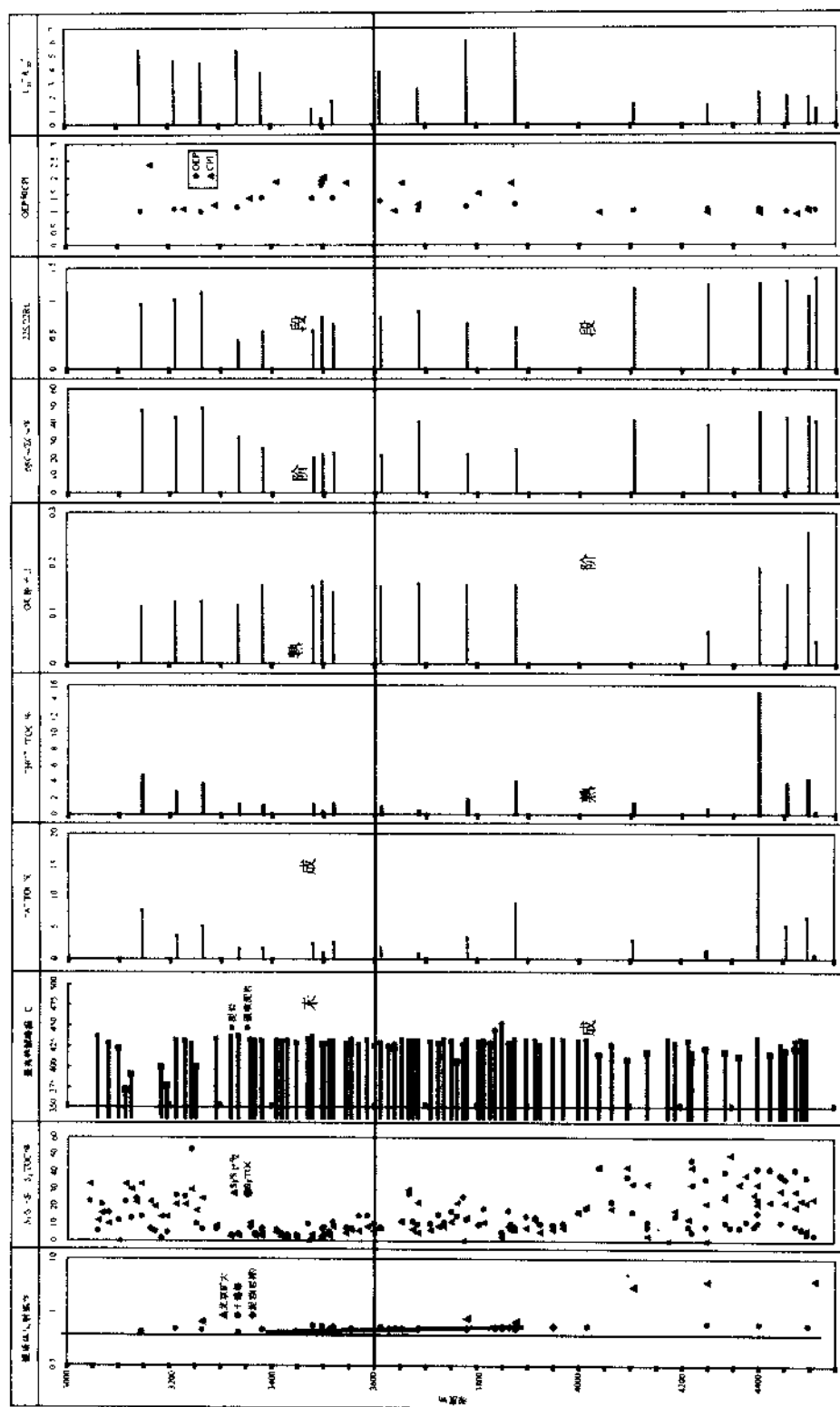


图 4-29 深 86 井下侏罗统烃源岩有机质热演化剖面图

质类型相同或相近的条件下,随着埋藏深度或成熟度的增加,在成熟门限附近,“A”/TOC由小于5%到大于5%;HC/TOC和 S_1 /TOC $>3\%$;在生油高峰期,沥青“A”/TOC、HC/TOC和 S_1 /TOC均应达到最大值。

深86井“A”/TOC、HC/TOC等成熟度指标均与 $S_1/(S_1+S_2)$ 和 S_1 /TOC有相似之处,在井深3300m以上超过了成熟门限的上限标准,显示有机质似乎已经成熟,而在3300~3600m各项指标又忽然发生变化,都未达成熟门限的上限标准,其原因就是由于外来可溶烃类的渗入造成。在井深3600m以下,“A”/TOC在最高达到了20%、HC/TOC达到了14%。干酪根镜下鉴定的腐泥组的颜色在棕黄—褐黄色,说明在深度3600m以下有机质已经成熟,但成熟度不高,有机质可能处于生油高峰阶段。

用饱和烃的OEP和CPI值可以确定成熟门限深度。当烃源岩未成熟时,OEP或CPI值一般都大于1.2,深86井在井深3300m以上时OEP值超过了成熟门限的上限标准小于1.2,在3300~3600m则大于1.2,而CPI值则大部分大于1.2,显示有机质尚未成熟,在井深3600m以下,OEP在1.01~1.09,小于1.2,CPI也渐渐的小于了1.2,显示有机质已经成熟(图4-29)。

甾、萜烷的主要成熟度指标是 $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 和 $22S/22RC_{31}$,深86井下侏罗统烃源岩的这两项指标随埋深的变化见图(4-29), $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 和 $22S/22RC_{31}$ 在井深3300m以上就已经大于25%和1.0%,在井深3300~3600m这两项指标又分别小于25%和1.0%,更进一步证明有外来可溶烃类的渗入的观点的正确性。在井深3600m以下, $\beta\beta C_{29}$ /总 C_{29} 在39.07%~46.19%、 $22S/22RC_{31}$ 在1.01~1.33,并且随埋深的增加有逐渐增加的趋势。说明在深度3600m以下有机质已经成熟。

烃源岩的模拟实验也显示出3500m处尚未成熟。总气体、烃气、 H_2 气产率首先是随温度升高缓慢增加,325℃以后急剧增加,500℃时总气体产率为716.4~770.4m³/t, H_2 气产率为101.3~151.3m³/t,烃气产率达328.1~306m³/t, CO_2 气达277.3~289.7m³/t。生油率随模拟温度升高生油率迅速增加,凝析油、轻油、排出油和总油高峰均在325℃。凝析油和轻油的产率分别为47.4~44.8kg/t,排出油产率为86.4~99kg/t,总油最高产率为110.5~108.7kg/t,生油高峰过后生油率急剧降低。残留油在250~275℃有一个小的高峰,产率为25.4~51.8kg/t,此后产率亦迅速降低。

总之,深86井下侏罗统烃源岩的成熟度可以分成两个阶段:

未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$, $T_{max} < 430^\circ C$,埋藏深度小于3550~3600m;

低成熟阶段, $R^o > 0.50\%$, $T_{max} = 430 \sim 440^\circ C$,埋藏深度变化在3600~4460m。

三、冷湖三号构造石地22井下侏罗统有机地球化学剖面

(一) 有机质丰度

石地22井位于柴北缘地区冷湖三号构造,钻井深度1200m,共钻遇下侏罗统地层(350~1200m),厚度850m,其中暗色泥岩厚度530m,占地层厚度的62.35%。石地22井总体上来说只有一段下侏罗统煤系烃源岩,暗色泥岩的颜色变化较大,有机碳含量及生烃潜量变化

也很大,最低灰绿色泥岩 TOC 平均只有 0.09%~0.52%, $S_1 + S_2$ 均小于 0.1mg/g;灰色泥岩 TOC 一般在 0.5%~5.0%之间变化, $S_1 + S_2$ 一般小于 0.6mg/g;深灰色泥岩 TOC 一般在 1%~6%,小于 0.5%的样品占 35%,大于 1%的样品占 23.5%, $S_1 + S_2$ 一般在 0.6~5mg/g 之间,暗色泥岩的 $S_1 + S_2$ 只有 25%的样品大于 2mg/g(图 4-30),沥青“A”含量只有 0.0288%,总烃为 125×10^{-6} (表 4-14、图 4-31),煤和碳质泥岩的有机质丰度也很低,有机碳含量变化在 9%~50%之间,平均值在 24.32, $S_1 + S_2$ 相对更低,只有 5~30mg/g,平均值只有 14.53,沥青“A”含量 0.2212%,总烃为 909×10^{-6} ,属一套差—中等煤系烃源岩。其中达到有效烃源岩的泥岩厚度只有 203m,占暗色泥岩厚度 38.3%,占总地层厚度的 24%。

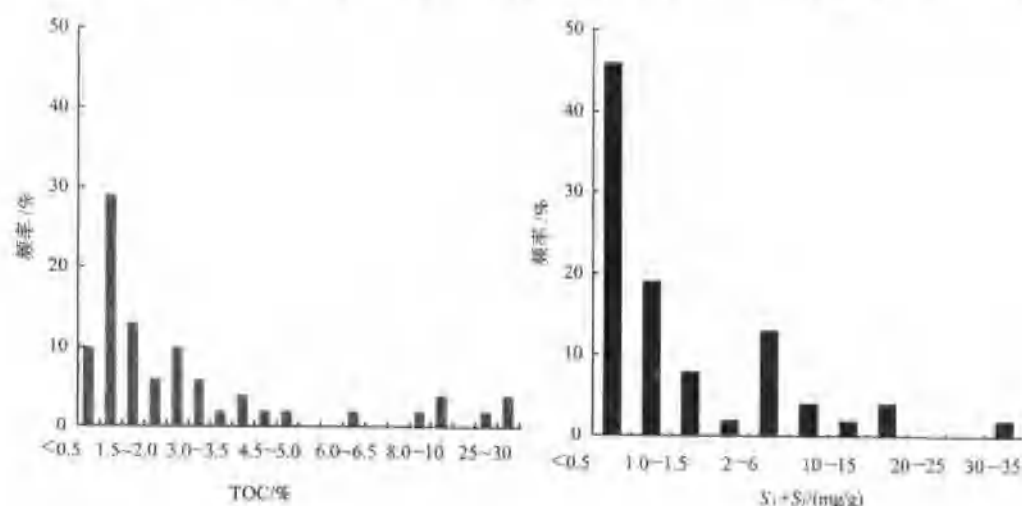


图 4-30 石地 22 井侏罗系烃源岩有机质丰度频率分布图

表 4-14 石地 22 井下侏罗统有机质丰度统计表

岩性	暗色泥岩厚度/m	占地层厚度/%	TOC/%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	“A”/%	总烃/ $\times 10^{-6}$
泥岩	530	62.35	1.65(42)	0.98(42)	0.0288(11)	125(11)
			0.09~6.45	0.02~6.46	0.0073~0.147	15~737
煤和碳质泥岩	—	—	24.32(6)	14.53(6)	0.2212(3)	909(3)
			9.08~47.53	5.98~30.20	0.0618~0.344	233~1608

(二) 有机质类型

本段烃源岩的有机质类型主要为Ⅲ₂型干酪根,氢指数均小于 150mg/g,一般小于 100mg/g(图 4-32),小于 50mg/g 的样品占总数的 50%以上。干酪根镜下观察主要以镜质组为主(表 4-15、图 4-33),镜质组的平均含量在 70%以上,类型指数均小于 0;泥岩中形态有机组分含量一般<0.5%,且大多样品没有或极少见到荧光组分,是冷湖地区样品中形态有机组分含量最低的。

在干酪根元素组成范氏图上,点群均落在Ⅲ₂型区内(图 4-34),沥青“A”中的饱和烃、

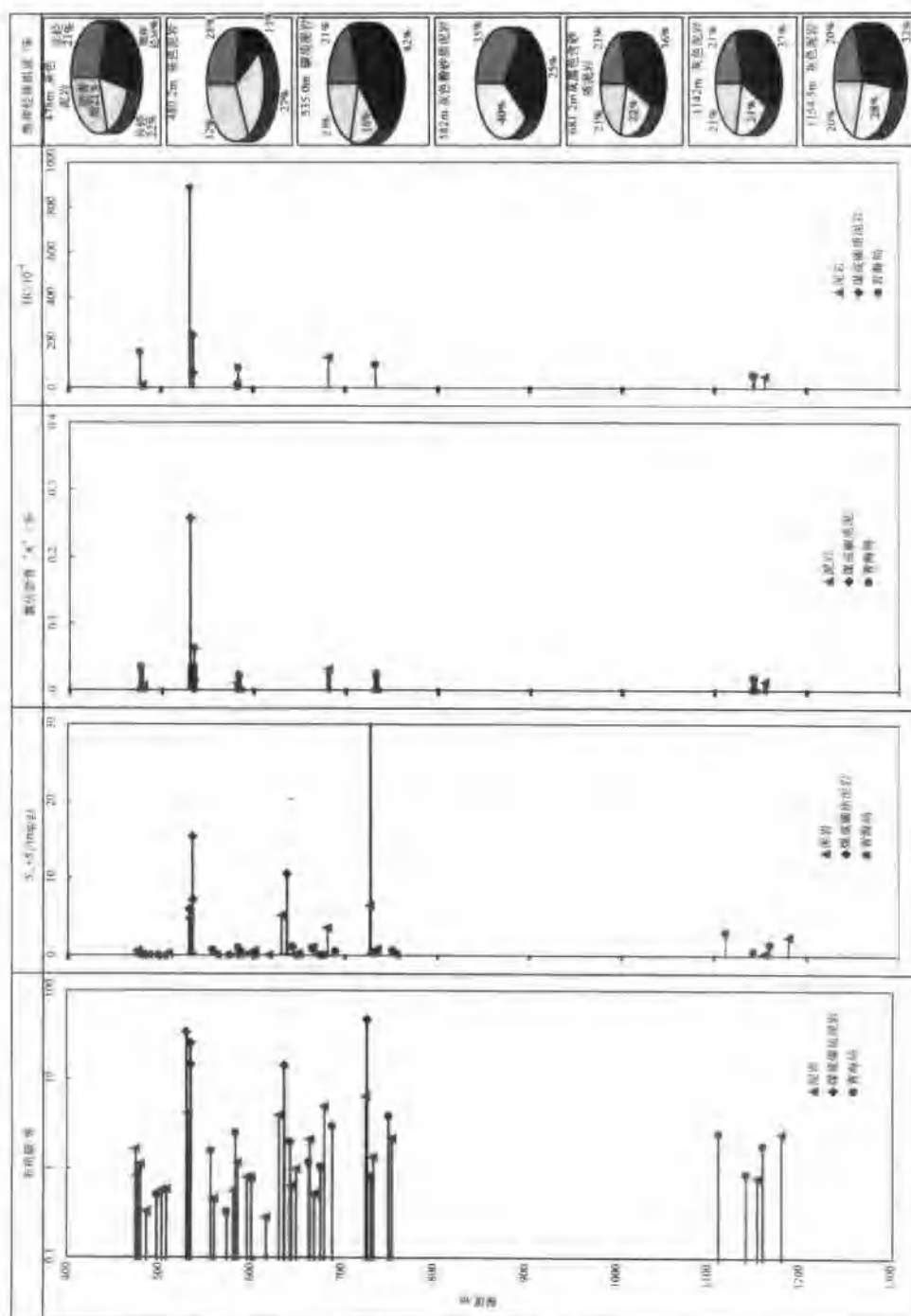


图 4-31 柴北缘地区石地 22 井有机质丰度剖面图

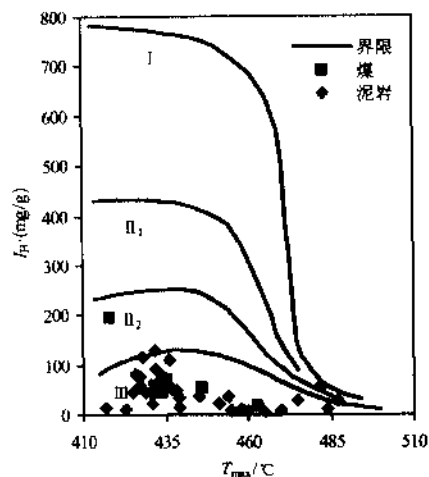


图 4-32 石地 22 井烃源岩 T_{max} - I_H 关系图

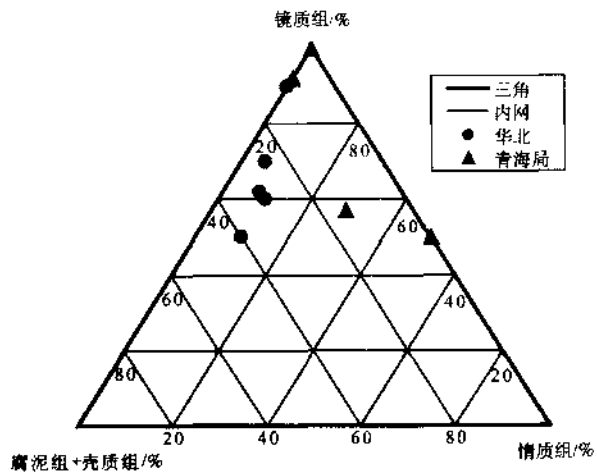


图 4-33 石地 22 井有机质显微组分三角图

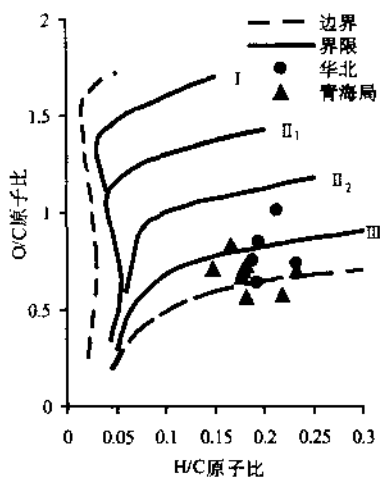


图 4-34 石地 22 井干酪根元素组成范氏图

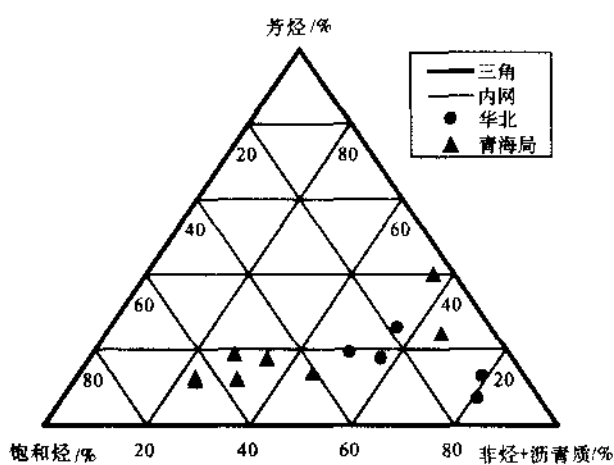


图 4-35 石地 22 井沥青“A”族组成三角图

表 4-15 石地 22 井有机质类型统计表

岩性	热解氢指数 (I_H)(mg/g)	干酪根显微组成/%				
		腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组	类型指数
泥岩	43(42)	23.5(6)	0.03(6)	70.67(6)	5.5(6)	- 34.83
	6 ~ 129	8 ~ 38	0 ~ 2	50 ~ 92	0 ~ 10	
煤和碳质泥岩	14(6)	6.0(3)	0	77.32(3)	16.68(3)	- 68.66
	16 ~ 194	0 ~ 10	0	49.97 ~ 92	0 ~ 50.03	

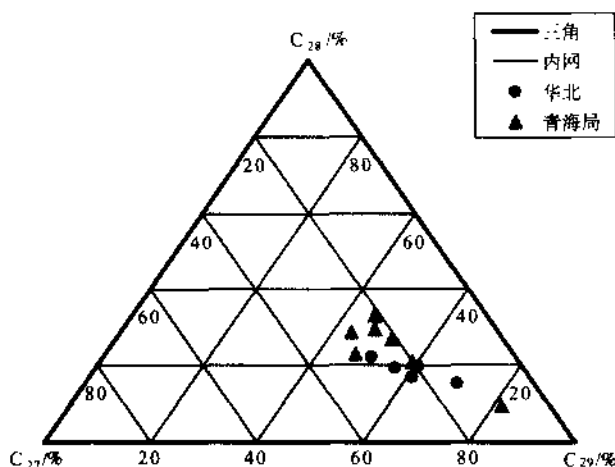


图 4-36 石地 22 井烃源岩三种 5 α -甾烷组成图

芳烃含量很少(图 4-35),主要是一些非烃+沥青质,为典型的Ⅲ₂型母质。饱和烃中代表陆生高等植物输入的 5 α -C₂₉甾烷的含量在 43%~81%,而表征着低等水生生物和藻类有机质的 5 α -C₂₇甾烷的含量只有 21.62%(图 4-36),表明烃源岩中以陆生高等植物输入占主导地位,属Ⅲ₂型母质。Pr/Ph 最高达 3.76,平均值为 2.15(图 4-37),表明烃源岩为淡水、弱氧化—弱还原的环境的沉积,说明石地 22 井下侏罗统烃源岩的母质类型是以淡水、弱氧化—弱还原的环境,以陆生高等植物输入占主导地位的Ⅲ₂型母质。

(三) 有机质的热演化

石地 22 井地区由于后期构造运动,使现存侏罗系地层抬升,埋藏变浅,造成烃源岩热变质程度变化不大,而且烃源岩的演化程度也不高, R^o 一般变化在 0.5%~0.65%之间,平均值为 0.566%,岩石热解最高峰温在 426~530℃之间,平均值为 452℃,变化范围较大, $\beta C_{29}/\text{总 } C_{29}$ 在 43%~54%之间,20S/20(S+R) C_{29} 在 30%~42%之间,平均值 32.34%,表明有机质已经成熟。但由于可溶有机质含量较低,有机碳含量相对较高,使得“A”/TOC 和 HC/TOC 比值很小,分别小于 3.7%和 1.7%(图 4-38)。说明生烃能力很差,烃源岩的热模拟实验也证实石地 22 井侏罗系烃源岩为一套差(少部分中等)煤系烃源岩,首先总气体、烃气、H₂气产率是随温度升高缓慢增加,350℃以后增加较快,500℃时总气体产率为 803.4m³/t, H₂气产率为 283m³/t 其次表现为烃源岩的生油率很低,凝析油和轻油最高产率仅为 6.7kg/t 和 6.6kg/t,排出油和总油仅为 13.4kg/t 和 16.9kg/t。表明冷湖三号构造带下侏罗统上段泥岩主要是生气,而不能作为生油岩。

由以上的分析可以看出,柴北缘地区的侏罗系烃源岩的分布有很大差别,由于构造位置的不同,其沉积环境和沉积厚度及有机质的性质差别很大。在冷湖地区的冷科 1 井、深 86 井和石地 22 井都没有揭示中侏罗统烃源岩地层,而是第三系地层直接覆盖在下侏罗统之上,尽管冷科 1 井、深 86 井和石地 22 井揭示的都是下侏罗统,但有机质丰度和类型

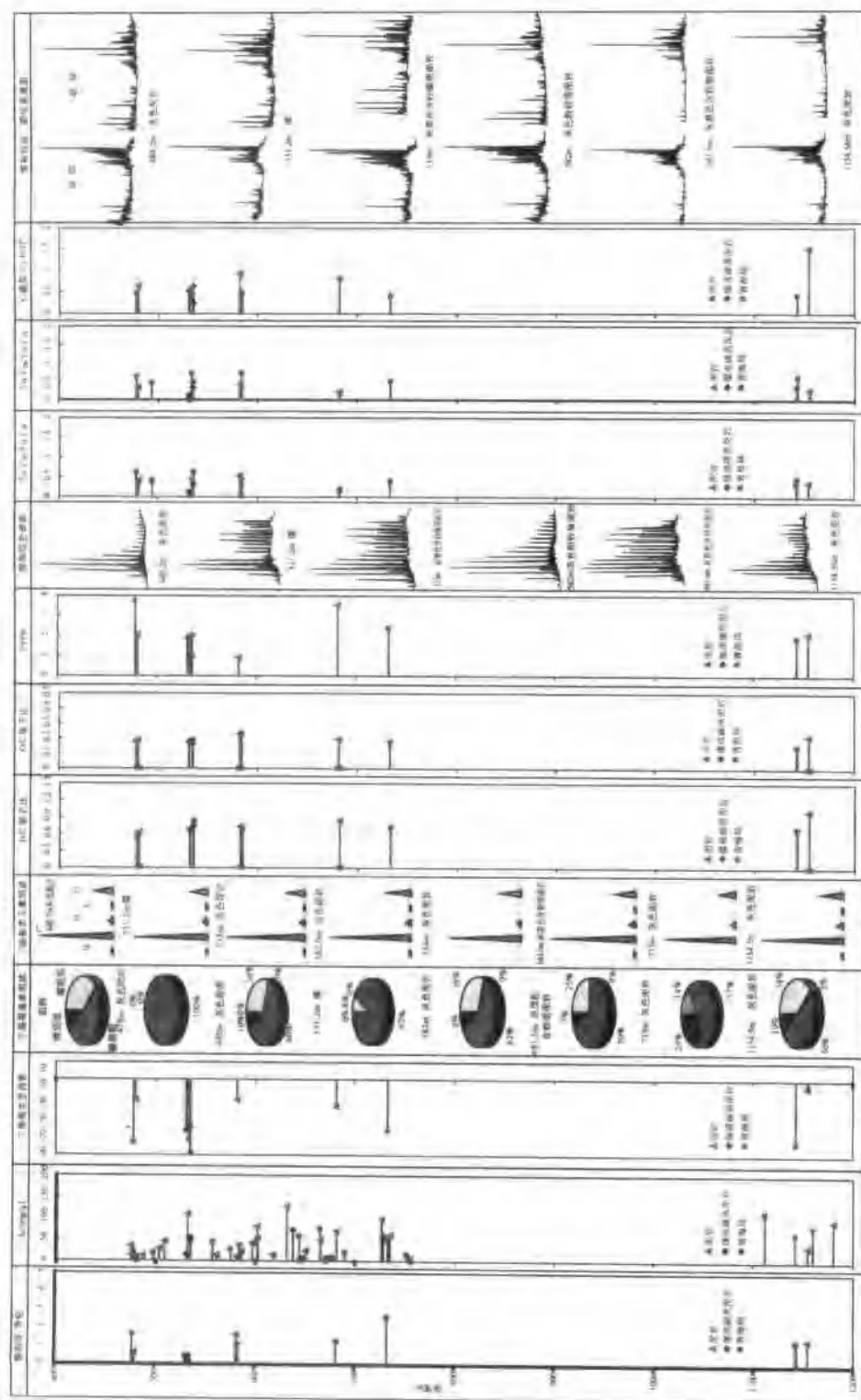


图 4-37 柴北缘冷湖三号构造石地 22 井烃源岩有机质类型地球化学剖面图

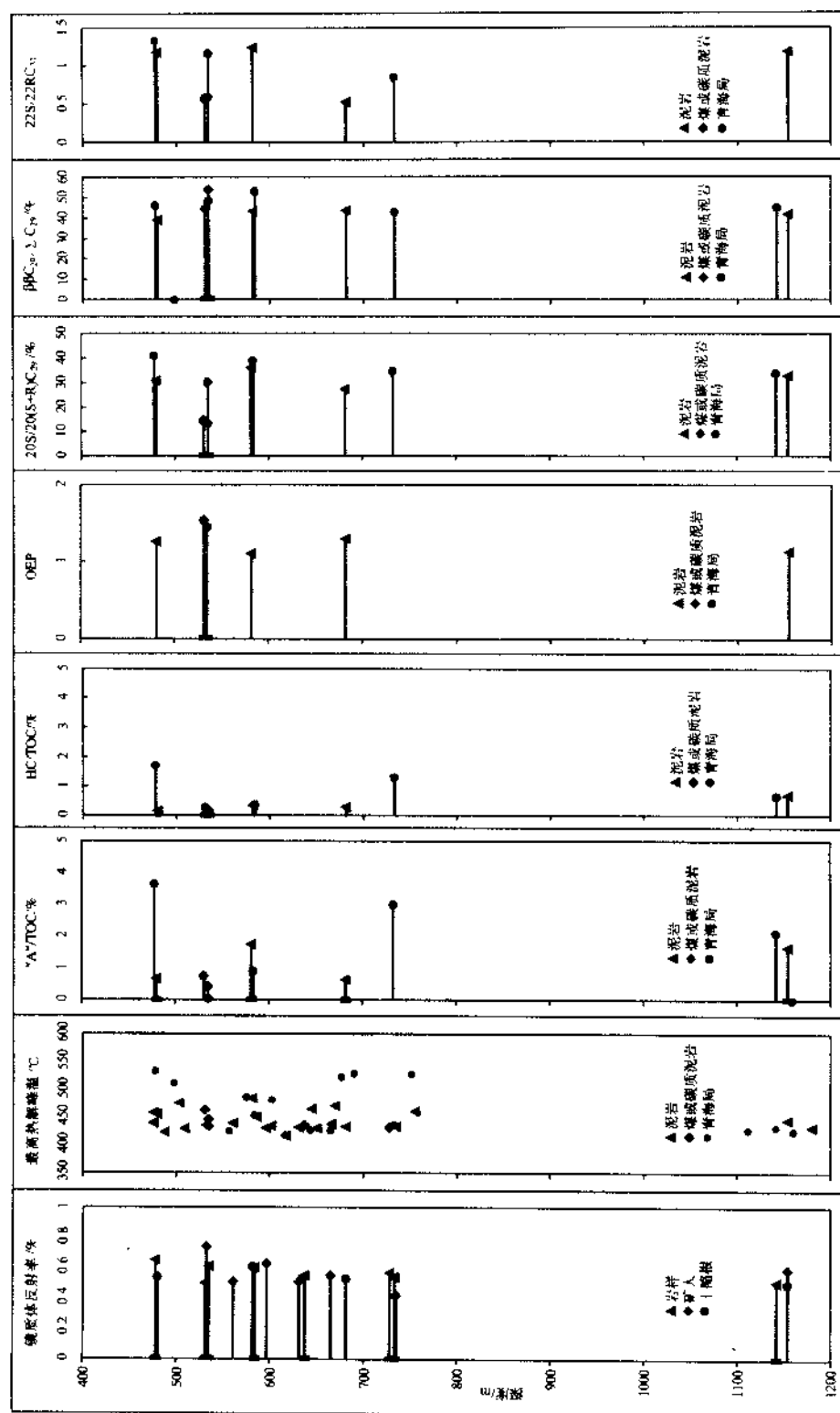


图 4-38 柴北缘地区冷湖三号构造石地 22 井有机质热演化剖面图

也差别很大,冷科 1 井下侏罗统中段烃源岩,为一套有机质丰度较高,母质类型以 $\text{II}_2 \sim \text{III}_1$ 为主的好烃源层(深 86 井该段为中等—好烃源层),石地 22 井的下侏罗统烃源岩,为有机质丰度偏低,母质类型以 III_2 为主的一套差烃源层。因此,柴北缘地区的侏罗系烃源岩应视不同地区,其有机质丰度和母质类型应有所差别,其生烃能力也有所不同。

四、南八仙地区仙 3 井侏罗系地球化学剖面

仙 3 井位于柴北缘的南八仙构造,钻遇地层主要有上第三系上油砂山、下油砂山、上柴干沟、下第三系下柴干沟、路乐河和侏罗系小煤沟组地层,侏罗系地层厚度较薄只有 102.5m,暗色泥岩厚度 42m,占地层厚度的 40.89%,其中有效烃源岩厚度 25m,占地层厚度的 24.39%,有机碳含量一般在 0.99% ~ 1.71% 之间,平均值 1.30%,生烃潜量变化 1.53 ~ 4.07mg/g 之间;沥青“A”含量 0.187%,总烃含量为 160×10^{-6} ,为一套有机质丰度中等的烃源岩。

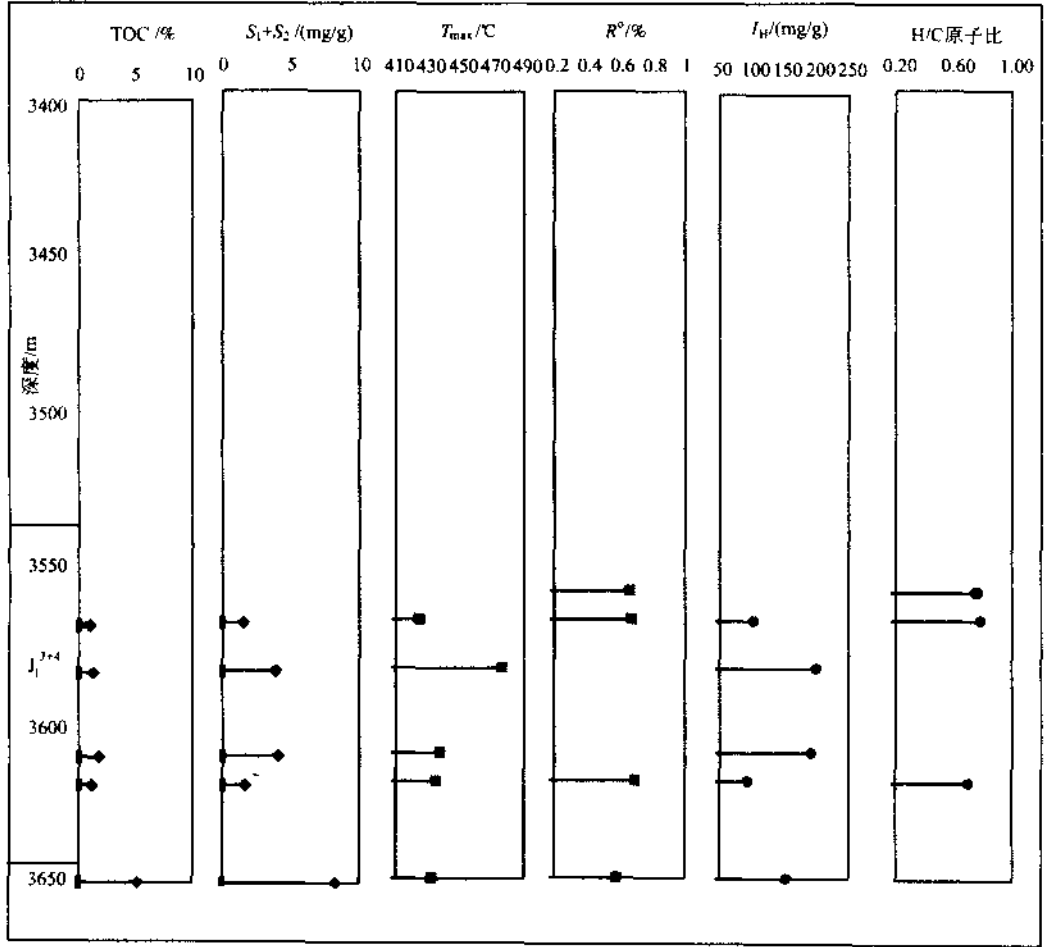


图 4-39 柴达木盆地南八仙地区仙 3 井下侏罗统烃源岩有机地球化学综合剖面

表 4-16 仙 3 井侏罗系暗色泥岩生油分析数据表

井段/m	层位	暗色泥岩 厚度/m	占地层 厚度/m	有效烃源 层厚度/m	占地层 厚度/m	TOC/%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	沥青“A” /%	总烃 /%	评价
3535 ~ 3637.5	J_1^{3+4}	42	40.89	25	24.39	1.30(4) 0.99 ~ 1.71	2.79(4) 1.53 ~ 4.07	0.187(2)	0.160(2)	中等
3662 ~ 3667	P_2	可能为侏罗系掉块				5.17 *	8.31	—	—	—

干酪根 H/C 原子比在 0.70 ~ 0.80 之间,岩石热解氢指数在 150 ~ 200mg/g 之间,深灰色泥岩样品的显微组成为镜质组 40.01%,惰质组 59.99%,类型指数 -79.99, $5\alpha - C_{27}$ 的含量为 18% ~ 21%, $5\alpha - C_{29}$ 的含量为 52% ~ 54%,成烃母质为 $II_2 \sim III$ 母质。饱和烃的 Pr/Ph 为 0.63 ~ 0.64,萘烷当中的 γ -蜡烷/ C_{30} Hop 为 0.31 ~ 0.34,表明该地区侏罗系的沉积环境为弱还原—还原的沉积环境。

仙 3 井侏罗系烃源岩的 R^o 在 0.67% ~ 0.69%,岩石最高热解峰温为 424 ~ 476℃,沥青“A”/TOC 和烃/TOC 分别达到了 16.9% ~ 17.62% 和 14.48% ~ 15.03%,因此仙 3 井侏罗系烃源岩应处于成熟阶段。为一套成熟的 II_2 型干酪根、中等烃源岩(见图 4-39、表 4-16)。

五、柴达木盆地西部阿尔金山野外露头下侏罗统烃源岩

柴达木盆地西部阿尔金山下侏罗统剖面中,主要采集到泥岩、页岩和碳质泥岩等几种可能烃源岩,它们的有机碳平均含量虽然都比较高,分别达到了 2.14%、3.66% 和 5.47%,但生烃潜量($S_1 + S_2$)却非常低,平均只有 0.03mg/g、0.07mg/g 和 0.11mg/g,氯仿沥青“A”含量分别只有 0.007%、0.0188% 和 0.0068%,总烃含量分别只有 34×10^{-6} 、 12×10^{-6} 和 40×10^{-6} (表 4-17),这是地表风化和演化程度较高所致。根据本文第二章模拟实验原始有机质丰度的恢复公式,可以推算出其原始有机碳含量平均为 3.57%,原始生烃潜量为 7.75mg/g,因此,它与冷科 1 井、深 86 井中段泥岩相近,也属好—中等烃源岩。

表 4-17 阿尔金山剖面下侏罗统有机质丰度数据表

层位	岩类	TOC/%	$S_1 + S_2$ /(mg/g)	“A”/%	总烃/ $\times 10^{-6}$
J_1	暗色泥岩	2.14(8)	0.03(8)	0.007/1	34.00/1
		1.38 ~ 3.40	0 ~ 0.08		
	页岩	3.36(2)	0.07(2)	0.0188/1	128/1
		2.3 ~ 4.36	0.01 ~ 0.12		
	碳质泥岩?	5.47(2)	0.11(2)	0.0068/1	40.00/1
		3.35 ~ 7.59	0.08 ~ 0.13		
	暗色泥页岩 (合计)	2.96(15)	0.33(15)	0.0109(3)	0.0063(3)
		1.38 ~ 7.59	0.03 ~ 0.94	0.0068 ~ 0.188	0.0040 ~ 0.0116
		校正后 3.57(15) 1.66 ~ 9.16	校正后 7.75(15) 3.59 ~ 19.87		

在阿尔金山剖面下侏罗统泥岩类的母质类型以 $II_2 \sim III_1$ 为主,尽管岩石热解氢指数和干酪根 H/C 原子比均很低($I_H < 10$ mg/g, H/C 原子比 < 0.66),但是,干酪根显微组成中只有腐泥组和惰质组分,腐泥组含量在 68% ~ 25% 之间,惰质组含量在 32% ~ 75%,类型

指数小于 28, 为 $\text{II}_2 \sim \text{III}_1$ 母质; $5\alpha\text{-C}_{29}$ 甾烷含量占绝对优势 (65.97% ~ 51.02%), $5\alpha\text{-C}_{27}$ 甾烷含量只有 23.58% ~ 28.80%, 为以陆源高等植物输入为主的物质来源; Pr/Ph 在 0.99 ~ 1.57, 其中页岩的比值最低为 0.99, 碳质泥岩的比值最高为 1.57 (表 4-18), 泥岩居中, 表明页岩的沉积环境为较还原的的沉积环境, 而碳质泥岩的沉积环境为氧化环境。因此阿尔金山剖面下侏罗统泥岩类的母质类型以 III_1 为主, 个别页岩为 II_2 型。

表 4-18 阿尔金山剖面下侏罗统有机质类型统计表

	热解氢指数 I/(mg/g)	I 酞根显微组成/%					5 α -甾烷含量/%		H/C 原子比	Pr/Ph
		腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组	类型指数	5 $\alpha\text{-C}_{27}$	5 $\alpha\text{-C}_{29}$		
泥岩	8.25(8) 0.25 ~ 32.91	65			35	30.00	28.80	51.02	0.56	1.26
页岩	5.44(2) 0.45 ~ 10.43	68			32	36.00	23.58	65.97	0.66	0.99
炭质 泥岩	1.78(2) 1.19 ~ 2.37	25			75	-50.00	24.36	65.77	0.38	1.57

阿尔金山剖面下侏罗统的演化程度较高, 干酞根镜质组反射率在 0.74% ~ 1.74%, 岩石热解 T_{max} 在 477 ~ 506℃, 平均值为 489℃, 干酞根当中腐泥组的颜色为棕—棕褐色, 达到了高一过成熟阶段。值得说明的是, 饱和烃中甾烷的异构化程度比较低, $20\text{S-C}_{29}/20(\text{S} + \text{R})$ C_{29} 在 8.35% ~ 29.39% 之间, $\beta\beta\text{C}_{29}/\Sigma\text{C}_{29}$ 在 21.37% ~ 34.96% 之间, 表现出了较低的热演化程度, 这是由于源岩的有机质丰度较低, 沥青“A”在饱和烃含量很低, 母质类型较差, 在检测过程中仪器的系统误差、人员的操作误差相对增加所致。

小 结

(1) 冷科 1 井下侏罗统烃源层可以分为上、中、下三段: 上段 (3473 ~ 4112m) 有效烃源岩厚度为 436m, 其暗色泥岩的有机质丰度高, 有机碳含量平均为 3.71% ~ 4.26%, $\text{S}_1 + \text{S}_2$ 平均为 12.08 ~ 12.67mg/g, 为好烃源岩。中段 (4112 ~ 4740m) 有效烃源岩累计厚度为 315m, 暗色泥岩有机碳含量平均为 3.48%, $\text{S}_1 + \text{S}_2$ 平均为 11.23mg/g, 属好烃源岩。煤及碳质泥岩的热解氢指数平均为 207 ~ 225mg/g, 也属好烃源岩。下段 (4740 ~ 5200m) 有效烃源岩累计厚度为 189m, 暗色泥岩的有机质丰度相对较低, 有机碳含量平均为 1.24%, $\text{S}_1 + \text{S}_2$ 平均为 1.79mg/g, 属一套差一中等烃源岩。

冷科 1 井下侏罗统烃源岩的有机质类型总体上来讲为属 $\text{II}_2 \sim \text{III}_1$ 型干酞根, 从上段到下段又逐渐变差的趋势。上段和中段泥岩以 II_2 型干酞根为主, 部分为 III_1 型干酞根; 中段煤和碳质泥岩及下段泥岩以 III_1 型干酞根为主; 部分为 II_2 型干酞根。沉积环境从上到下具有一定的变化规律, 由上段的半深湖相—深湖相到中段的湖沼相—扇三角洲相再到下段的浅湖相—半深湖相, 水体咸化程度逐渐增加, 还原程度也逐渐增加, 陆源黏土矿物和陆源有机质的输入逐渐变弱。冷科 1 井下侏罗统主要的供油层段可能是中段的泥质烃源岩 (煤系湖相泥岩)。

冷科 1 井现今下侏罗统烃源层可以划分为未成熟和成熟两个阶段: 未成熟阶段, R^0

$<0.5\%$, 现今埋藏深度小于 3600m; 成熟阶段可以划分为: ①成熟阶段早期, $R^o = 0.55\% \sim 0.8\%$, 现今埋藏深度变化在 3600 ~ 4200m; ②生油高峰期, $R^o = 0.8\%$ 左右, 现今埋深变化在 4200 ~ 4600m; ③成熟阶段中后期, $R^o = 0.8\% \sim 1.05\%$, 现今埋深变化在 4600 ~ 5200m。根据 R^o 随埋藏深度的回归方程可以推算: ①现今埋藏深度可能是历史上的最大或接近历史上的最大深度; ②在埋深 5550m 进入高成熟阶段; ③在埋深 6400m 进入过成熟阶段。埋藏 4200 ~ 4300m 之间, 可能存在这一条垂向断距约 300m 的逆断层。下侏罗统烃源层的主要油气生成、运移和成藏期是在喜马拉雅运动晚期 ($E_3 \sim N_2$)。

(2) 深 86 井下侏罗统也可以分为上、中、下三段: 上段 (3021 ~ 3320m) 有效暗色泥岩不发育, 暗色泥岩有机碳含量平均为 0.66%, $S_1 + S_2$ 平均只有 0.57 mg/g, 属一套差一中等烃源岩。中段 (3320 ~ 4000m) 有效暗色泥岩厚度 284m, 暗色泥岩有机碳含量平均为 3.62%; $S_1 + S_2$ 平均值 5.88mg/g, 属一套好烃源岩, 也是主要烃源层。下段 (4000 ~ 4461m), 有效暗色泥岩厚度也很薄, 只有 7m 左右, 暗色泥页岩有机质丰度较低, 有机碳含量平均只有 0.74%, $S_1 + S_2$ 平均只有 0.9 mg/g, 属一套差一中等烃源岩。有机质类型以 $II_2 \sim III$ 型为主, 且三段差别不大, 上段以 III 型为主; 中段以 II_2 型干酪根为主, 部分可能为 III_1 型; 下段也主要是 III 型为主。钻遇深 86 井下侏罗统可以分为两个成熟阶段: 即未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$, $T_{max} < 430^\circ\text{C}$, 埋藏深度小于 3550 ~ 3600m; 低成熟阶段, $R^o > 0.50\% \sim 0.63\%$, $T_{max} = 430 \sim 440^\circ\text{C}$, 埋藏深度变化在 3600 ~ 4460。

(3) 冷湖三号构造石地 22 井下侏罗统暗色泥岩厚度尽管达 530m, 有效暗色泥岩厚度却只有 203m, 主要是暗色泥岩有机质丰度多较低、变化大, 灰绿色泥岩 TOC 平均只有 0.09% ~ 0.52%, $S_1 + S_2$ 均小于 0.1mg/g; 暗色泥岩有机碳含量及生烃潜量; 灰色泥岩 TOC 平均 1.65%, $S_1 + S_2$ 平均只有 0.698mg/g; 即使煤和碳质泥岩有机质丰度高些, 但 $S_1 + S_2$ 相对更低, 总的来说属一套差一中等煤系烃源岩。其中达到有效烃源岩的泥岩厚度只有 265m, 占暗色泥岩厚度 50%, 占总地层厚度的 31%。本段烃源岩有机质类型主要为 III_2 型, 干酪根镜下观察主要以镜质组为主。石地 22 井由于后期构造运动, 使现存侏罗系地层抬升, 埋藏变浅, R^o 一般变化在 0.5% ~ 0.65% 之间, 表明有机质已经成熟。

(4) 南八仙地区仙 3 井下侏罗统有效烃源岩厚度较薄, 只有 25m, 有机质丰度也较低, TOC 平均只有 1.3%, $S_1 + S_2$ 均 2.79mg/g; R^o 在 0.67% ~ 0.69% 左右, 处于成熟阶段, 母质类型, 属一套中等—差烃源岩。

(5) 柴达木盆地西部阿尔金山下侏罗统野外地质剖面中, 暗色泥页岩的有机碳含量较高, 残余 TOC 平均达 2.69%, 恢复后原始 TOC 平均达 2.57%; 其干酪根显微组成中腐泥组含量在 68% ~ 25% 之间, 母质类型以 $II_2 \sim III_1$ 为主; 其演化程度较高, R^o 可达 1.74%, T_{max} 可达 506°C, 腐泥组颜色为棕—棕褐色, 应达到高一过成熟阶段。

(6) 从柴北缘下侏罗统几口井的典型地球化学剖面可以看出, 纵向上可分为上、中、下三段, 中段泥岩和页岩是主要烃源岩, 其有机质丰度高, 类型较好, 以冷科 1 井、深 86 井为代表, 有效烃源岩厚度在 180 ~ 315m, 有机碳含量平均变化在 3.59% ~ 3.61% 之间, 生烃潜量平均在 5.88 ~ 11.23mg/g 之间, 氢指数平均在 146 ~ 213mg/g 之间, 干酪根 H/C 原子比一般小于 1.0, 干酪根显微组成中以腐泥组、镜质组和惰质组为主, 有机质类型为 $II_2 \sim III_1$ 型; 有机质热演化程度在低成熟—成熟阶段。上段除冷科 1 井深湖相泥岩为好烃源

岩外,其他河流—沼泽、扇三角洲相均为差—中等烃源岩,例如,冷湖一、二、三、四构造、南八仙地区等,而下段泥岩和页有机质丰度普遍偏低,母质类型以Ⅲ为主,为差—中等烃源岩,即使冷科1井也是如此。

第二节 柴北缘鱼卡地区中侏罗统 典型有机地球化学剖面

柴达木盆地中侏罗统为含煤沉积,烃源岩有五种类型,即:泥岩、页岩、油页岩、碳质泥岩和煤。它们在柴北缘地区分布较广泛,在鱼卡、小煤沟、大煤沟、绿草山、大头羊、大红沟、路乐河、长堤、圆顶山、结绿素及西部阿尔金山乌苏硝湖等地都有大面积出露(图1)。

一、鱼卡断陷鱼33井侏罗系综合地球化学剖面

鱼33井位于青海省海西州大柴旦镇西北约40km处,是柴达木盆地北缘鱼卡断陷鱼卡西部构造上一口开发评价井。本井自上而下揭示上侏罗统红水沟组(J_3^2)、采石岭组(J_3^1)和中侏罗统大煤沟组地层1850m,其中上侏罗统地层厚1326m,为一套红层,基本无生烃能力,中侏罗统大煤沟组地层厚524m,为一套煤系地层,具有一定的生烃能力。

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

在鱼33井所揭示的中侏罗统大煤沟组地层中,发育有暗色泥岩、油页岩、页岩、碳质泥岩和煤等岩类,其中 J_2^1 以页岩、油页岩和暗色泥岩为主, J_2^2 主要发育暗色泥岩、碳质泥岩和煤,其发育程度见表4-19。

表4-19 鱼33井侏罗系烃源岩发育程度及有机质丰度统计表

层位	地层厚度/m	岩性	烃源层		有机碳 /%	生烃潜量 /(mg/g)	氢指数 /(mg/g)	氯仿沥青 “A”/%	总烃 / $\times 10^{-6}$	评价
			厚度/m	占地层 厚度/%						
J_2^1	205	页岩、油页岩	78	38.05	6.28(6) 3.53~10.39	30.15(6) 10.22~39.91	423(6) 283~541	0.1308(1)	728(1)	好—富烃源岩
		暗色泥岩	90	43.9	3.15(7) 0.11~6.22	15.30(7) 0.02~34.63	291(7) 18~610	0.0764(1)	425(1)	中—好烃源岩
J_2^2	319	暗色泥岩	10	3.13	6.16(6) 4.60~11.33	25.95(6) 12.04~38.45	424(6) 257~602	0.1408(1)	753(1)	好烃源岩
		碳质泥岩	134	41.88	10.50(6) 6.17~20.26	29.99(6) 20.44~39.16	310(6) 164~457	0.0896(1)	514(1)	差—中等烃源岩
		煤	75	23.44	59.45(19) 32.22~70.37	133.57(19) 93.10~174.18	223(19) 166~303	1.5122(5) 1.1055~2.4856	6597(5) 5323~9254	差—中等烃源岩

1. J_2^1 地层

页岩、油页岩厚78m,占地层厚度的38%,

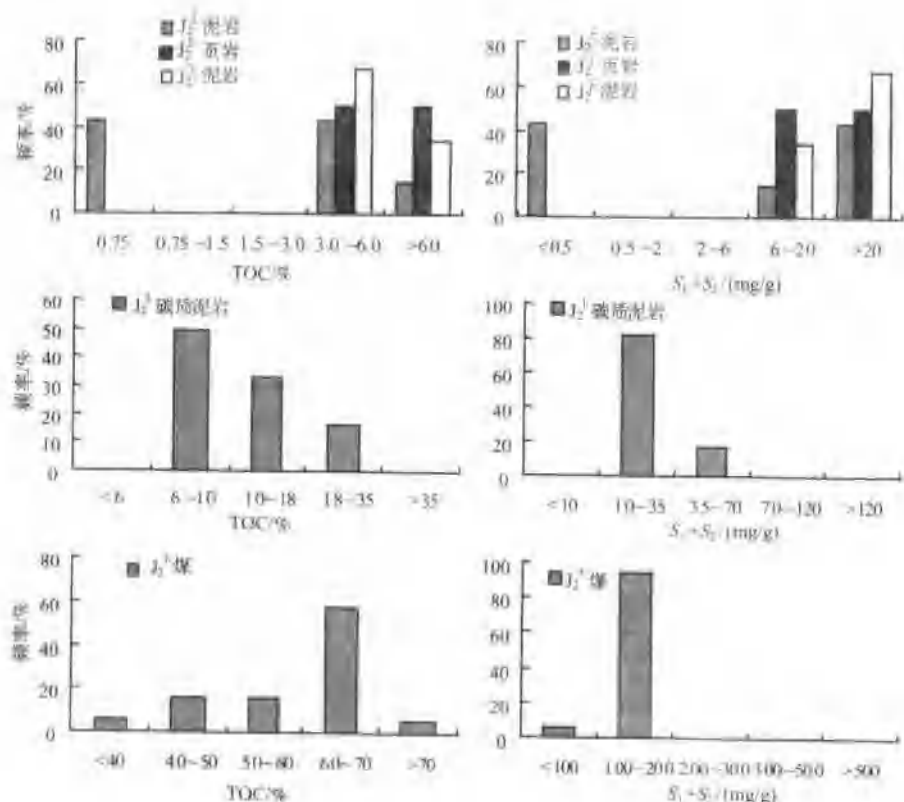


图 4-40 鱼 33 井侏罗系源岩有机质丰度分布频率图

有机质丰度最高,有机碳含量分布在 3.53% ~ 10.39% 之间,平均含量为 6.28%;生烃潜量分布在 10.22 ~ 59.91 mg/g 之间,平均为 30.15mg/g;氯仿沥青“A”平均含量为 0.1308%,总烃含量平均为 728×10^{-6} ,为一套好烃源岩。暗色泥岩厚 90m,占地层厚度的 43.9%,有机质丰度高,有机碳平均含量为 3.15%,分布在 0.11% ~ 6.22% 之间;生烃潜量分布不均,变化在 0.02mg/g ~ 34.63mg/g 之间,平均为 15.30mg/g;氯仿沥青“A”平均含量为 0.0764%,总烃含量平均为 425×10^{-6} ,为一套好—中等烃源岩(表 4-20,图 4-40、图 4-41)。

2. J_2^{III} 地层

暗色泥岩较薄,累计厚度只有 10m,占地层厚度的 3.13%,但有机质丰度较高,有机碳含量分布在 4.60% ~ 11.33% 之间,平均为 6.16%;生烃潜量平均为 25.95mg/g,分布在 12.04 ~ 38.45mg/g 范围内;氯仿沥青“A”平均含量为 0.1408%,总烃含量平均为 753×10^{-6} ,为一套好烃源岩。碳质泥岩和煤的有机碳平均含量分别为 10.50% 和 59.45%,生烃潜量平均含量分别为 29.99mg/g 和 133.57mg/g,氯仿沥青“A”平均含量分别为 0.0896% 和 1.5122%,总烃平均含量分别为 514×10^{-6} 和 6597×10^{-6} ,为一套差—中等烃源岩(表 4-19、图 4-40、图 4-41)。

从图 4-40 可看出:鱼 33 井烃源岩中,暗色泥岩、页岩和油页岩的有机质丰度分布频率主

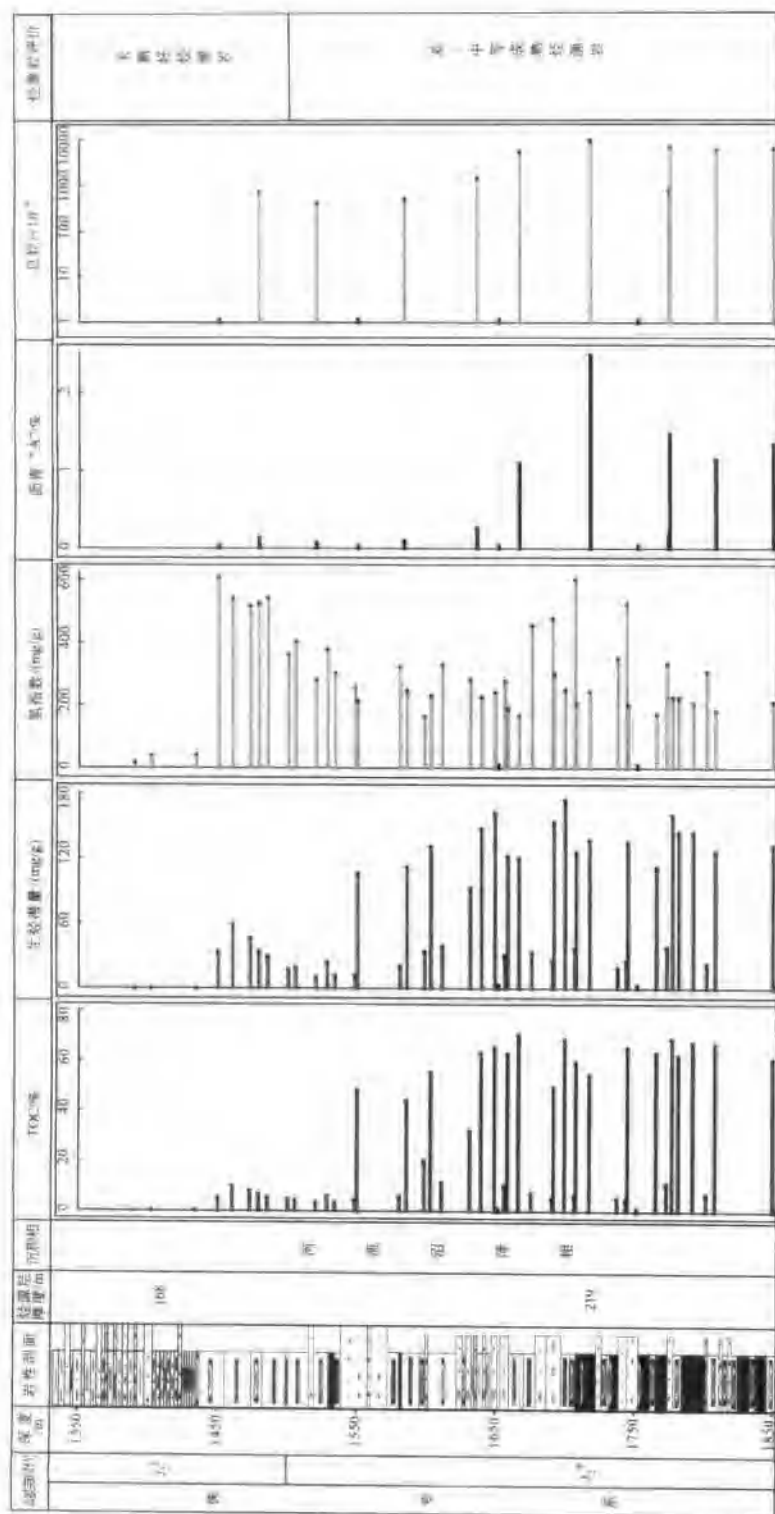


图 4-41 柴北缘鱼 33 井侏罗系烃源岩有机质丰度综合有机地球化学剖面

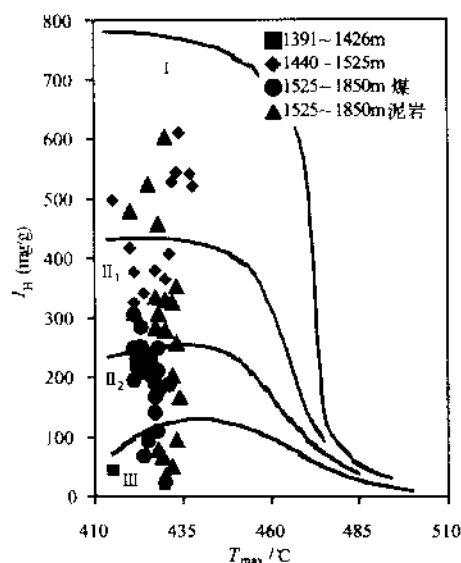


图 4-42 鱼 33 井烃源岩 T_{max} - I_H 关系图

H/C 原子比 1.08, O/C 原子比 0.09; $\delta^{13}C_{\text{干酪根}}\text{‰}$ 较轻, 平均为 -26.2‰ ; Pr/Ph 为 2.06; $5\alpha\text{-}C_{27}$ 甾烷含量较高, 平均为 53.98%, $5\alpha\text{-}C_{27}/5\alpha\text{-}C_{29}$ 平均 1.69; 为 $II_1 \sim II_2$ 型干酪根(图 4-44)。

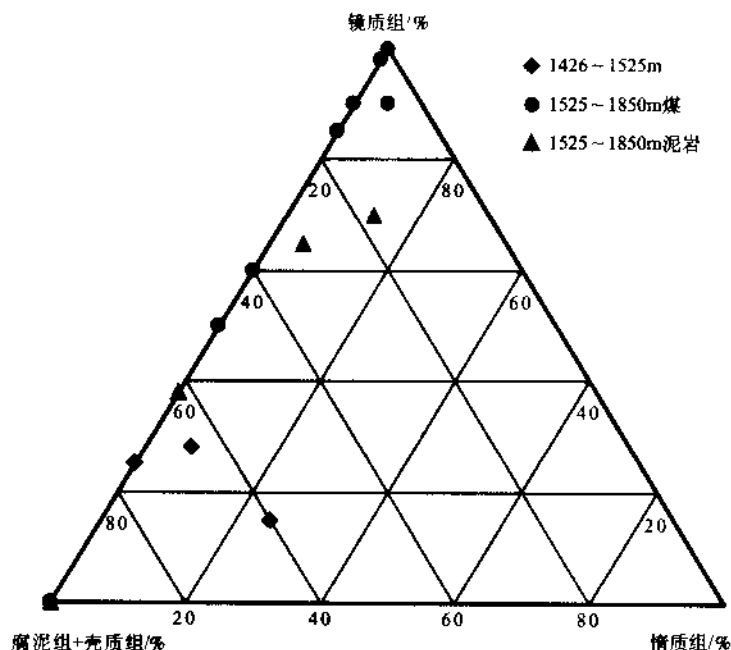


图 4-43 鱼 33 井烃源岩干酪根显微组成三角图

要集中在好—中等烃源岩范围内, 而煤和碳质泥岩则主要分布在差—中等烃源岩范围内。

(二) 有机质类型

干酪根显微组分分析结果表明: 鱼 33 井侏罗系烃源岩的母源物质, 主要来自陆源高等植物及少量低等水生生物。不同岩类及不同层位之间在显微组分组成上存在着一定的差别, 主要表现为:

1. J_2^+ 地层

页岩、油页岩干酪根显微组分以腐泥组为主, 占 65%, 其次是镜质组, 占 28%, 类型指数为 37.0, 在干酪根显微组成三角图中点群均落在腐泥组 + 壳质组一侧(图 4-43); 热解氢指数高, 平均 423mg/g, 分布在 283 ~ 541mg/g 之间(图 4-42);

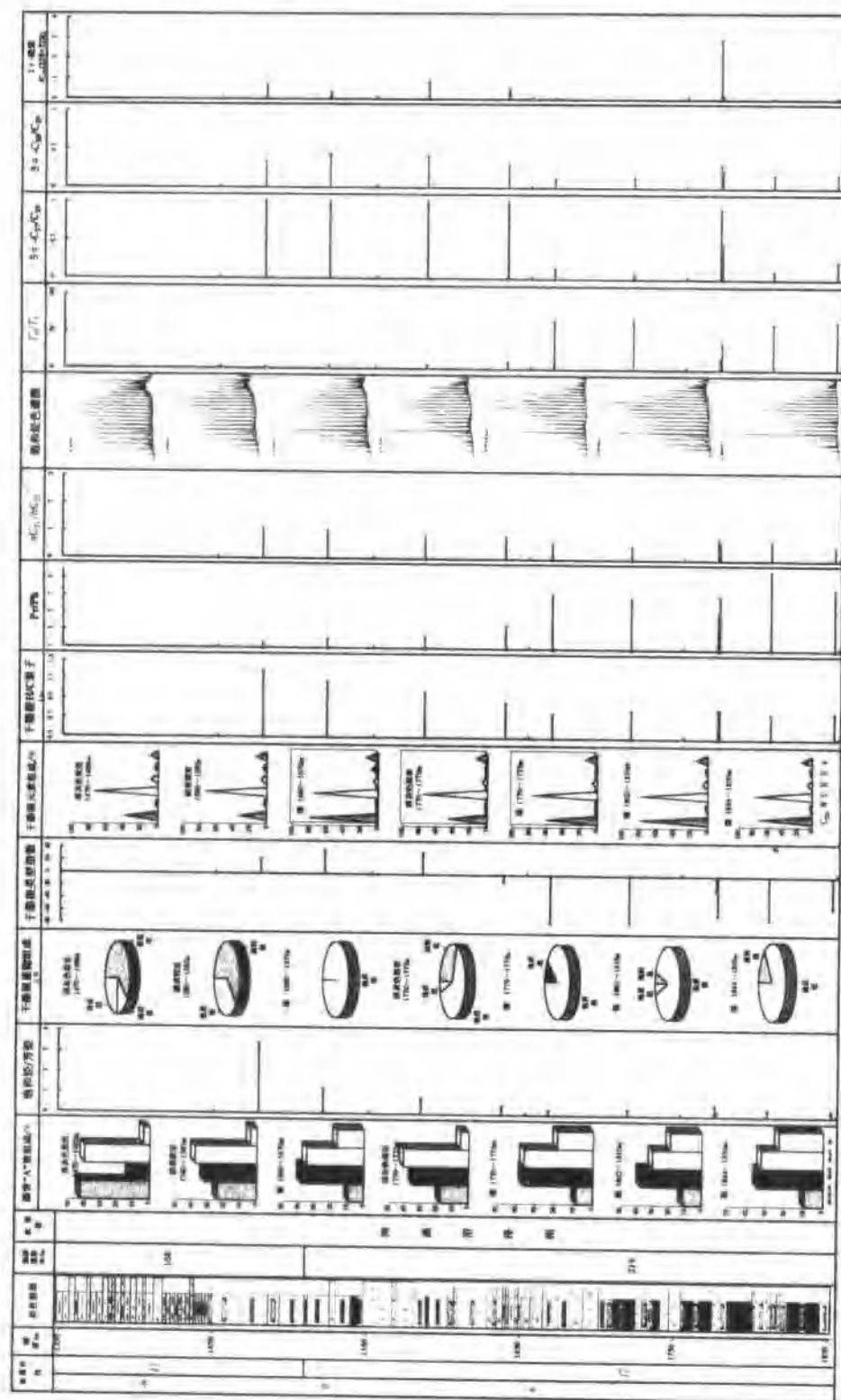


图 4-44 柴北缘鱼 33 井侏罗系烃源岩有机质类型综合地球化学剖面

暗色泥岩干酪根显微组分也以腐泥组为主,但含量较页岩、油页岩低,平均占 60%,其次是惰质组,占 25%,镜质组只占 15%,类型指数为 23.75,在干酪根显微组成三角图中点群仍落在腐泥组+壳质组一侧,(图 4-43);热解氢指数高,平均 291mg/g(图 4-42);H/C 原子比较高,为 1.20,O/C 原子比 0.08; $\delta^{13}\text{C}$ 干酪根‰较轻,平均为 -27.7‰;Pr/Ph 较低,为 1.59; $5\alpha\text{-C}_{27}$ 甾烷含量较页岩、油页岩低,但较 $\text{J}_2^{\text{中}}$ 暗色泥岩高,平均 48.41%, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均 1.26;主要为 II_2 型干酪根(图 4-44)。

2. $\text{J}_2^{\text{中}}$ 地层

暗色泥岩干酪根显微组分则以镜质组为主,平均占 65%,其次是腐泥组,占 30%,类型指数为 -23.75,在干酪根显微组成三角图中点群仍落在靠镜质组一侧(图 4-43);但热解氢指数高,平均 424mg/g(图 4-42);H/C 原子比 < 1,平均为 0.81,O/C 原子比较低; $\text{J}_2^{\text{中}}$ 暗色泥岩高,平均为 0.13; $\delta^{13}\text{C}$ 干酪根‰较重,平均为 -23.6‰;Pr/Ph 较高,为 5.13; $5\alpha\text{-C}_{27}$ 甾烷含量较低,平均 41.62%, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均 0.92;为 III 型干酪根(图 4-44)。

碳质泥岩和煤略有不同,煤的干酪根显微组分 92% 以上是镜质组,腐泥组极少,类型指数为 -65.25,在干酪根显微组成三角图中点群仍落在靠镜质组一侧(图 4-43);但热解氢指数低,平均 223mg/g(图 4-42);H/C 原子比和饱/芳比低,Pr/Ph 高, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 小,为 III 型干酪根,而碳质泥岩则以腐泥组为主,含量达 60% 以上,其次是镜质组,含量达 38%,类型指数为 33.5,热解氢指数比煤高,平均 310mg/g;H/C 原子比和饱/芳比较高,Pr/Ph 低, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 大,为 II_2 型干酪根(见表 4-20、图 4-44)。

表 4-20 鱼 33 井侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 %	稳定组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型 指数	H/C 原子比	O/C 原子比	$\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ /‰	饱和烃 /芳烃	Pr/Ph	$5\alpha\text{-C}_{27}$ / $5\alpha\text{-C}_{29}$	有机质 类型
$\text{J}_2^{\text{下}}$	页岩、油页岩	65(1)	0	28(1)	7(1)	37.0(1)	1.08(1)	0.09(1)	-26.2(1)	1.26(1)	2.06(1)	1.69(1)	$\text{II}_1 \sim \text{II}_2$
	暗色泥岩	60(1)	0	15(1)	25(1)	23.75(1)	1.20(1)	0.08(1)	-27.7(1)	3.45(1)	1.59(1)	1.26(1)	
$\text{J}_2^{\text{中}}$	暗色泥岩	30(1)	0	65(1)	5(1)	-23.75(1)	0.81(1)	0.13(1)	-23.6(1)	0.51(1)	5.13(1)	0.92(1)	III_1
	碳质泥岩	62(1)	0	38(1)	0	33.5(1)	0.98(1)	0.11(1)	-25.5(1)	0.75(1)	2.37(1)	1.74(1)	II_2
	煤	3(3)	2.4(5)	92.6(5)	1.0(5)	-65.25(5)	0.78(5)	0.13(5)	-24.4(3)	0.28(5)	8.0(5)	0.20(5)	III_2

(三) 有机质的热演化

1. 热演化特征(图 4-45)

(1) 镜质组反射率($R^0\%$)反映出演化程度不高。从鱼 33 井侏罗系烃源岩有机质的 R^0 分析结果可以看出: R^0 变化在 0.45% 到 0.70% 之间,干酪根腐泥组颜色也多表现为浅黄到黄色为主,仅个别颜色较深。说明烃源岩有机质正处在由未成熟到低成熟阶段。

(2) 岩石最高热解峰温($T_{\text{max}}^\circ\text{C}$)的变化也反映出该井有机质的热演化程度较低。据已有样品分析结果,鱼 33 井侏罗系各类烃源岩的最高热解峰温($T_{\text{max}}^\circ\text{C}$)变化在 415℃ 到

438℃之间(图 4-45),也说明该地区侏罗系烃源岩有机质正处在未成熟到成熟的演化阶段。

(3) 干酪根元素组成的变化与镜质组反射率的变化一致,也说明该地区侏罗系烃源岩有机质的热演程度较低。

(4) 岩石抽提物沥青“A”族组成的热演化。目前,人们已普遍使用岩石中可溶有机质在深埋过程中含量的变化和烃类组成及其结构的变化来研究其演化规律。随着埋藏深度增加,岩石中可溶有机质发生规律性变化:在生油门限之前(即 $R^o < 0.5\% \sim 0.6\%$)即未成熟阶段,沥青“A”转化率(A/TOC) $< 5\%$,烃转化率(HC/TOC) $< 3\%$,且变化幅度小。在生油门限附近,即进入成熟阶段,沥青“A”转化率 $\geq 5\%$,烃转化率也 $\geq 3\%$,且变化幅度大。沥青“A”中烃含量超过 45%,非烃含量降到 50%以下。从鱼 33 井已有样品的分析结果看:沥青“A”转化率变化在 0.83%~4.55%之间,平均 2.18%,烃转化率变化在 0.44%~1.69%之间,平均 1.05%。各种岩类的饱和烃+芳烃的平均含量也只有 45.01%,变化在 37.23%~57.40%之间,其中泥岩和油页岩相对较高,大都在 45%以上,这说明有机质的演化程度正处在低成熟阶段(图 4-45)。

(5) 正构烷烃的热演化参数:OEP 变化在 1.23~1.44 之间、 nC_{21+22}/nC_{28+29} 变化在 1.44~4.49 之间、轻/重比变化在 0.21~0.67 之间、主峰碳分布在 $nC_{231} \sim nC_{25}$ 之间,说明有机质演化程度不高(图 4-45)。

(6) 生物标志物的热演化参数:不同岩性的 $C_{29}20S/20(S+R)$ 比值变化在 8.1%~37.32%之间,藿烷 C_{30}/C_{29} 比值平均变化在 1.27~2.93 之间,反映出该井侏罗系烃源岩有机质的演化程度不高(图 4-45)。

2. 演化阶段划分(图 4-45)

从上述演化特征可以看出,鱼 33 井侏罗系烃源岩有机质的热演化阶段可分为:未成熟和低成熟两个阶段。成熟门限深度在 $1600 \pm 50m$ 。即:

(1) 未成熟阶段:在井深 1600m 以上, $R^o < 0.5\%$, $T_{max}^{\circ}C < 435^{\circ}C$, $22S/22R - C_{31} < 1$; $20S/20(S+R)C_{29} < 20\%$ 。

(2) 成熟门限:在井深 $1600 \pm 50m$ 。

(3) 成熟阶段:在井深 1600m 以下, $R^o > 0.5\%$, $T_{max}^{\circ}C > 435^{\circ}C$, $22S/22R - C_{31} > 1$, $20S/20(S+R)C_{29} > 20\%$ 。

二、鱼卡地区野外地质综合地球化学剖面

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

鱼卡剖面主要出露 J_2^1 和 $J_2^{\text{中}}$ 地层,厚 179~541m,其中发育有暗色泥岩、页岩和油页岩、碳质泥岩及煤四大类可能烃源岩。其中页岩和油页岩 60~226m,占地层厚度的 33.5%~42%,暗色泥岩 9~105m,占地层厚度的 5%~19.4%,碳质泥岩 9~12m,占地层厚度的 1.7%~6.7%,煤 11~12m,占地层厚度的 2%~6.7%。

已有分析结果表明: J_2 页岩和油页岩有机质丰度较高,有机碳平均含量为 3.31%、生

表 4-21 鱼卡剖面侏罗系烃源岩有机质丰度综合数据表

层位	地层厚度	岩类	烃源层		TOC/%	S ₁ + S ₂ /(mg/g)	I _H /(mg/g)	"A"/%	HC/10 ⁻⁶	评价
			厚度	占地层/%						
J ₂	179 ~ 541	页岩、油页岩	60 ~ 226	33.5 ~ 42	3.31(3) 2.20 ~ 5.24	11.14(3) 3.87 ~ 23.16	290(3) 174 ~ 440	0.0127(2) 0.0074 ~ 0.0179	46(2) 16 ~ 76	好烃源岩
		泥岩	9 ~ 105	5 ~ 19.4	1.83(18) 0.35 ~ 7.78	1.71(18) 0.20 ~ 6.02	121(18) 16 ~ 525	0.0866(4) 0.0083 ~ 0.2920	20(4) 0 ~ 69	差—中等烃源岩
		碳质泥岩	9 ~ 12	1.7 ~ 6.7	14.42(2) 11.94 ~ 16.38	12.17(2) 2.53 ~ 21.80	83(2) 21 ~ 146	0.0076(2) 0.0024 ~ 0.0128	19(2) 9 ~ 29	差—中等烃源岩
		煤	11 ~ 12	2 ~ 6.7	61.11(5) 43 ~ 20 ~ 75.7	45.99(5) 9.97 ~ 148.1	70(5) 20 ~ 220	2.5916(3) 0.0528 ~ 7.5000	182(3) 3 ~ 441	差—中等烃源岩

表 4-22 鱼卡剖面侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 /%	壳质组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型指数	H/C 原子比	O/C 原子比	$\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ /‰	Pr/Ph	5 α -C ₂₇ /5 α -C ₂₉	有机质 类型
J ₂	页岩、 油页岩	51(2) 46 ~ 55	0	34(2) 25 ~ 42	16(2) 12 ~ 20	9.38(2) 2.5 ~ 16.25	0.95(2) 0.91 ~ 0.98	0.24(2) 0.21 ~ 0.26		2.22(2) 1.81 ~ 2.62	0.61(2) 0.60 ~ 0.62	II ₂
	暗色泥岩	48(2) 45 ~ 50	0	44(2) 40 ~ 47	9(2) 8 ~ 10	5.88(2) 1.75 ~ 10	0.80(3) 0.69 ~ 0.96	0.26(3) 0.24 ~ 0.30	-26.6(1)	3.26(2) 3.07 ~ 3.44	0.57(2) 0.24 ~ 0.90	II ₂
	碳质泥岩	5(2) 0 ~ 10	25(2) 20 ~ 30	70(2) 60 ~ 80	0	-35(2) -20 ~ -50	0.60(2) 0.58 ~ 0.61	0.32(2) 0.30 ~ 0.33		2.15(2) 1.49 ~ 2.82	0.50(2) 0.19 ~ 0.80	III ₂
	煤	0	5(2) 0 ~ 10	95(2) 90 ~ 100	0	-68.8(2) -62.5 ~ -75	0.64(3) 0.57 ~ 0.70	0.19(3) 0.08 ~ 0.28	-23.8(1)	3.10(2) 2.10 ~ 4.09	0.14(2) 0.10 ~ 0.18	III ₂

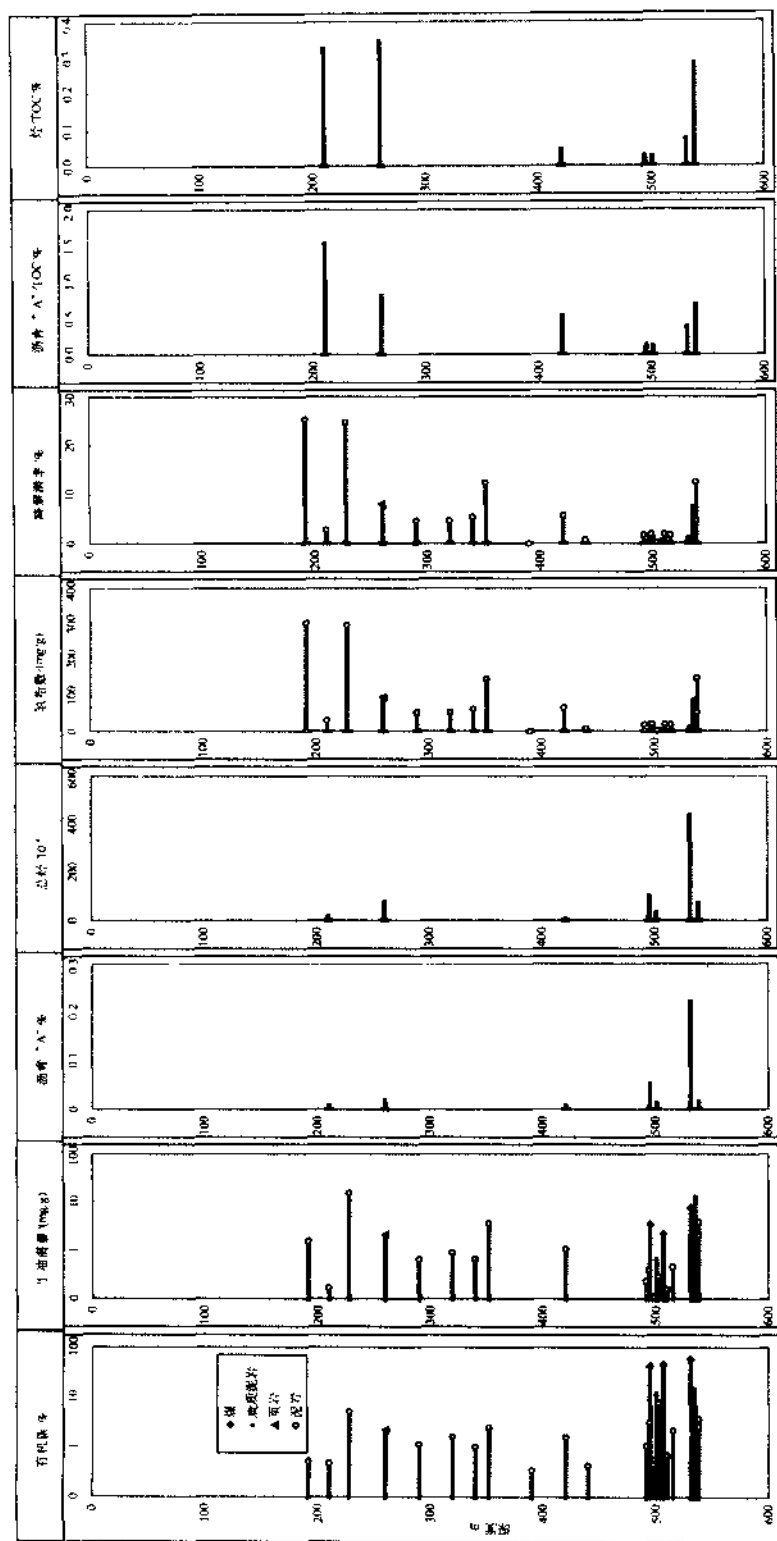


图 4-46 柴北缘鱼卡侬系烃源岩综合有机地球化学剖面图

烃潜量平均为 11.14mg/g、氢指数平均为 290mg/g,氯仿沥青“A”平均为 0.0127%,总烃平均 46×10^{-6} ,为一套中—好烃源岩。其次是暗色泥岩有机质丰度较高,有机碳平均含量为 1.83%、生烃潜量平均为 1.71mg/g、氢指数平均为 121mg/g,氯仿沥青“A”平均为 0.0866%,总烃平均 20×10^{-6} ,属差—中等生油岩。碳质泥岩和煤有机质丰度相对校低,为差—中等烃源层(表 4-21、图 4-46)。

(二) 有机质类型

从现有样品的分析结果看,鱼卡剖面侏罗系页岩和油页岩、暗色泥岩干酪根显微组分以腐泥组为主,平均含量 48% ~ 51%,其次是镜质组,平均含量为 34% ~ 44%,有机质类型指数平均为 5.88 ~ 9.38, H/C 原子比平均为 0.80 ~ 0.95,干酪根碳同位素较轻,平均为 -29.9‰ ,具姥鲛烷和 $5\alpha\text{-C}_{29}$ 优势, Pr/Ph 平均为 2.22 ~ 3.26, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均为 0.57 ~ 0.61,为 II₂ 型干酪根(表 4-22)。煤和碳质泥岩干酪根显微组分则以镜质组为主,平均含量 70% ~ 95%,有机质类型指数平均为 $-35 \sim 68.8$, H/C 原子比低,平均为 0.60 ~ 0.64,干酪根碳同位素较暗色泥岩重,平均 -23.8‰ ,具姥鲛烷和 $5\alpha\text{-C}_{29}$ 优势, Pr/Ph 平均为 2.15 ~ 3.10, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均为 0.14 ~ 0.50,为 III₂ 型干酪根为主(表 4-22、图 4-46)。

(三) 有机质热演化

从现有样品的分析结果看,鱼卡剖面侏罗系烃源岩的岩石最高热解峰温 $T_{\max}$ 变化在 423℃ ~ 486℃之间,暗色泥岩干酪根 R^o 低,变化在 0.44% ~ 1.18%之间,沥青“A”/有机碳变化在 0.18% ~ 21.19%之间,烃/有机碳变化在 0.02% ~ 9.33%之间, $20S/20(S+R)-C_{29}$ 甾烷分布在 5.41 ~ 22.71 之间,表明有机质的热演化程度正处在由未成熟阶段到成熟阶段的演化过程中(图 4-46)。

小 结

(1) 鱼 33 井上侏罗统地层厚 1326m,为一套红层,基本无生烃能力;中侏罗统发育有暗色泥岩、油页岩、页岩、碳质泥岩和煤等岩类。有效烃源岩厚度累计 277m,其中 J_2^f 页岩和油页岩富烃源岩 78m;页岩、油页岩 TOC 平均含量为 6.28%, $S_1 + S_2$ 平均为 30.15mg/g,沥青“A”平均含量为 0.1308%,为一套好—中等烃源岩,并具备了形成未熟—低熟油的条件; J_2^f 暗色泥岩 TOC 平均为 6.16%; $S_1 + S_2$ 平均为 25.95mg/g,也为一套好烃源岩;碳质泥岩和煤则为一套差—中等烃源岩。 J_2^f 页岩、油页岩干酪根显微组分以腐泥组为主, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}}\text{‰}$ 较轻,平均为 -26.2‰ ,为 II₁ ~ II₂ 型干酪根;暗色泥岩干酪根显微组分也以腐泥组为主,但含量较页岩、油页岩低,主要为 II₂ 型干酪根; J_2^f 暗色泥岩干酪根显微组分则以镜质组为主,为 III₁ 型干酪根;碳质泥岩和煤略有不同,为 III 型干酪根,有些碳质泥岩要好一些,为 III₁ ~ II₂ 型干酪根。烃源岩有机质的 R^o 变化在 0.45% 到 0.70% 之间,干酪根腐泥组颜色也多表现为浅黄到黄色为主,说明烃源岩有机质正处在由未成熟到低成熟阶段。

它可以划分为:未成熟阶段并深 1600m 以上, $R^o < 0.5\%$, $T_{\max}^o \text{ } ^\circ\text{C} < 435^\circ\text{C}$, $22\text{S}/22\text{R} - \text{C}_{31} < 1$; $20\text{S}/20(\text{S} + \text{R})\text{C}_{29} < 20\%$; 成熟门限为 $1600 \pm 50\text{m}$; 低成熟阶段 并深 1600m 以下, $R^o > 0.5\%$, $T_{\max}^o \text{ } ^\circ\text{C} > 435^\circ\text{C}$, $22\text{S}/22\text{R} - \text{C}_{31} > 1$, $20\text{S}/20(\text{S} + \text{R})\text{C}_{29} > 20\%$ 。

(2) 鱼卡野外地质剖面页岩和油页岩有机质丰度较高, 有机碳平均含量为 3.31% 、生烃潜量平均为 11.14mg/g , 为一套中—好烃源岩; 暗色泥岩有机碳平均含量为 1.83% , 生烃潜量平均为 1.71mg/g , 与碳质泥岩和煤均属差—中等烃源岩。页岩和油页岩、暗色泥岩干酪根显微组分以腐泥组为主, 平均含量 $48\% \sim 51\%$, 干酪根碳同位素较轻, 平均为 -29.9‰ , 为 II_2 型干酪根; 煤和碳质泥岩干酪根显微组分则以镜质组为主, 干酪根碳同位素较重, 平均 -23.8‰ , 为 III_2 型干酪根。岩石 $T_{\max}^o$ 变化在 $423^\circ\text{C} \sim 486^\circ\text{C}$ 之间, R^o 变化在 $0.44\% \sim 1.18\%$ 之间, 表明有机质的热演化程度处在正处在未成熟—低成熟阶段。

第三节 柴北缘赛什腾地区地面露头侏罗系综合地球化学剖面

一、绿草山野外地质综合地球化学剖面

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

绿草山剖面主要出露 J_2^1 和 J_2^2 地层, 厚 622m, 其中发育有暗色泥岩、页岩和油页岩、碳质泥岩及煤四大类可能烃源岩。在 J_2^1 地层中主要发育页岩和油页岩 66m, 占地层厚度的 30% , 暗色泥岩 30m, 占地层厚度的 13.64% ; 在 J_2^2 地层中发育有暗色泥岩 73m, 占地层厚度的 17.26% , 碳质泥岩 61m, 占地层厚度的 14.42% , 煤 39m, 占地层厚度的 9.22% 。

从表 4-23 的统计结果可以看出: 绿草山地区出露的侏罗系地层中, J_2^1 地层的暗色泥岩和页岩、油页岩较好, 有机碳含量达到 $2.99\% \sim 3.53\%$ 、生烃潜量为 $2.44 \sim 9.77\text{mg/g}$ 、氢指数为 $80 \sim 276\text{mg/g}$, 沥青“A”分别为 0.0983% 和 0.0755% , 总烃分别为 408×10^{-6} 和 242×10^{-6} , 达到中等或中等以上的烃源岩标准。 J_2^2 地层中暗色泥岩的有机质丰度相对较差, 有机碳平均含量虽然达到 2.82% , 但生烃潜量平均确只有 1.28mg/g , 沥青“A”平均含量也只有 0.0217% , 总烃含量平均也只有 103×10^{-6} , 可能是地表风化造成的, 只达到差—中等烃源岩的水平, 煤和碳质泥岩都差, 仅其中部分样品达到中等烃源岩的水平(表 4-23、图 4-47)。

(二) 有机质类型

从现有样品的分析结果看, 绿草山侏罗系页岩和油页岩、暗色泥岩干酪根显微组分以腐泥组和壳质组为主, 含量在 50% 以上, 有机质类型指数平均为 $-16.44 \sim -19.0$, H/C 原子比为 0.85 , 干酪根碳同位素较煤轻, 平均 -24.4‰ , 具姥鲛烷和 $5\alpha\text{-C}_{29}$ 优势, Pr/Ph 平均为 $2.27 \sim 4.69$, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均为 $0.09 \sim 0.39$, 以 $\text{III}_1 \sim \text{II}_2$ 型干酪根为主。煤和碳质泥岩干酪根显微组分则以镜质组为主, 含量在 95% 以上, 有机质类型指数平均 < -31.25 , H/C 原子比为 0.73 , 干酪根碳同位素较暗色泥岩重, 平均 -23.8‰ , 具姥鲛烷和 $5\alpha\text{-C}_{29}$ 优势, Pr/Ph

表 4-23 绿草山侏罗系烃源岩有机质丰度统计表

层位	地层厚度 /m	岩性	烃源层		TOC/%	S ₁ + S ₂ /(mg/g)	I _N /(mg/g)	“A”/%	HC/×10 ⁻⁶	评价
			厚度/m	占地层/%						
J ₂ ^上	220	暗色泥岩	66	30	3.53(1)	9.77(1)	276(1)	0.0983(1)	408(1)	中—好
		页岩、油页岩	30	13.64	2.99(1)	2.44(1)	80(1)	0.0755(1)	242(1)	
J ₂ ^中	423	煤	39	9.22	57.21(5)	101.23(5)	178(453)	1.3157(4)	5202(4)	差—中等
					46.12 ~ 68.43	28.23 ~ 180.45	49 ~ 348	0.642 ~ 1.7247	2280 ~ 5612	
		暗色泥岩	73	17.26	2.82(13)	1.29(13)	34(7)	0.0217(3)	103(3)	差—中等
					1.02 ~ 5.50	0.19 ~ 4.37	15 ~ 77	0.0126 ~ 0.0364	48 ~ 138	
		碳质泥岩	61	14.42	14.52(6)	20.27(6)	142(6)	0.1030(2)	297(2)	差—中等
					8.03 ~ 22.92	6.26 ~ 39.63	63 ~ 275	0.0562 ~ 0.1498	140 ~ 454	

表 4-24 绿草山侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 /%	壳质组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型指数	H/C 原子比	O/C 原子比	$\delta^{13}C_{org}$ ‰	Pr/Ph	5 α -C ₂₇ / 5 α -C ₂₈	有机质 类型
J ₂ ^上	页岩、油页岩	10.0(1)	40.0(1)	50.0(1)		-7.50(1)				4.69(1)	0.39(1)	Ⅲ ₁ ~
	暗色泥岩	38.50(1)	16.50(1)	36.0(1)	9.0(1)	19.0(1)				2.27(1)	0.08(2)	Ⅱ ₂
J ₂ ^中	暗色泥岩	30.30(2)	12.98(2)	54.8(2)	2.0(2)	-16.44(2)	0.85(5)	0.30(5)	-24.4(5)	3.48(2)	0.51(2)	Ⅲ ₁
	碳质泥岩			65.0(1)	35.0(1)	-31.25(1)				5.17(1)	0.05(1)	Ⅲ ₂
	煤			85.0(1)	15.0(1)	-56.25(1)	0.73(3)	0.12(3)	-23.8(3)	3.43(1)	0.25(1)	

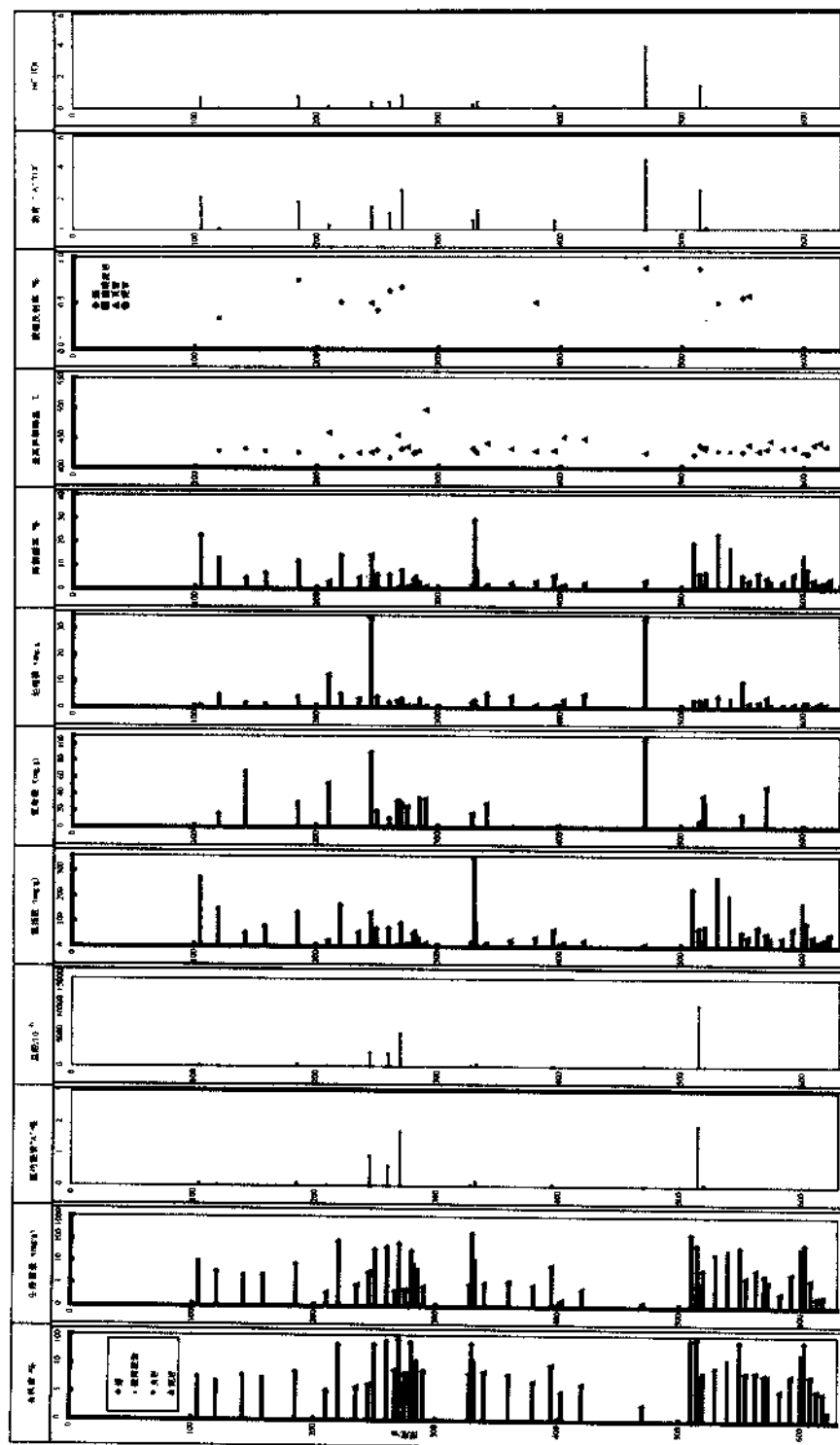


图 4-47 柴北缘绿草山侏罗系剖面烃源岩综合有机地球化学剖面图

平均为 3.43~5.17, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均为 0.05~0.51, 为Ⅲ₂ 型干酪根为主(表 4-24、图 4-47)。

(三) 有机质热演化

从现有样品的分析结果看, 绿草山侏罗系烃源岩的岩石最高热解峰温 $T_{\max}$ (°C) 变化在 418~497°C 之间, 暗色泥岩干酪根 R^o 低, 变化在 0.32%~0.88% 之间, 沥青“A”/有机碳变化在 0.13%~4.44% 之间, 平均为 1.38%, 烃/有机碳分布在 0.03%~3.84% 之间, 平均 0.79%, 表明有机质的热演化程度不高, 进入成熟阶段不久, 大部分处在低成熟阶段(图 4-47)。

二、路乐河野外地质综合地球化学剖面

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

路乐河剖面主要出露 J_1^+ 到 J_2^+ 地层, 厚度较鱼卡剖面薄, 只有 220m, 其中发育有暗色泥岩、页岩、碳质泥岩及煤四大类可能烃源岩。其中页岩 22m, 占地层厚度的 10%, 暗色泥岩 41m, 占地层厚度的 18.64%, 碳质泥岩 19m, 占地层厚度的 8.7%, 煤 37m, 占地层厚度的 16.8%(表 4-25)。

已有分析结果表明: J_2 页岩的有机质丰度较高, 有机碳平均含量为 7.19%、生烃潜量平均为 2.32mg/g, 热解氢指数低, 平均只有 31mg/g, 氯仿沥青“A”平均为 0.0418%, 总烃平均 50×10^{-6} , 可能与风化作用有关, 应为一套中等—好烃源岩(图 4-48)。其次是暗色泥岩, 有机碳平均含量为 1.20%, 生烃潜量低, 平均只有 0.18mg/g, 热解氢指数平均为 21mg/g, 氯仿沥青“A”低, 平均为 0.0026%, 总烃平均只有 5×10^{-6} , 为一套差—中等烃源岩。其余的碳质泥岩和煤有机质丰度低, 也为差—中等烃源岩, 基本无生油能力(表 4-25、图 4-48)。

(二) 有机质类型

从现有样品的分析结果看, 路乐河剖面各类烃源岩的干酪根显微组分均以镜质组为主, 平均含量 45%~98% 之间, 其次是壳质组和腐泥组, 有机质类型指数平均为 71.50~1.25, H/C 原子比平均为 0.63~0.80, 略具姥鲛烷优势和 $5\alpha\text{-C}_{29}$ 优势, Pr/Ph 平均为 1.33~1.95, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均为 0.09~0.42, 主要为Ⅲ₂ 型干酪根, 只是在页岩中有部分为Ⅱ₂ 型干酪根(表 4-26、图 4-48)。

(三) 有机质热演化

从现有样品的分析结果看, 路乐河剖面侏罗系烃源岩的岩石最高热解峰温 $T_{\max}$ 变化在 420~456°C 之间, 暗色泥岩干酪根 R^o 低, 变化在 0.52%~0.58%, 沥青“A”/有机碳低变化在 0.20%~0.58% 之间, 烃/有机碳低变化在 0.04%~0.10% 之间, $20S/20(S+R)\text{-C}_{29}$ 甾烷

表 4-25 路乐河剖面侏罗系烃源岩有机质丰度综合数据表

层位	地层厚度 /m	岩类	烃源层		TOC/%	$S_1 + S_2/(mg/g)$	$I_H/(mg/g)$	“A”/%	HC10 ⁶	评价
			厚度/m	占地层/%						
J ₂	220	页岩	22	10.00	7.19(1)	2.32(1)	31(1)	0.0418(1)	50(1)	中—好烃源岩
		暗色泥岩	41	18.64	1.20(2) 0.38~4.27	0.18(7) 0.03~0.33	21(7) 5~50	0.0026(1)	5(1)	差—中等烃源岩
		碳质泥岩	19	8.60	14.17(5) 9.43~17.84	2.84(5) 0.23~5.84	19(5) 2~32	0.0463(2) 0.0269~0.0656	120(2) 71~169	差—中等烃源岩
		煤	37	16.80	41.82(3) 36.33~50.12	5.23(3) 3.59~7.87	11(3) 9~15	0.2527(1)	514(1)	差—中等烃源岩

表 4-26 路乐河剖面侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 /%	壳质组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型指数	H/C 原子比	O/C 原子比	Pr/Ph	$5\alpha-C_{27}$ / $5\alpha-C_{27}$	有机质 类型
J ₂	页岩	15(1)	40(1)	45(1)	0	1.25(1)	0.80(1)	0.46(1)		0.13(1)	Ⅱ ₂
	暗色泥岩	20(1)	30(1)	50(1)	0	-2.5(1)	0.69(1)	0.29(1)		0.42(1)	Ⅲ ₁
	碳质泥岩	15(2) 15~15	12.5(2) 0~25	72.5(2) 60~85	0	-33.13(2) -17.2~-48.75	0.72(2) 0.63~0.81	0.35(2) 0.29~0.41	1.95(2) 1.75~2.14	0.13(2) 0.12~0.13	Ⅲ
	煤	2(1)	0	98(1)	0	-71.5(1)	0.63(1)	0.31(1)	1.33(1)	0.09(1)	Ⅲ ₂

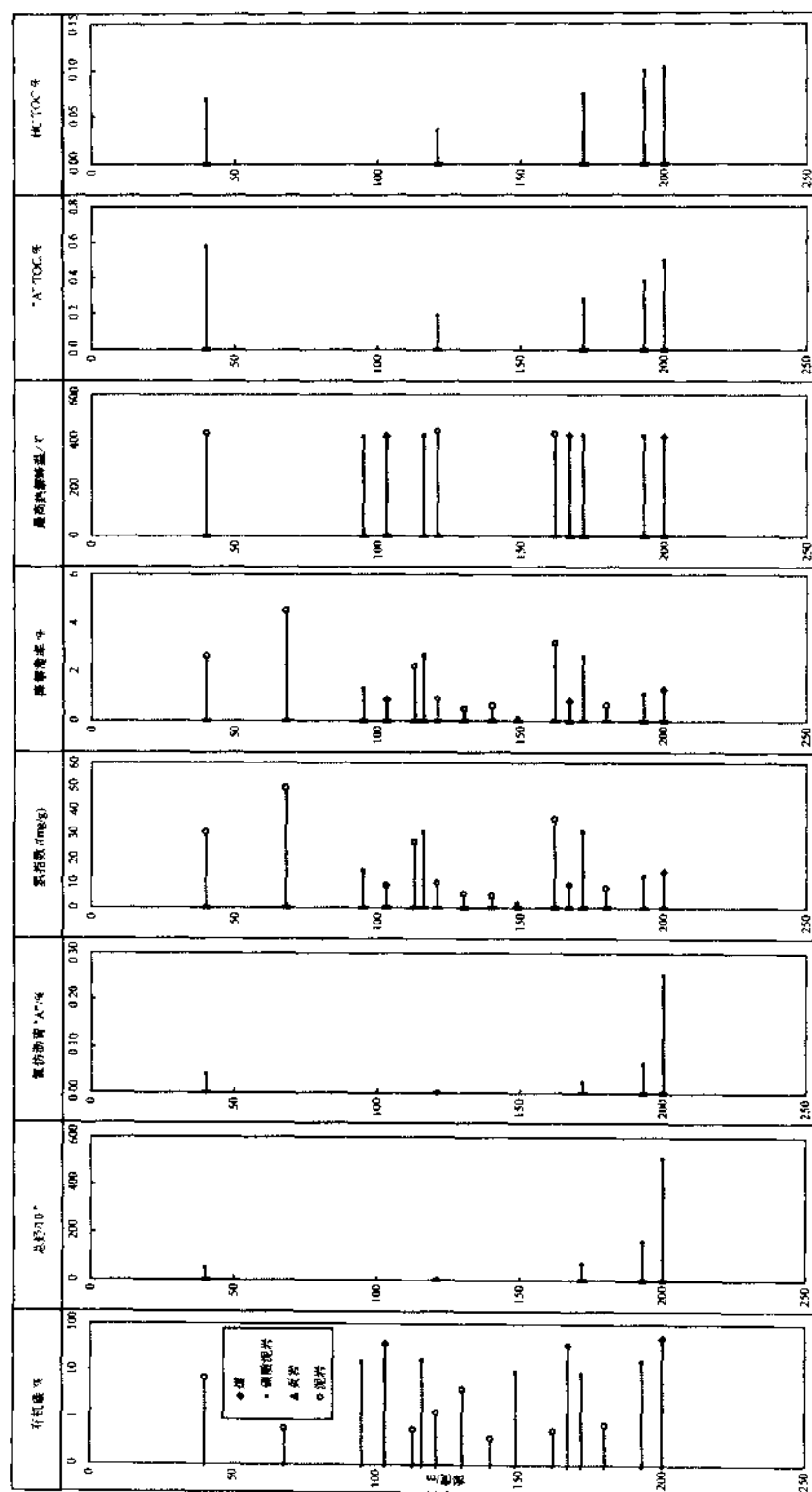


图 4-48 柴北缘路乐河体系烃源岩有机地球化学剖面图

表 4-27 圆顶山剖面侏罗系烃源岩有机质丰度综合数据表

层位	地层厚度/m	岩类	烃源层		TOC/%	S ₁ + S ₂ (mg/g)	I _H (mg/g)	"A"/%	HC /10 ⁻⁶	评价
			厚度/m	占地层/%						
J ₂	250	页岩	94	37.60	2.31(4) 1.59 ~ 3.41	5.35(4) 2.19 ~ 10.05	261(4) 101 ~ 630	0.0340(2) 0.0178 ~ 0.0744	160(2) 58 ~ 262	中—好 烃源岩
		暗色泥岩	35	14.00	2.33(7) 0.31 ~ 6.21	2.33(7) 0.09 ~ 13.08	62(7) 7 ~ 297			差—中等 烃源岩
		碳质泥岩	48	19.20	13.58(1)	26.27(1)	190(1)	0.0340(1)	86(1)	差—中等 烃源岩
		煤	13	5.20	65.47(2) 63.57 ~ 67.36	112.05(2) 94.91 ~ 129.18	170(2) 139 ~ 201			差—中等 烃源岩

表 4-28 圆顶山剖面侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 /%	壳质组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型指数	H/C 原子比	O/C 原子比	Pr/Ph	5α-C ₂₇ /5α-C ₂₉	有机质 类型
J ₂	页岩	44(2) 30 ~ 58	0	27.5(2) 25 ~ 30	13.5(2) 12 ~ 15	25.0(2) 23.5 ~ 26.5	1.04(2) 0.90 ~ 1.18	0.27(2) 0.23 ~ 0.31	0.77(2) 0.62 ~ 0.92	1.84(2) 0.68 ~ 3.00	II ₂
	暗色泥岩	10(1)	20(1)	68(1)	2(1)	-33.0(1)	0.83(1)	0.36(1)	1.68(1)	0.19(1)	III ₁

分布在 6.41% ~ 19.78% 之间,表明有机质的热演化程度正处在低成熟阶段(图 4-48)。

三、圆顶山综合地球化学剖面

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

圆顶山剖面主要出露 $J_2^{\text{中}}$ 到 $J_2^{\text{上}}$ 地层,厚度较鱼卡剖面薄,略厚于路乐河剖面,厚 250m,其中发育有暗色泥岩、页岩、碳质泥岩及煤四大类可能烃源岩。页岩 94m,占地层厚度的 30.6%,暗色泥岩 35m,占地层厚度的 14%,碳质泥岩 48m,占地层厚度的 19.2%,煤 13m,占地层厚度的 5.2%(表 4-27)。同路乐河剖面一样, J_2 页岩的有机质丰度较高,有机碳平均含量为 2.31%、生烃潜量平均为 5.35mg/g、氢指数平均 261mg/g、氯仿沥青“A”平均为 0.0340%,总烃平均 160×10^{-6} ,为一套中等—好烃源岩。其次是暗色泥岩,有机碳平均含量为 2.33%、生烃潜量低,平均 2.33mg/g、氢指数低,平均为 62mg/g,为一套差—中等烃源岩。其余的碳质泥岩和煤有机质丰度也相对较低,为差—中等烃源岩,基本无生油能力(表 4-27、图 4-49)。

(二) 有机质类型

从现有样品的分析结果看,圆顶山剖面侏罗系页岩烃源岩的干酪根显微组分均以腐泥组为主,平均含量 44% 之间,其次是镜质组,平均含量 27.5%,类型指数平均为 25.0, H/C 原子比较高,平均 1.04,具植烷优势和 $5\alpha\text{-C}_{27}$ 优势, Pr/Ph 偏低,平均只有 0.77,可能是风化或轻组分损失严重的缘故,数据仅供参考, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均 1.84,为 II_2 型干酪根。而暗色泥岩则以镜质组为主,类型指数平均为 -33.0, H/C 原子比较低,平均 0.83,具姥鲨烷优势和 $5\alpha\text{-C}_{29}$ 优势, Pr/Ph 平均为 1.68, $5\alpha\text{-C}_{27}/5\alpha\text{-C}_{29}$ 平均 0.19。主要为 III_1 型干酪根,只是在页岩中有部分为 II_2 型干酪根(表 4-28、图 4-49)。

(三) 有机质热演化

从现有样品的分析结果看,圆顶山剖面侏罗系烃源岩的岩石最高热解峰温 T_{max} 变化在 420 ~ 442℃ 之间,暗色泥岩干酪根 R^o 低,变化在 0.48% ~ 0.51%,沥青“A”/有机碳低变化在 0.58% ~ 2.62% 之间,烃/有机碳低变化在 0.14% ~ 1.65% 之间, $20\text{S}/20(\text{S} + \text{R}) - \text{C}_{29}$ 甾烷变化在 3.40% ~ 17.26% 之间,表明有机质的热演化程度正处在低成熟阶段(图 4-49)。

四、结绿素综合地球化学剖面

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

结绿素剖面的 J_2 地层更薄,只有 100 多米,主要发育有泥岩、页岩、碳质泥岩和煤几

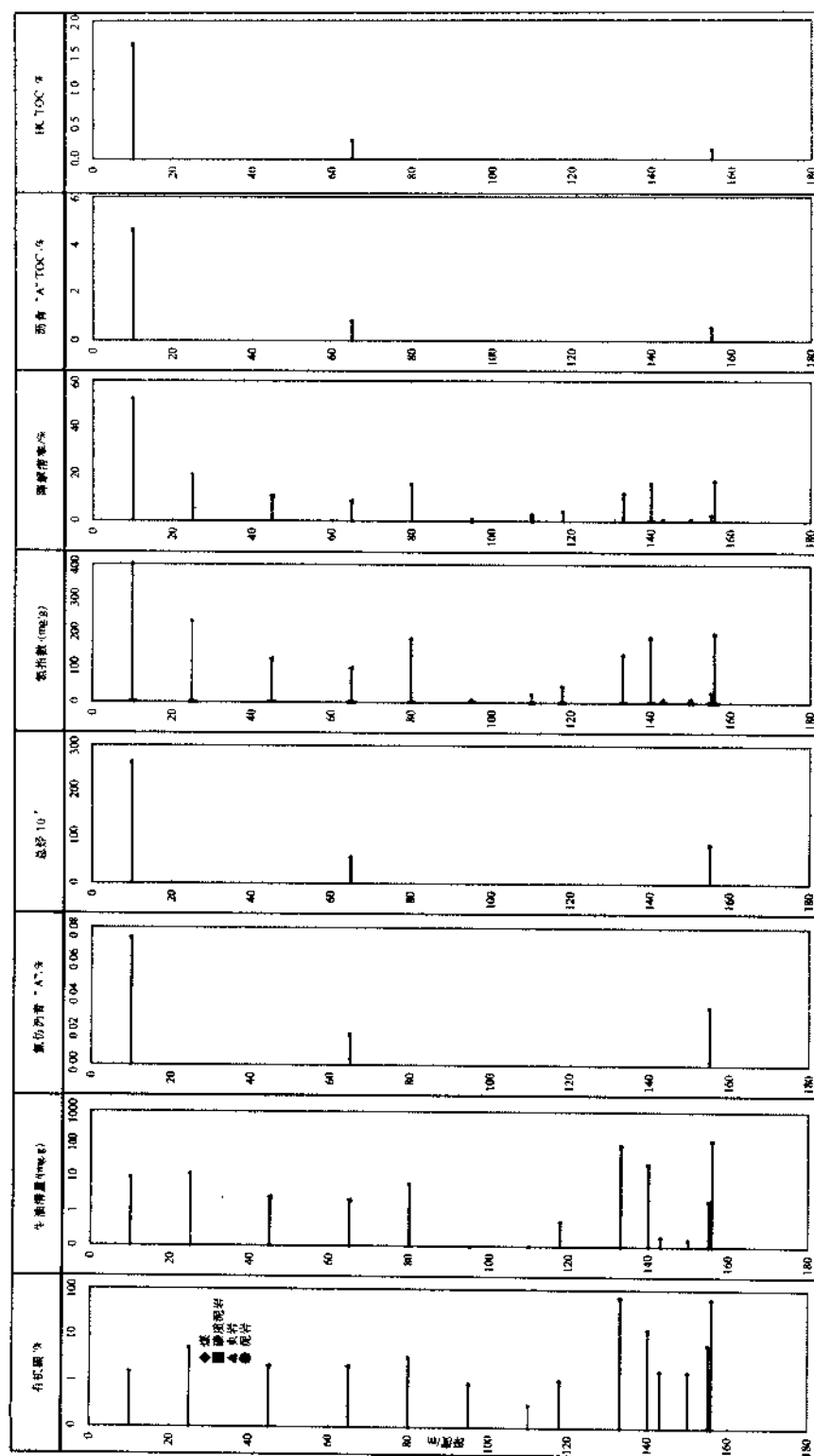


图 4-49 柴北缘顶部山侩罗系烃源岩有机质综合地球化学剖面图

种可能烃源岩,有机丰度统计在表 4-29 中。

从统计数据可以看出:在结绿素剖面中,除泥岩和页岩的有机碳平均含量分别为 1.86%和3.37%、生烃潜量平均含量分别为 2.88mg/g 和 4.62mg/g、氢指数分别为 79mg/g 和 135mg/g,氯仿沥青“A”分别为 0.0165% 和 0.0637%,达到中等的生油岩标准外,其余煤和碳质泥岩为差—中等烃源岩(图 4-50)。

表 4-29 结绿素剖面侏罗系烃源岩有机质丰度综合数据表

层位	岩类	TOC /%	$S_1 + S_2 / (mg/g)$	$I_H / (mg/g)$	"A" /%	HC / 10^{-6}	评价
J ₂	页岩	3.37(1)	4.62(1)	135(1)	0.0637(1)	124(1)	中等烃源岩
	泥岩	1.86(6) 0.67 ~ 4.81	2.88(6) 0.14 ~ 15.01	79(6) 16 ~ 309	0.0165(1)	33(1)	差—中等 烃源岩
	碳质 泥岩	24.32(3) 18.78 ~ 31.70	11.66(3) 5.56 ~ 19.38	48(3) 28 ~ 85			差—中等 烃源岩
	煤	41.40(3) 36.10 ~ 46.91	14.04(3) 6.78 ~ 24.20	32(3) 16 ~ 51	0.8540(1)	899(1)	差—中等 烃源岩

(二) 有机质类型

结绿素剖面侏罗系各类烃源岩的干酪根显微组分均以镜质组为主,平均含量 45% ~ 98%之间,其次是壳质组和腐泥组,有机质类型指数平均为 -71.50 ~ 1.25, H/C 原子比平均为 0.63 ~ 0.80,略具姥鲛烷优势和 5 α -C₂₉优势, Pr/Ph 平均为 1.33 ~ 1.95, 5 α -C₂₇/5 α -C₂₉ 平均为 0.09 ~ 0.42,煤及碳质泥岩主要为 III₂ 型干酪根,页岩有部分为 II₂ 型干酪根(表 4-30、图 4-50)。

表 4-30 结绿素剖面侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 /%	壳质组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型 指数	H/C 原子比	O/C 原子比	Pr/Ph	5 α -C ₂₇ /5 α -C ₂₉	有机质 类型
J ₂	页岩	50(1)		29(1)	21(1)	7.25(1)	0.80(1)	0.46(1)		0.13(1)	II ₂
	暗色泥岩	56(1)		36(1)	8(1)	21.0(1)	0.69(1)	0.29(1)		0.42(1)	II ₂
	碳质泥岩										
	煤			100(1)		-75.0(1)	0.63(1)	0.31(1)	1.33(1)	0.09(1)	III ₂

(三) 有机质热演化

从现有样品的分析结果看,结绿素剖面侏罗系烃源岩的岩石最高热解峰温 T_{max} 变化在 419 ~ 431℃之间,暗色泥岩干酪根 R%低,变化在 0.63%左右,最高可达 1.40%,可能是测定的是半丝半镜质体或断裂带揉搓(挤压生烃)的影响,沥青“A”/有机碳低,变化在 0.51% ~ 1.73%之间,烃/有机碳低变化在 0.09% ~ 0.50%之间,表明有机质的演化过程已进入成熟阶段(图 4-50)。

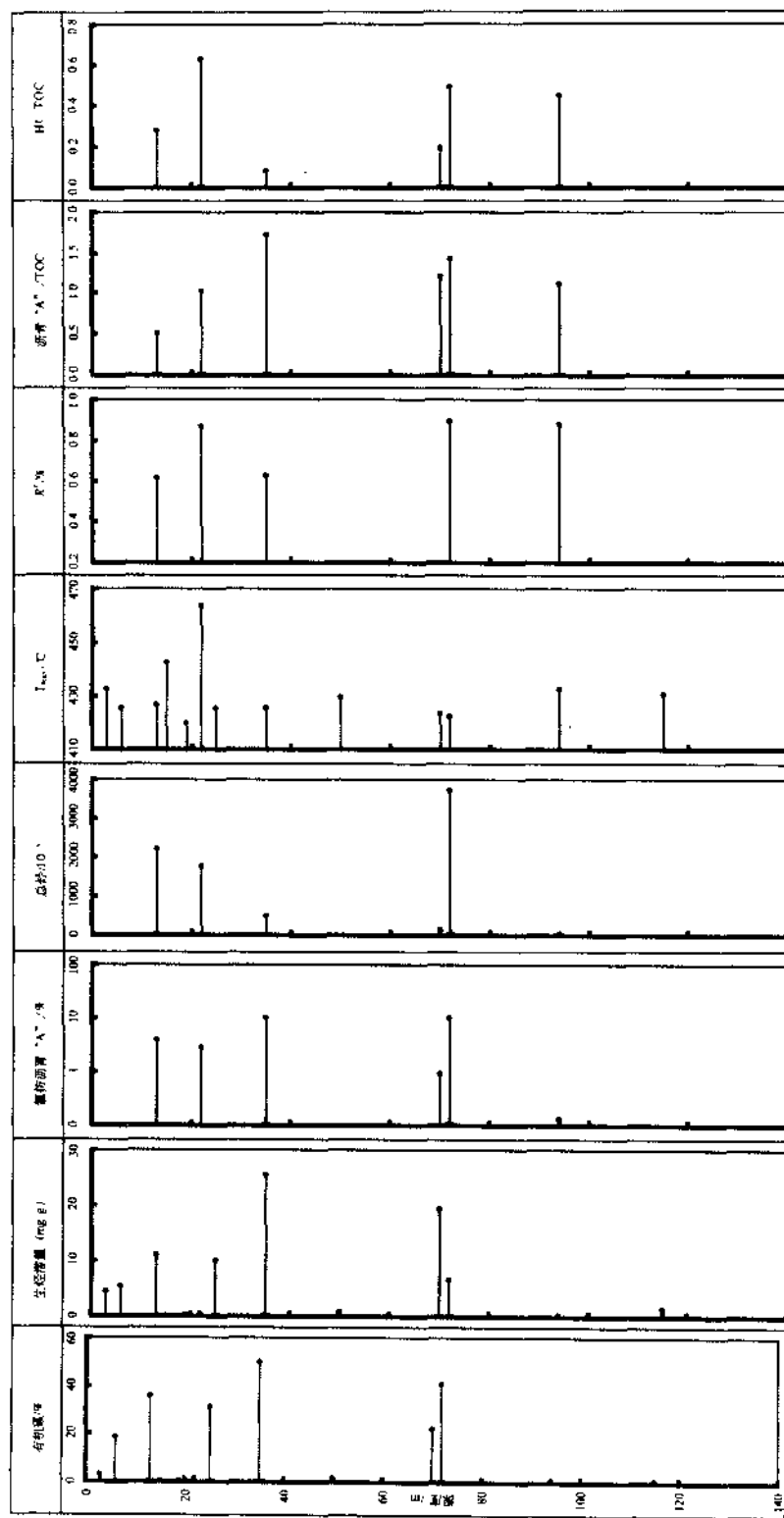


图 4-50 结绿素侏罗系烃源岩有机地球化学剖面图

小 结

(1) 绿草山剖面 J_2^f 地层中的页岩和油页岩 66m, 暗色泥岩、页岩和油页岩 TOC 达到 2.99% ~ 3.53%, $S_1 + S_2$ 为 2.44 ~ 9.77mg/g, 为中等—好烃源岩。 J_2^f 的暗色泥岩 TOC 平均 2.82%, $S_1 + S_2$ 平均只有 1.28mg/g, 与煤和碳质泥岩均为差—中等烃源岩。页岩和油页岩、暗色泥岩干酪根显微组分以腐泥组和壳质组为主, 含量在 50% 以上, 以 $III_1 \sim II_2$ 型干酪根为主。煤和碳质泥岩干酪根显微组分则以镜质组为主, 为 III_2 型干酪根。烃源岩岩石 T_{max} 变化在 418 ~ 497℃ 之间, R^o 变化在 0.32% ~ 0.88% 之间, 表明有机质的热演化程度不高, 多处在低成熟阶段。

(2) 路乐河剖面页岩有机碳平均含量为 7.19%, 生烃潜量平均为 2.32mg/g, 应为一套中等—好烃源岩; 暗色泥岩有机碳平均含量为 1.20%, 生烃潜量平均只有 0.18mg/g, 也与碳质泥岩和煤均为差—中等烃源岩。路乐河剖面各类烃源岩的干酪根显微组分均以镜质组为主, 平均含量 45% ~ 98% 之间, 主要为 III_2 型干酪根, 只有页岩部分为 II_2 型干酪根。烃源岩 T_{max} 变化在 420 ~ 456℃ 之间, R^o 变化在 0.52% ~ 0.58% 正处在低成熟阶段。

(3) 圆顶山剖面页岩 94m, 其有机碳平均含量为 2.31%, 生烃潜量平均为 5.35mg/g, 为一套中等—好烃源岩; 暗色泥岩有机碳平均含量为 2.33%, 生烃潜量平均 2.33mg/g, 也与碳质泥岩和煤相似, 为差—中等烃源岩。页岩干酪根显微组分均以腐泥组为主, H/C 原子比平均 1.04, 为 II_2 型干酪根; 暗色泥岩则以镜质组为主, 主要为 III_1 型干酪根。烃源岩 T_{max} 变化在 420 ~ 442℃ 之间, R^o 变化在 0.48% ~ 0.51%, 正处在低成熟阶段。

(4) 结绿素剖面泥岩和页岩的有机碳含量平均分别为 1.86% 和 3.37%, 生烃潜量平均分别为 2.88mg/g 和 4.62mg/g, 为中等烃源岩; 煤和碳质泥岩为差—中等烃源岩。各类烃源岩干酪根显微组分均以镜质组为主, 平均含量 45% ~ 98% 之间, 煤及碳质泥岩主要为 III_2 型干酪根, 页岩有部分为 II_2 型干酪根。岩石 T_{max} 变化在 419 ~ 431℃ 之间, R^o 变化在 0.63% 左右, 表明有机质的演化过程已进入成熟阶段。

第四节 柴北缘红山断陷侏罗系综合地球化学剖面

一、红山断陷大煤沟侏罗系综合地球化学剖面

(一) 烃源岩发育程度和有机质丰度

大煤沟剖面是柴达木盆地北缘地区侏罗系地层出露最全的剖面, 据北京地质大学所测剖面自 J_1^f 到 J_2^f 地层总厚度 812.65m, 其中: 页岩和油页岩累计厚度 62.03m, 占地层厚度的 7.63%, 主要分布在 J_1^f 和 J_2^f 地层中; 暗色泥岩累计厚度 242.95m, 占地层厚度的 29.90%, 主要分布在 J_1 和 J_2 地层都有分布; 碳质泥岩累计厚度 126.33m, 占地层厚度的 15.55%, 在 J_1 和 J_2^f 地层中; 煤累计厚度 56.56m, 占地层厚度的 9.96%, 主要分布在 J_1^f 和 J_2^f 地层中。

据 81 块泥(页)岩样品分析结果(见表 4-31),暗色泥岩有机碳分布在 0.08% ~ 6.02% 之间,平均 2.25%,其中小于 1.5% 样品 22 个,占分析样品总数的 31.5%,大于 6.0% 的样品只有 1 个,仅占分析样品总数的 1.4%;生油潜量分布在 0.05 ~ 20.21mg/g 之间,平均 2.29mg/g,其中小于 2mg/g 的样品 54 个,占分析样品总数的 77.2%,大于 6.0mg/g 的样品只有 7 个,占分析样品总数的 10%;氢指数分布在 5 ~ 393mg/g 之间,平均 79mg/g,其中小于 100mg/g 的样品 55 个,占分析样品总数的 78.5%,大于 150mg/g 的 12 个,占分析样品总数的 18.1%(图 4-51),可见泥岩中好烃源岩不多。

页岩、油页岩有机碳分布在 3.16% ~ 13.58% 之间,平均 7.71%,全部大于 3%,其中 80% 的样品大于 6%;生油潜量分布在 1.96 ~ 66.42mg/g 之间,平均 24.41mg/g,其中小于 2mg/g 的样品只有 1 个,占分析样品总数的 10%,大于 6.0mg/g 的样品 8 个,占分析样品总数的 80%;氢指数平均 30 ~ 474mg/g 之间,平均 279mg/g,其中小于 100mg/g 的样品也只有 1 个,占分析样品总数的 10%,大于 150mg/g 的 7 个,占分析样品总数的 70%(图 4-51),可见页岩和油页岩中主要是好—富烃源岩。

据 19 块碳质泥岩的分析结果(表 4-31)表明,它们的有机碳分布在 7.16% ~ 26.11% 之间,平均 15.62%,其中小于 10% 样品 4 个,占分析样品总数的 21.05%,大于 18% 的样品 5 个,占分析样品总数的 26.32%;生油潜量分布在 0.69 ~ 30.46mg/g 之间,平均 7.97mg/g,全部小于 35mg/g;氢指数分布在 7 ~ 198mg/g 之间,平均 51mg/g,全部小于 200mg/g(图 4-51),可见碳质泥岩中无好烃源岩存在,多为差—中等烃源岩。

表 4-31 大煤沟侏罗系各类烃源岩有机质丰度统计表

指标	泥岩	页岩	油页岩	碳质泥岩	煤
TOC/%	2.25(70) 0.08 ~ 6.02	7.71(11) 3.16 ~ 13.58	35.53(20) 16.02 ~ 57.70	15.62(19) 7.16 ~ 26.11	50.59(24) 30.05 ~ 66.10
$S_1 + S_2/(mg/g)$	2.29(70) 0.05 ~ 20.21	24.41(11) 1.96 ~ 66.42	171.91(20) 24.11 ~ 491.37	7.97(19) 0.69 ~ 30.46	47.73(24) 4.11 ~ 131.0
$I_H/(mg/g)$	79(70) 5 ~ 395	279(11) 30 ~ 474	463(20) 141 ~ 982	51(19) 7 ~ 198	88(24) 6 ~ 212
"A" /%	0.4117(70) 0.056 ~ 1.780	1.4811(11) 0.0103 ~ 2.524	9.6815(8) 2.524 ~ 24.965	1.0542(19) 0.248 ~ 2.20	4.3723(24) 0.7324 ~ 12.825
HC /10 ⁻⁶	607(70) 34 ~ 1883	1632(11) 11 ~ 2453	12155(8) 2431 ~ 25698	602(19) 226 ~ 1663	9087(24) 1397 ~ 29203
评价	差—中烃源岩	好—中烃源岩	好—富烃源岩	差—中等烃源岩	差—中等烃源岩

煤(24 块)的分析结果(表 4-31)表明:有机碳分布在 30.05% ~ 66.10% 之间,平均 50.59%。生油潜量分布在 4.11 ~ 131.0mg/g 之间,平均 47.73mg/g,全部小于 200mg/g;氢指数分布在 6 ~ 212mg/g 之间,平均 88mg/g,全部小于 275mg/g(图 4-51、图 4-52),可见大煤沟的煤质量很差。

在各层段中, J_2^1 地层中页岩和油页岩样品的有机碳含量全部 > 1.5%,80% 以上的样品,生烃潜量 > 2mg/g,60% 以上的样品,生烃潜量 > 20mg/g,氢指数平均 210mg/g,氯仿沥青"A"平均含量为 0.0145%,为一套好烃源岩;暗色泥岩有 93% 以上的样品,有机碳含量 > 0.75%,85% 以上的样品有机碳含量 > 1.5%,生烃潜量大于 2mg/g 的样品占 60% 以上,其中 > 6mg/g 的样品有 33% 以上,有近 10% 的样品生烃潜量大于 20mg/g,氢指数平均 200mg/g,氯

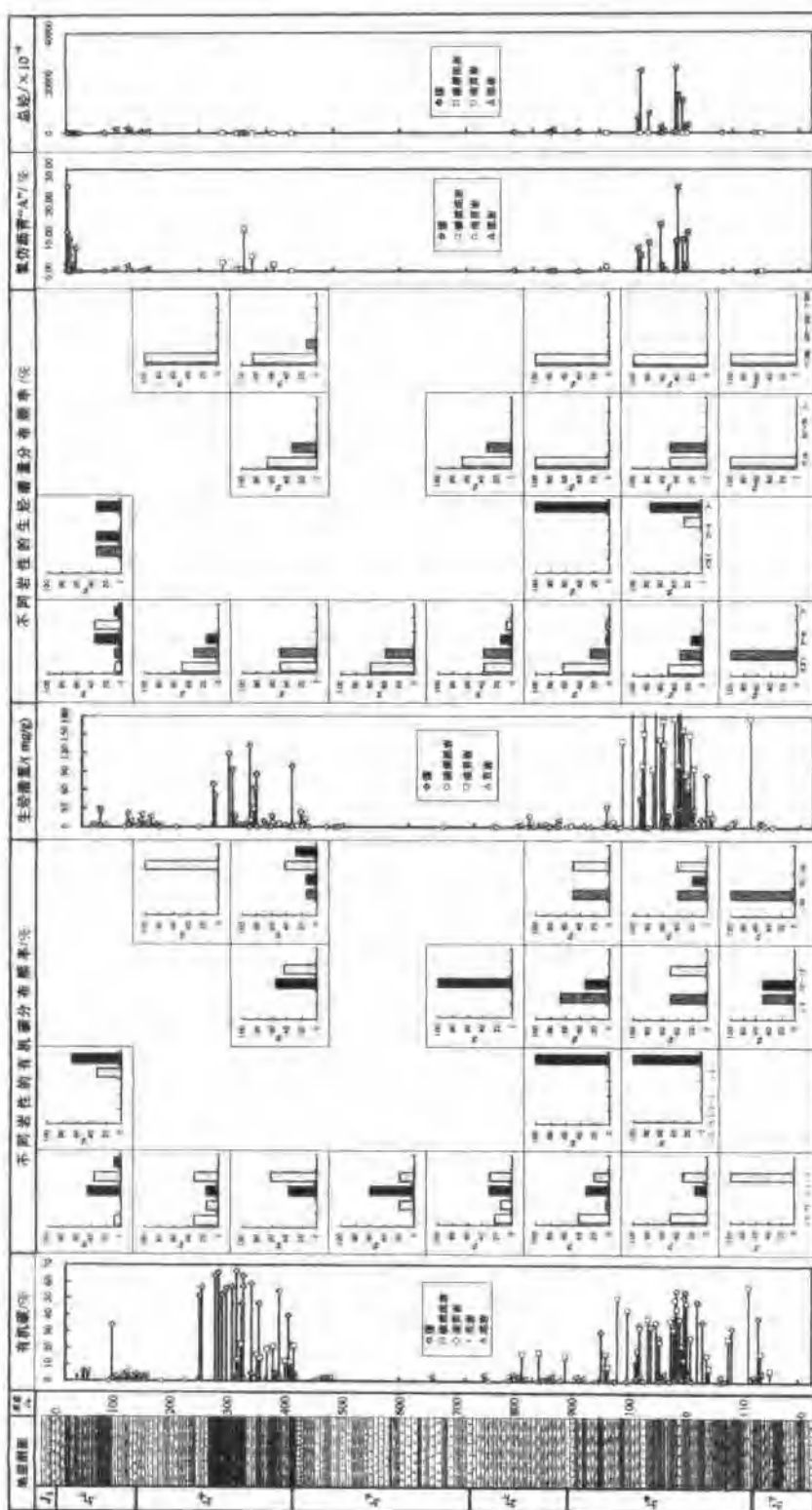


图 4-5] 柴北缘大煤沟侏罗系烃源岩有机质丰度剖面

仿沥青“A”平均含量为 0.8058%,总烃平均含量为 1909×10^{-6} ,为一套中等到好的烃源岩。

$J_2^{\text{中}}$ 地层中 78% 以上的暗色泥岩样品有机碳含量 $> 0.75\%$,但生烃潜量全部 $< 2\text{mg/g}$,其中有 35% 的样品生烃潜量在 $0.5 \sim 2\text{mg/g}$ 之间,氢指数平均只有 36mg/g ,氯仿沥青“A”平均含量为 0.0056%,总烃平均含量只有 34×10^{-6} ,为一套差到中等烃源岩;碳质泥岩有机碳含量全部大于 10%,其中有近 43% 的样品有机碳含量 $> 18\%$,生烃潜量小于 10mg/g 的样品达 70% 以上,氢指数平均只有 44mg/g ,为一套差—中等甚至为非烃源岩;煤 63% 的样品的生烃潜量 $> 60\text{mg/g}$,氢指数平均 95mg/g ,为一套差—中等烃源岩。

$J_2^{\text{下}}$ 地层中暗色泥岩有近 67% 的样品有机碳含量在 $0.75\% \sim 1.5\%$ 之间,但生烃潜量全部小于 2mg/g ,氢指数平均 75mg/g ,为一套差到非烃源岩。

$J_1^{\text{上}}$ 地层中暗色泥岩样品的 70%,有机碳含量 $> 0.75\%$,其中有 43% 的样品有机碳含量 $> 1.5\%$,生烃潜量大于 2mg/g 的样品只占 17%,其中约 50% 的样品 $< 0.5\text{mg/g}$,氢指数平均 62mg/g ,氯仿沥青“A”平均含量为 0.2768%,总烃平均含量为 899×10^{-6} ,为一套中等烃源岩;碳质泥岩有机碳含量全部大于 6%,其中有近 75% 的样品有机碳含量 $> 10\%$,生烃潜量小于 10mg/g 的样品达 75%,氢指数平均只有 52mg/g ,为一套非到差烃源岩。

$J_1^{\text{中}}$ 地层中页岩和油页岩样品的有机碳含量全部 $> 4\%$,有近 95% 的样品有机碳含量全部 $> 6.5\%$,生烃潜量全部 $> 6\text{mg/g}$,近 95% 的样品生烃潜量 $> 20\text{mg/g}$,氢指数平均 437mg/g ,氯仿沥青“A”平均含量为 10.7479%,总烃平均含量为 $22\,895 \times 10^{-6}$,为一套好—极好烃源岩;暗色泥岩样品有机碳含量全部 $> 1.5\%$,其中 80% 的样品 $> 4\%$,但生烃潜量只有 20% 的样品大于 2mg/g ,有 60% 的样品在 $0.5 \sim 2\text{mg/g}$ 之间,氢指数平均只有 28mg/g ,氯仿沥青“A”平均含量为 0.6425%,总烃平均含量为 2042×10^{-6} ,为一套较差—中等烃源岩;碳质泥岩样品有机碳含量全部 $> 6\%$,生烃潜量全部 $< 35\text{mg/g}$,有 75% 的样品 $< 10\text{mg/g}$,氢指数平均 80mg/g ,为一套差—中等烃源岩;煤的生烃潜量平均 $< 42\text{mg/g}$,氢指数平均只有 81mg/g ,基本为一套差—中等甚至非烃源岩。

$J_1^{\text{下}}$ 地层中暗色泥岩样品有机碳含量全部 $< 0.75\%$,生烃潜量全部 $< 2\text{mg/g}$,氢指数平均 35mg/g ,为一套非烃源岩; $J_1^{\text{下}}$ 地层中碳质泥岩样品有机碳含量平均只有 7.16%,生烃潜量平均不到 1mg/g ,氢指数平均只有 8mg/g ,为一套非—差烃源岩(图 4-51、图 4-52、表 4-31)。

各地层的煤和碳质泥岩的有机质丰度也存在一定的差别,主要表现在: $J_2^{\text{中}}$ 地层的碳质泥岩有机碳含量全部 $> 10\%$,其中有 42.86% 的样品有机碳含量 $> 18\%$,而生油潜量则全部 $< 35\text{mg/g}$,其中 71% 的样品 $< 10\text{mg/g}$ 。 $J_1^{\text{下}}$ 地层碳质泥岩的有机碳含量 $> 10\%$ 的有 62.5%,生油潜量 $< 10\text{mg/g}$ 的样品占 75%。 $J_1^{\text{中}}$ 地层碳质泥岩则只有 50% 的样品有机碳含量 $> 10\%$,生油潜量 $< 10\text{mg/g}$ 的样品占 75%。煤几乎都未达到最低烃源岩的评价标准(图 4-51)。

值得注意的是,在该剖面的下部,即 J_1 地层中,分布有近 40m 厚的油页岩,据 20 块油页岩样品的分析结果(表 4-32),它们的有机碳分布在 $16.02\% \sim 57.5\%$ 之间,平均 35.53%;生油潜量分布在 $24.11 \sim 491.37\text{mg/g}$ 之间;氢指数分布在 $141 \sim 982\text{mg/g}$ 之间,8 个样品的氯仿沥青“A”的平均含量为 9.8615% (变化在 $2.5240\% \sim 24.9650\%$ 之间),总烃含量变化在 $(2431 \sim 25\,698) \times 10^{-6}$ 之间,平均 $12\,155 \times 10^{-6}$ 。可见该剖面下部的这一套油

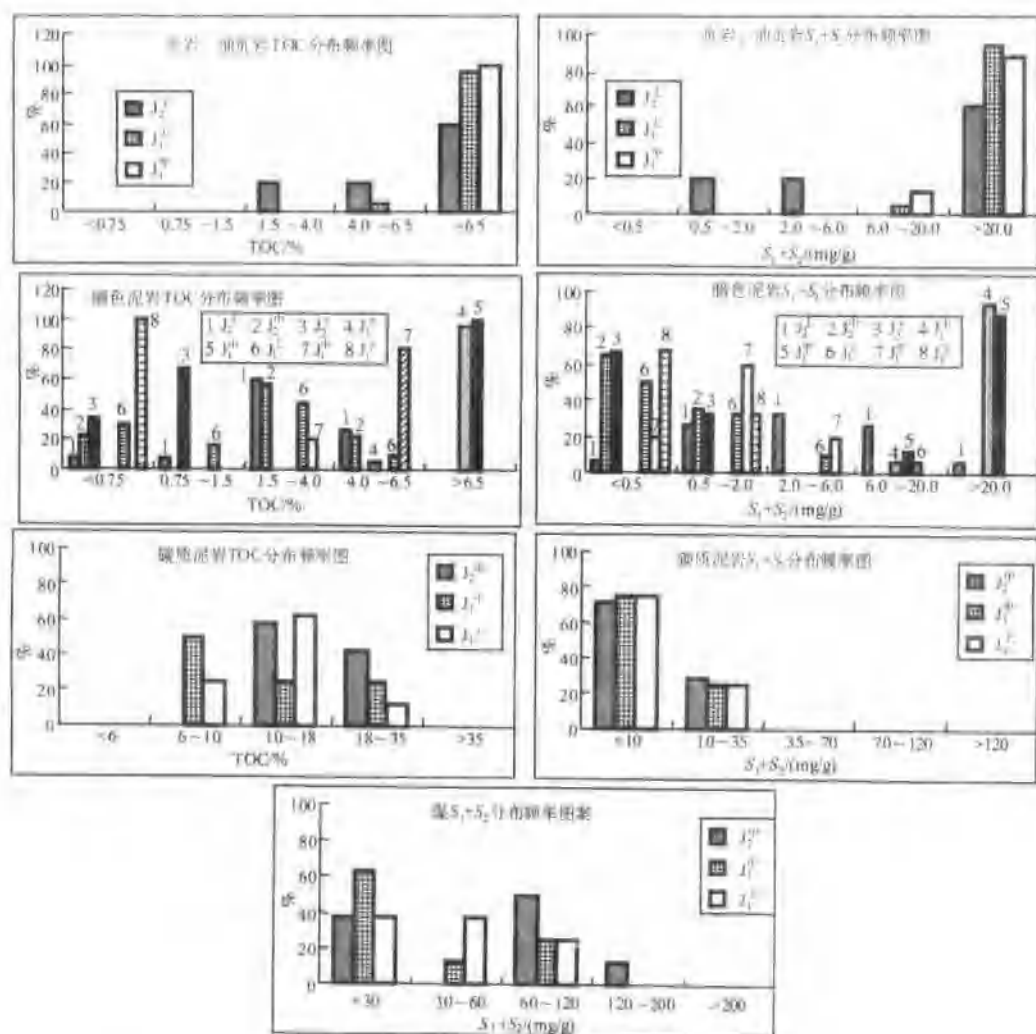


图 4-52 大煤沟侏罗系烃源岩有机质丰度分布频率图

页岩是一套富烃源岩,是大煤沟地区的主要优质烃源岩。在层位分布上,大煤沟剖面这五类岩性中: J_2^p 的油页岩、页岩及 J_1^p 的泥岩为好—富烃源岩,有机碳含量平均最高达到 36.05%,生烃潜量平均最高达到 194.07mg/g,沥青“A”平均最高达到 10.9626%,总烃平均最高达到 15754×10^{-6} 。 J_2^p 的页岩及泥岩为中等—好烃源岩,有机碳含量平均最高达到 5.52%,生烃潜量平均最高达到 11.57mg/g,沥青“A”平均最高达到 0.2473%,总烃平均最高达到 567×10^{-6} 。 J_2^p 、 J_1^p 的泥岩为差—中等烃源岩,有机碳含量平均最高仅为 1.84%,生烃潜量平均最高达到 1.40mg/g,沥青“A”平均最高达到 1.0510%,总烃平均最高达到 843×10^{-6} 。其余层段的煤、碳质泥岩和泥岩均为差—中等烃源岩,也为非生油岩(图 4-51、表 4-32)。从上述结果可以看出,柴北缘侏罗系基本上是一套含煤沉积,其有机质性质与一般湖相有机质有所不同,成烃潜力差异较大。大煤沟地区烃源岩的有机碳含量普遍较

表 4-32 大煤沟侏罗系各层烃源岩有机质丰度综合数据表

层位	地层厚度/m	岩性	烃源层		有机碳/%	生烃潜量 ($\mu\text{mg/g}$)	氢指数 ($\mu\text{mg/g}$)	氯仿沥青“A”/%	总烃/ 10^{-6}	评价
			厚度/m	占地层厚度/%						
J ₂ ¹	58.78	页岩、油页岩	23.92	40.69	21.78(4) 6.14 ~ 57.70	57.52(4) 1.96 ~ 175.3	210(4) 30 ~ 382	0.0145(1)	19(1)	好烃源岩
		暗色泥岩	9.16	15.58	3.08(12) 0.08 ~ 6.02	7.05(12) 0.40 ~ 20.21	200(12) 39 ~ 393	0.8058(5) 0.0718 ~ 1.780	1909(5) 153 ~ 4157	中—好 烃源岩
J ₂ ²	178.62	暗色泥岩	64.40	36.05	2.45(14) 0.12 ~ 4.84	0.50(14) 0.06 ~ 1.53	36(14) 5 ~ 258	0.0056(1)	34(1)	差—中等 烃源岩
		碳质泥岩	59.09	33.08	16.6(7) 11.95 ~ 22.3	8.33(7) 1.17 ~ 30.46	44(7) 7 ~ 132	1.1276(3) 0.3480 ~ 2.20	1410(3) 432 ~ 3363	差—中等 烃源岩
		泥岩	38.96	21.81	52.13(10) 33.8 ~ 66.1	54.07(10) 4.99 ~ 131.0	95(10) 7 ~ 197	4.7704(4) 0.7327 ~ 12.825	15801(4) 1397 ~ 44421	差—中等 烃源岩
		煤	42.18	28.77	0.71(3) 0.40 ~ 0.90	0.63(3) 0.30 ~ 1.21	75(3) 27 ~ 127			非烃源岩
J ₂ ³	196.20	暗色泥岩	68.33	34.83	1.90(33) 0.25 ~ 4.77	1.80(33) 0.05 ~ 18.45	62(33) 7 ~ 378	0.2768(6) 0.1110 ~ 0.6180	899(6) 459 ~ 1796	差—中等 烃源岩
		暗色泥岩	3.16	1.61	15.18(8) 9.11 ~ 21.73	8.14(8) 2.91 ~ 17.42	52(8) 18 ~ 100	1.6400(1)	613(1)	差—中等 烃源岩
		页岩、油页岩	38.11	22.96	27.12(26) 4.47 ~ 50.8	133.56(26) 7.04 ~ 491.37	437(26) 102 ~ 982	10.7479(8) 2.5240 ~ 24.965	22895(8) 6085 ~ 50968	好—富 烃源岩
J ₂ ⁴	166.08	暗色泥岩	28.79	17.34	3.48(5) 1.91 ~ 5.06	1.15(5) 0.33 ~ 3.59	28(5) 13 ~ 84	0.6425(3) 0.0081 ~ 1.9090	2042(3) 11 ~ 6085	差—中等 烃源岩
		碳质泥岩	60.37	36.37	17.36(3) 8.52 ~ 26.11	9.10(3) 4.33 ~ 17.32	80(3) 19 ~ 198	7.0720(1)	15779(1)	差—中等 烃源岩
		泥岩	17.6	10.60	48.45(15) 30.05 ~ 63.50	41.82(15) 4.11 ~ 118.32	81(15) 6 ~ 212	2.7800(1)	2095(1)	差—中等 烃源岩
		煤	30.09	45.32	1.22(4) 0.33 ~ 3.19	0.41(4) 0.10 ~ 0.69	35(4) 17 ~ 81	0.0600(1)	35(1)	差—中等 烃源岩
J ₂ ⁵	66.37	暗色泥岩	3.71	5.59	7.16(1)	0.69(1)	8(1)	0.2480(1)	623(1)	差—中等 烃源岩

高,而生烃潜量则普遍较低。油页岩、煤系泥岩、碳质泥岩和煤组成了三个明显有别的系列。这正是成煤盆地浅湖相、沼泽相和三角洲相沉积烃源层的特征。在整个剖面上,也主要发育有三套烃源层,其中一套以油页岩为主,主要集中分布在下侏罗统(J_1)的中—上段,地层厚度 362.28m,烃源岩主要为一套深灰色、褐黑色油页岩夹深灰、灰黑色泥岩及碳质泥岩夹煤线,厚度约 216.36m,占地层厚度的 53.35%,其中油页岩约 38.11m,占暗色泥岩的 22.96%。第二类为 J_1 的泥岩和页岩,它们在各层段暗色泥岩中最好,有机碳平均达到 3.22%~5.52%,生油潜量达到 7.63~11.57mg/g,沥青“A”平均含量泥岩达到 0.7445%,总烃平均达 1059×10^{-6} ,为一套好烃源岩。其他层段暗色泥岩相对较差,尽管有机碳平均在 1.0%以上,但生烃潜量平均最高也不超过 2.0mg/g。第三类煤及碳质泥岩以 J_1 段较好,有机碳和生烃潜量在各层段煤中最高,其中 14 个煤样平均有机碳达 55.31%,生烃潜量最高达 131mg/g,9 个碳质泥岩样平均有机碳达 16.88%,生烃潜量最高达 30.46mg/g,与其他类型相比为一套差—中等烃源岩(见图 4-51、图 4-52 及表 4-32)。

(二) 烃源岩有机质类型

1. 干酪根显微组分特征

干酪根显微组分分析表明,大煤沟剖面烃源岩的母源物质主要来自陆源高等植物及少量低等水生生物。在透射光下观察干酪根的显微组分,主要由浅黄—黄色,边缘不清晰的絮状无定形组分和凝胶化组分及轮廓清晰的镜质体和惰质体组成,但不同岩类之间,其显微组分存在着一定的差别(图 4-53、图 4-54 及表 4-33)。主要表现为:

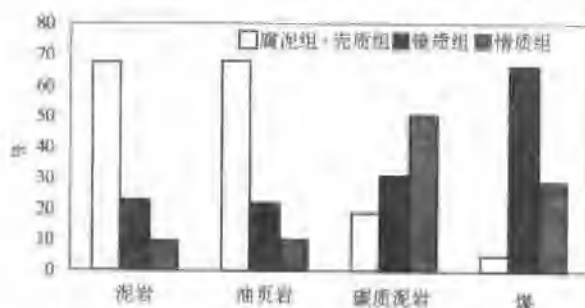


图 4-53 大煤沟侏罗系不同源岩干酪根显微组分对比图

表 4-33 大煤沟侏罗系不同源岩干酪根显微组成统计表

岩类	腐泥组+壳质组/%	镜质组/%	惰质组/%	类型指数
泥岩	67.51(16) 0.0~99.69	22.81(16) 0.1~100	9.69(16) 0.0~43.78	23.84(16) -81.47~74.49
油页岩	67.82(9) 0.0~99.54	21.91(9) 0.28~64.28	10.27(9) 0.17~35.72	24.16(9) -83.93~74.27
碳质泥岩	18.69(5) 3.63~41.25	30.90(5) 10.72~75.65	50.41(5) 20.73~67.61	-59.57(5) -74.74~-24.69
煤	4.86(5) 0.0~7.78	66.14(5) 23.45~100	29.05(5) 0.0~70.91	-74.95(5) -84.27~-63.32

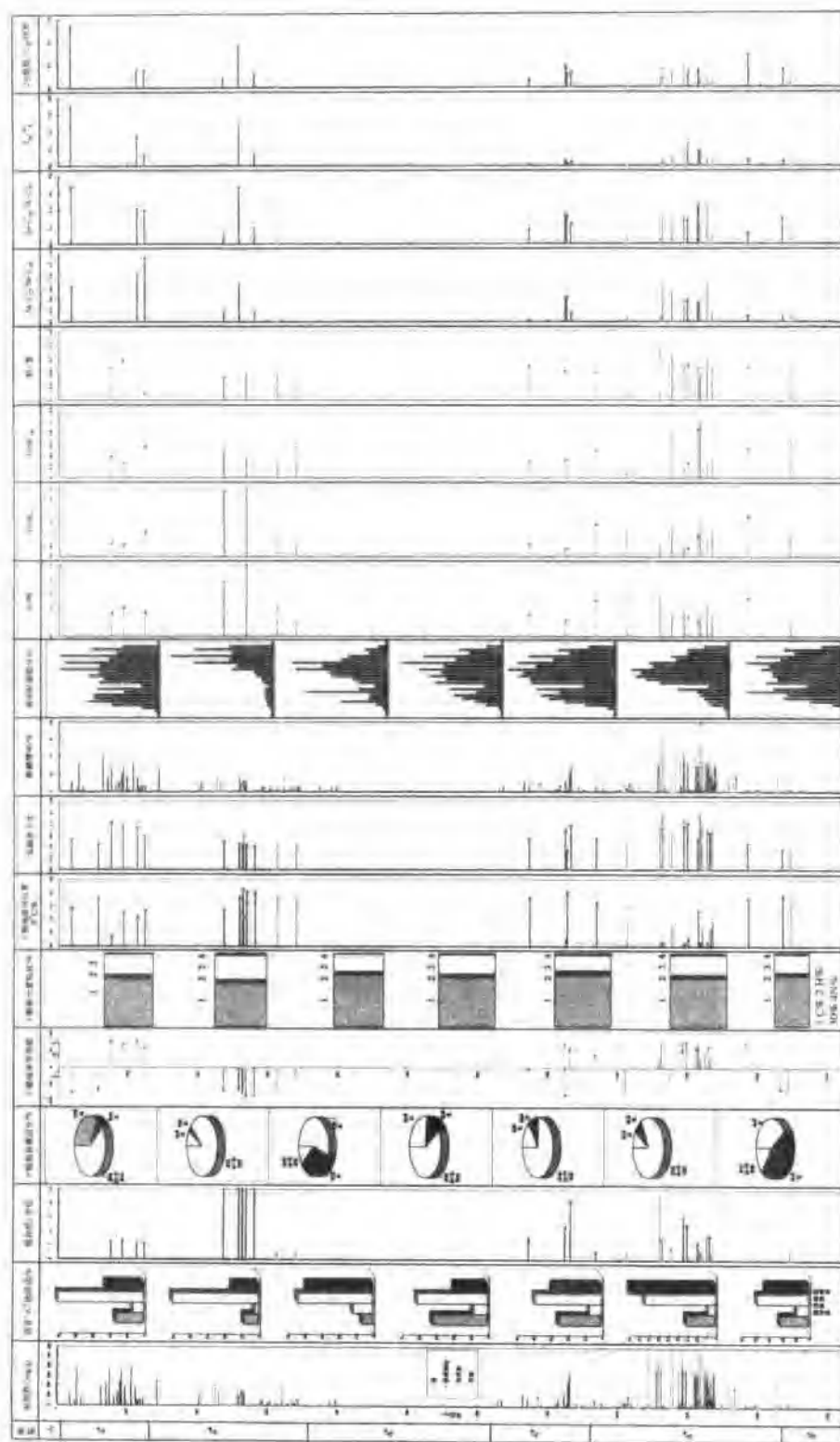


图 4-54 柴达木盆地北缘侏罗系烃源层有机质类型综合地球化学剖面图

(1) 泥岩和油页岩的显微组分组成比较相似,均以腐泥组和壳质组为主,平均含量分别为 67.51% 和 67.82%,其次是镜质组,平均含量分别为 22.8% 和 21.91%,惰质组的平均含量分别为 9.67% 和 10.27%。其类型相对较好,平均类型指数分别为 23.84 和 24.16,均为 II₂ 型。

(2) 煤的显微组分则以镜质组为主,其平均含量为 66.14%,最大到 100%。腐泥组和壳质组含量极低,平均只有 4.86%,最大也只有 7.78%,惰质组平均含量为 29%。类型最差,类型指数平均为 -74.95,全为 III₂ 型干酪根。

(3) 碳质泥岩的显微组分则以惰质组为主,平均含量为 50.41%,其次为镜质组,平均含量 30.9%,腐泥组和壳质组含量平均为 18.69%。类型指数平均为 -59.57,比煤略好,但仍为 III₂ 型。

各个地层中,以 J₂⁺ 和 J₁⁺ 地层的页岩、油页岩和暗色泥岩的有机质的类型较好,腐泥组含量都在 45% 以上,镜质组含量相对较低,H/C 原子比高,平均 > 1,干酪根碳同位素较轻,平均 < -25.5‰,其中 J₁⁺ 地层的页岩、油页岩以 II₂ 型为主,又好于 J₂⁺ 地层的页岩、油页岩(表 4-33)。

2. 干酪根元素组成

干酪根元素是划分有机质类型的主要指标,从表 4-34 所列干酪根元素分析结果可以看出:大煤沟侏罗系各类源岩有机质干酪根的元素组成中,碳平均含量在 64.66% ~ 74% 之间,最高 82.66%;氢含量平均在 3.81% ~ 6.77% 之间,最高 9.53%;氧含量平均在 19.78% ~ 30.11% 之间,最高 35.96%;硫含量平均在 0.21% ~ 6.22% 之间,最高 3.23%。H/C 原子比平均在 0.66 ~ 1.14 之间,最高 1.50;O/C 原子比平均在 0.21 ~ 0.35 之间,最高 0.47。在范氏图上大都分布在 II₂ ~ III 型范围内(图 4-55、图 4-56)。

各种岩性之间,氢含量以油页岩最高,平均 6.77%,其他岩性变化不大(表 4-34)。自上而下变化不大,无规律可寻。这大概是这一地区侏罗系各类烃源岩干酪根元素组成变化的特点。

表 4-34 大煤沟侏罗系各类烃源岩干酪根元素组成及碳同位素统计表

岩类	C/%	H/%	O/%	S/%	H/C 原子比	O/C 原子比	干酪根 $\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$
泥岩	64.66(14)	4.91(14)	28.49(14)	0.60(14)	0.91(14)	0.34(14)	-25.2(14)
	56.58 ~ 69.83	2.82 ~ 7.11	20.77 ~ 35.96	0.0 ~ 1.28	0.50 ~ 1.24	0.22 ~ 0.47	-30.4 ~ -21.8
油页岩	70.78(9)	6.77(9)	19.78(9)	1.22(9)	1.14(9)	0.21(9)	-27.9(9)
	65.56 ~ 78.12	3.63 ~ 9.53	7.71 ~ 29.32	0.0 ~ 3.23	0.65 ~ 1.50	0.07 ~ 0.33	-29.6 ~ -23.3
碳质泥岩	64.78(5)	3.81(5)	30.11(5)	0.39(5)	0.70(5)	0.35(5)	-23.7(5)
	61.53 ~ 69.31	3.03 ~ 5.02	25.48 ~ 33.71	0.0 ~ 0.74	0.58 ~ 0.90	0.28 ~ 0.41	-25.6 ~ -22.7
煤	74.0(5)	4.05(5)	21.15(5)	0.21(5)	0.66(5)	0.22(5)	-22.5(5)
	62.0 ~ 82.66	3.81 ~ 4.56	12.78 ~ 32.01	0.0 ~ 0.52	0.61 ~ 0.74	0.12 ~ 0.39	-24.4 ~ -21.5

注: $\frac{74.0(5)}{62.0 \sim 82.66} = \frac{\text{平均值(样品个数)}}{\text{最小值} \sim \text{最大值}}$

3. 干酪根的碳同位素($\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$)组成特征

干酪根的碳同位素组成与其生源物质的构成和类型有关,它取决于生物先质的同位

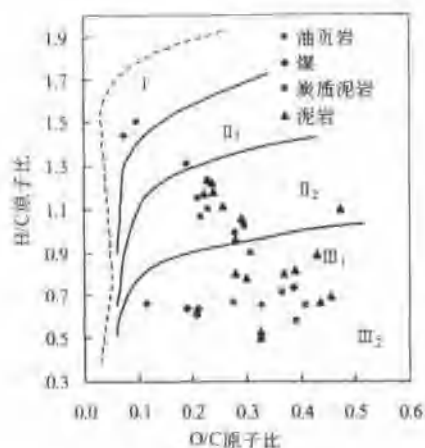


图 4-55 大煤沟侏罗系干酪根
H/C 与 O/C 原子比关系图

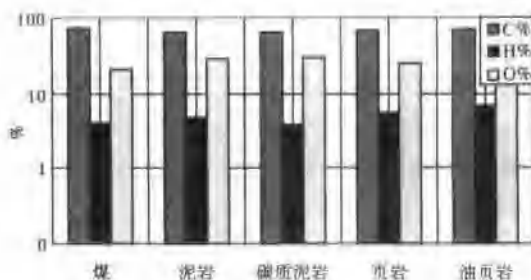


图 4-56 大煤沟侏罗系源岩干酪根元素组成对比图

素组成及发生在干酪根形成和化学演化过程中的同位素分馏作用。一般说来与植物光合作用的二氧化碳相比,生物有机物质富含 ^{12}C 同位素,类脂化合物富含 ^{12}C 同位素,而氨基酸和碳水化合物则相对贫 ^{12}C 同位素。正常湖水有机质比海相有机质富含 ^{12}C 同位素,对古代沉积物来说约相差 $3\text{‰} \sim 5\text{‰}$ 。淡水湖相有机质比咸水湖相有机质富含 ^{12}C 同位素,陆生植物中的木质素、纤维素相对于水生有机物要富含 ^{12}C 同位素,侏罗系是成煤时代,陆生植物相对发育,源岩中的有机质主要由陆生高等植物组成,这样它们比非成煤期主要由水生浮游生物组成的有机质富含 ^{13}C 同位素,少含 ^{12}C 同位素,因此碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值偏重。这样可以按 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 值的大小来区分不同的有机质或干酪根的类型。从表 4-34 的统计值可以看出:大煤沟地区侏罗系源岩干酪根的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 分布范围较宽,在 -30.4‰ 到 -21.5‰ 之间。其中油页岩干酪根的碳同位素最轻,平均 -27.9‰ ,泥岩次之,平均为 -25.2‰ ,煤最重,平均 22.5‰ ,炭质泥岩较重,平均 23.7‰ 。

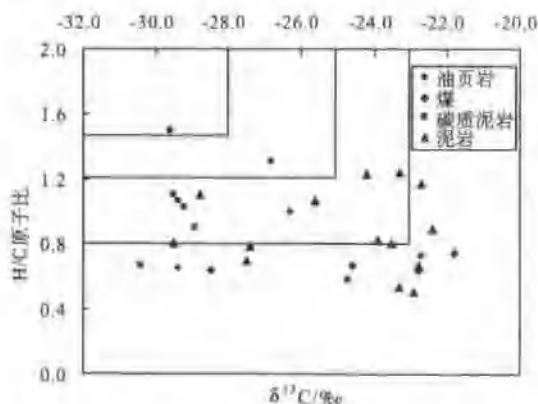


图 4-57 大煤沟侏罗系源岩干酪根碳同位素分布图

由图 4-57 可见,大煤沟地区侏罗系不同源岩干酪根的分布又有所不同,油页岩主要分布在 -30‰ 到 -26‰ 之间,除个别样品外大多集中在 II_2 型范围内,煤和碳质泥岩则集中在 III 型范围内,泥岩分布在 II_2 和 III 型范围内。

4. 岩石热解特征

从前面有机质丰度的讨论中可以看到,大煤沟地区侏罗系泥岩的氢指数和氧指数的分布范围较宽,氢指数分布在 $0 \sim 400\text{mg/g}$ 范围内、氧指数分布在 $0 \sim 300\text{mg/g}$ 范围内,油页岩氢指数的分布范围宽(在 $0 \sim 700\text{mg/g}$ 之间),但氧指数分布范围小(均小于 100mg/g),煤和炭脂泥岩的氢指数分布在 $0 \sim 200\text{mg/g}$ 之间、氧指数分布在 $0 \sim 150\text{mg/g}$ 的范围内。可见岩石热解所反映的有机质类型普遍较差,从图 4-42、图 4-58 可以看出,除油页岩之外,大都分布在 II_2 型和 III 型范围内。

5. 氯仿沥青“A”的族组成特征

岩石中可溶有机质的研究,有助于识别成油母质的类型,它与不溶有机质(干酪根)一起构成一个有机联系的整体,共同反映着成油母质的面貌。

氯仿沥青“A”的族组成包括饱和烃、芳烃、非烃和沥青质,它们反映着氯仿沥青“A”中各类碳氢化合物和非烃类物质的数量和性质。

饱和烃通常包括正构烷烃、异构烷烃和环烷烃,它们来自不同的有机物质。正构烷烃可能大部来自脂肪酸和生物蜡;异构烷烃主要来自色素,其最有意义的是植烷和姥鲛烷的分布;环烷烃可能主要来自萜类成生物体中其他环状化合物。在烃源岩中它们相当稳定,常保持着原始碳骨架,为最主要的一类生物标记化合物。芳烃可以从木质素、干酪根和非烃组成中形成。非烃和沥青质都是含氧、硫、氮等杂原子的高分子有机化合物。

研究证明:岩石氯仿沥青“A”的族组成特征不仅与烃源岩母质类型有关,而且还随有机质的演化程度而变。已有资料表明:在演化程度相同的情况下,含有不同类型母质的烃源岩,其氯仿沥青“A”的族组成是不同的。

从表 4-35 及图 4-59 可以看出,大煤沟侏罗系烃源岩有机质的氯仿沥青“A”及其族组成中,泥岩和油页岩的饱和烃平均含量都没有超过 25%,煤和碳质泥岩就更低,都在 10% 以下,芳烃含量煤最高,平均 16.88%,主要为非烃和沥青质,这也反映了煤系烃源岩的特点,同时也说明该地区有机质类型差,按标准划分大多为 III 型或 II_2 型。同时也反映出大煤沟地区有机质的演化程度不高。

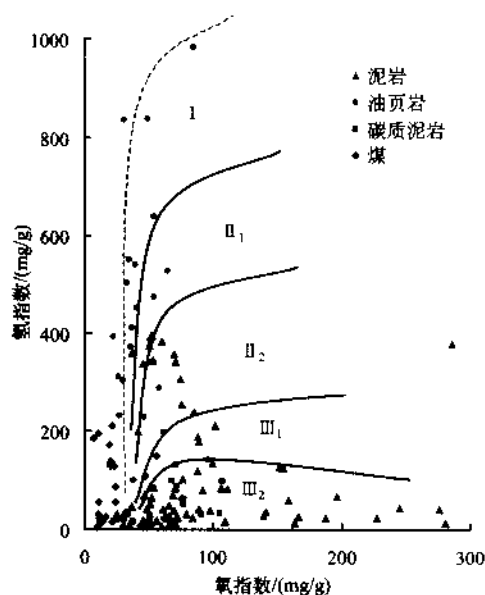


图 4-58 大煤沟侏罗系源岩氢、氧指数关系图

表 4-35 大煤沟侏罗系烃源岩甾仿沥青“A”的族组成统计表

岩性	饱和烃/%	芳烃/%	非烃/%	沥青质/%	总烃/ 10^{-6}	饱/芳
泥岩	24.31(13)	7.98(13)	46.07(13)	21.64(13)	607(13)	4.36(13)
	5.53~39.56	2.98~20.90	19.77~66.52	4.76~46.59	10~1883	0.35~12.58
油页岩	22.40(9)	6.54(9)	36.50(9)	34.56(9)	11854(9)	4.20(9)
	2.89~61.34	1.54~17.14	17.31~67.30	4.48~77.40	19~25698	1.2~13.49
碳质泥岩	7.46(5)	4.93(5)	44.49(5)	43.12(5)	602(5)	1.49(5)
	2.48~16.93	1.29~8.20	30.77~74.53	20.30~65.38	226~1663	0.92~2.06
煤	5.78(5)	16.88(5)	35.88(5)	41.46(5)	9087(5)	0.41(5)
	1.55~11.29	4.02~24.25	13.56~53.01	27.62~78.90	1397~29203	0.15~0.87

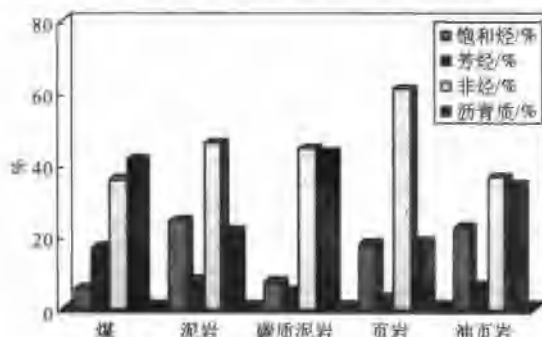


图 4-59 大煤沟侏罗系源岩沥青“A”族组成对比图

6. 链烷烃的组成和分布

(1) 正构烷烃。正构烷烃是石油的主要成分之一,在自然界普遍存在,其碳数分布范围具有天然的连续性,且结构简单。由于正构烷烃分子结构中键的饱和性及其非极性性质,使得这种烃类具较好的化学稳定性。因此研究岩石和原油中正构烷烃的分布,作为地球化学指标,在识别生源母质方面有较好的效果。在现代沉积物和古代沉积岩石中几乎都含有正构烷烃。大量繁殖于海洋中的低等浮游生物(包括细菌和藻类),其正构烷烃分布主要集中在 C_{20} 之前。高等生物体(主要指陆生植物的树干、蜡层、叶子、花粉及果实)中,一般高分子量的正构烷烃占优势,最丰富的组分是 C_{27} 到 C_{33} 。由此可见岩石中正构烷烃既可以来自海洋中的低等浮游生物,又可以来自陆源高等生物体(包括脂肪酸脱羧、高等植物的叶子、花粉及果实水解、脱羧、还原生成正构烷烃)。它们的特征在正构烷烃色谱图上都反映得很清楚。但在应用时要注意排除干扰因素的影响,如在划分和判断母质类型时要排除演化程度的影响,反之在判断演化程度时又要排除母质类型的影响等。

大煤沟侏罗系烃源岩母源物质具腐植型和偏腐植型的混合型母质特征。主要表现在:

1) 碳数分布形态多呈现高碳数单主峰型的分布特征。主峰碳多分布在 $nC_{25} \sim nC_{30}$ 之间。

2) 碳数分布范围以高碳数为主,一般分布在 $nC_{11} \sim nC_{34}$ 之间。

3) 重组分多轻组分少,轻/重比都小于 1,煤平均只有 0.53,碳质泥岩平均 0.57,泥岩 0.66,油页岩较大也只有 0.86。(见表 4-36、图 4-60、图 4-61)。

(2) 类异戊二烯烷烃。无环的类异戊二烯烷烃是一类具有规则甲基支链的饱和烷烃,

表 4-36 大煤沟侏罗系烃源岩饱和烃色谱统计表

岩性	主峰碳	OEP	$\frac{nC_{21} + C_{22}}{nC_{28} + C_{29}}$	轻/重	Pr / Ph	Pr / nC ₁₇	Ph / nC ₁₈	i 轻 / i 重
油页岩	nC ₂₁	$\frac{1.23(6)}{1.10 \sim 1.47}$	$\frac{2.01(6)}{1.13 \sim 2.63}$	$\frac{0.86(6)}{0.51 \sim 1.14}$	$\frac{1.90(6)}{1.47 \sim 2.61}$	$\frac{0.93(8)}{0.33 \sim 1.68}$	$\frac{0.48(6)}{0.18 \sim 1.05}$	$\frac{0.47(6)}{0.33 \sim 0.59}$
泥岩	nC ₃₀	$\frac{1.32(9)}{1.09 \sim 1.62}$	$\frac{1.13(9)}{0.29 \sim 1.87}$	$\frac{0.66(9)}{0.15 \sim 0.86}$	$\frac{1.74(9)}{1.05 \sim 2.69}$	$\frac{0.84(9)}{0.35 \sim 1.74}$	$\frac{0.45(9)}{0.27 \sim 0.87}$	$\frac{0.47(9)}{0.28 \sim 0.76}$
碳质泥岩	nC ₂₈	$\frac{1.29(4)}{1.23 \sim 1.38}$	$\frac{1.24(4)}{0.50 \sim 2.00}$	$\frac{0.57(4)}{0.27 \sim 0.78}$	$\frac{2.12(4)}{1.03 \sim 3.96}$	$\frac{0.96(4)}{0.69 \sim 1.20}$	$\frac{0.46(4)}{0.23 \sim 0.73}$	$\frac{0.37(4)}{0.27 \sim 0.59}$
煤	nC ₂₅	$\frac{1.36(2)}{1.20 \sim 1.51}$	$\frac{3.09(2)}{1.23 \sim 4.94}$	$\frac{0.53(2)}{0.49 \sim 0.57}$	$\frac{7.05(2)}{3.81 \sim 10.28}$	$\frac{4.87(2)}{2.82 \sim 6.91}$	$\frac{0.44(2)}{0.35 \sim 0.52}$	$\frac{0.43(2)}{0.13 \sim 0.72}$

注: $\frac{68.75(2)}{67.60 \sim 69.94} = \frac{\text{平均值(样品数)}}{\text{最小值} \sim \text{最大值}}$

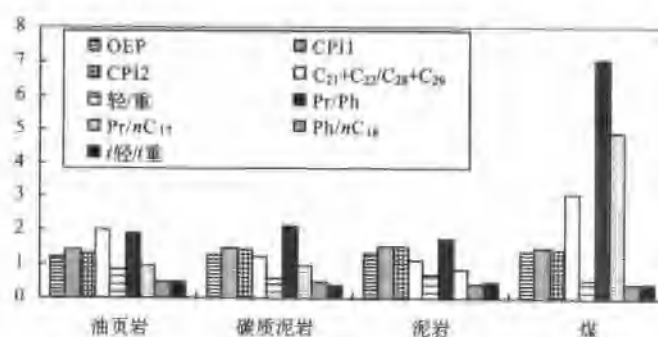
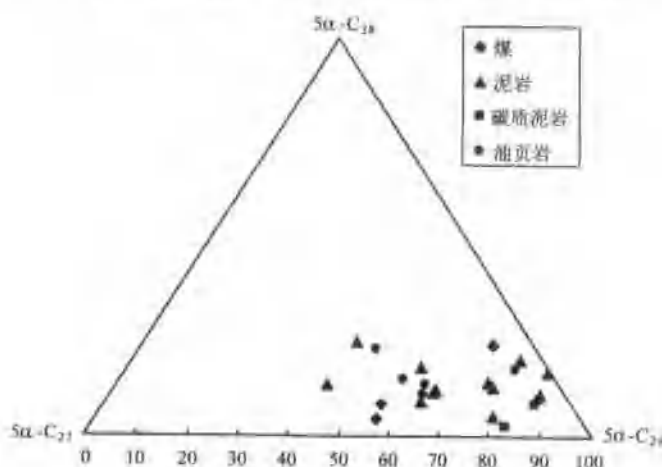


图 4-60 大煤沟侏罗系烃源岩沥青饱和烃色谱参数对比图

图 4-61 大煤沟侏罗系烃源岩三种 5 α 烷组成三角图

是原油和沉积岩中有机物的重要组成部分,通常姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)占类异戊二烯烷烃总量的大部分。这类烷烃的热稳定性和抗微生物侵蚀的能力强于正构烷烃。因此,类异戊二烯烷烃是石油有机地球化学研究工作中常用的生物标志物。从表 4-26 的统计数据可以说明,该地区烃源岩有机质的类异戊二烯烷烃以姥鲛烷含量高为其特点 Pr/Ph 全部

大于1,平均都在1.5以上,特别是煤的Pr/Ph值更高,平均达7.05。

(3) 甾类化合物的组成与分布。甾烷类标记化合物由于其特殊的碳骨架及较好的热稳定性,在成岩过程中其结构组成不易变化,因此,它能较好的反映生物先驱物组成的本来面目,水生浮游生物富含 C_{27} 胆甾烷,陆生高等植物则富含 C_{29} 豆甾烷,所以是确定母质类型的较好参数。目前,普遍采用 $\alpha\alpha\alpha-20R$ 型的 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 三种甾烷的相对组成来划分母质类型。从图4-62中可以看出,该地区侏罗系的各种源岩都分布在靠近 C_{29} 的区域内,特别是碳质泥岩和煤,都分布在Ⅲ型范围内,但油页岩相对偏离 C_{29} ,也分布在Ⅱ₂型和Ⅲ型范围内,表4-37的统计数据也说明了这一点。

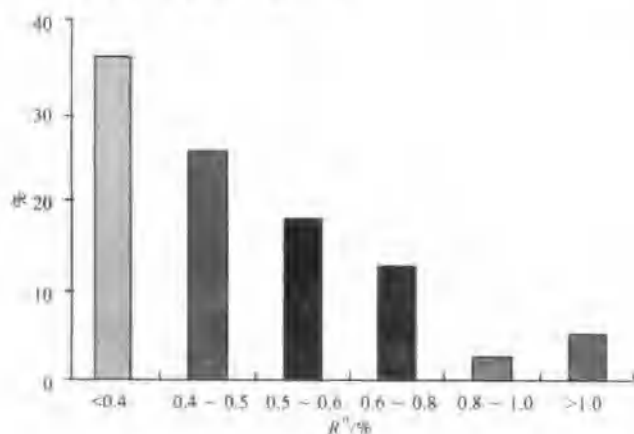


图4-62 大煤沟侏罗系烃源岩 R^0 %分布频率图

表4-37 大煤沟地区侏罗系烃源岩有机质甾烷和萜烷参数统计表

岩性	泥岩	油页岩	碳质泥岩	煤
甾烷参数	$5\alpha-C_{27}$	$\frac{0.08(12)}{0.3-0.44}$	$\frac{0.22(7)}{0.09-0.31}$	$\frac{0.06(3)}{0.01-0.10}$
	$5\alpha-C_{28}$	$\frac{0.19(12)}{0.10-0.29}$	$\frac{0.17(7)}{0.05-0.28}$	$\frac{0.12(3)}{0.08-0.15}$
	$5\alpha-C_{29}$	$\frac{0.61(12)}{0.40-0.83}$	$\frac{0.61(2)}{0.47-0.87}$	$\frac{0.82(3)}{0.76-0.86}$
	$5\alpha-C_{27}/C_{28}$	$\frac{0.39(12)}{0.03-1.12}$	$\frac{0.40(7)}{0.10-0.66}$	$\frac{0.07(3)}{0.01-0.13}$
	$5\alpha-C_{28}/C_{29}$	$\frac{0.33(12)}{0.12-0.67}$	$\frac{0.31(7)}{0.05-0.52}$	$\frac{0.15(3)}{0.09-0.18}$
萜烷参数	TM/TS	$\frac{0.16(12)}{0.01-0.70}$	$\frac{0.11(7)}{0.02-0.21}$	$\frac{0.01(3)}{0.00-0.02}$
	$C_{29}HOP/C_{30}HOP$	$\frac{0.78(2)}{0.04-1.42}$	$\frac{0.57(7)}{0.40-0.74}$	$\frac{0.77(3)}{0.04-1.24}$
	γ -蜡烷 $C_{30}HOP$	$\frac{0.09(12)}{0.03-0.27}$	$\frac{0.06(7)}{0.02-0.09}$	$\frac{0.03(3)}{0.02-0.04}$
	$C_{30}MOP/C_{30}HOP$	$\frac{0.78(12)}{0.12-3.40}$	$\frac{0.35(7)}{0.13-0.55}$	$\frac{0.66(3)}{0.55-0.77}$

注: $\frac{68.75(2)}{67.60-69.94} = \frac{\text{平均值(样品个数)}}{\text{最小值-最大值}}$

(4) 萜类化合物的组成与分布。大煤沟地区侏罗系烃源岩中普遍存在以 $m/e191$ 为基峰的三环二萜烷和五环三萜烷系列,三环二萜烷与五环三萜烷相比含量很低,系列不够完整。以 $m/e191$ 为基峰的 C_{24} 四环二萜烷在谱图上始终出现较强的峰,诺勃莱(Noble)早在 1985 年就把四环萜作为陆源高等植物输入的重要标志,可见该地区侏罗系烃源岩有机质主要来源于陆源高等植物是无可非议的。在五环三萜烷中分布着 $C_{27} \sim C_{35}$ 完整的藿烷系列和 γ -蜡烷等化合物。其中以 C_{30} 藿烷占优势,其次是 C_{28} 降藿烷。

(三) 有机质的热演化特征

按照“干酪根热降解成油”机理,时间与有机质演化速度呈线性关系,而温度与有机质的演化速度则呈指数关系,菲利普指出:温度每升高 10°C ,烃类生成的反应速度则以 $2 \sim 3$ 次方的速度增加;蒂索(1984)又指出:温度每升高 10°C ,在主要生油阶段初期,化学反应速度加快一倍,到生油高峰阶段,反应速度则加快 $4 \sim 10$ 倍。可见,堆积于沉积物中的有机质,仅有数量和质量还不能成烃,只有埋藏到一定的深度,在热力作用下,经历一定的时间,才能向烃类转化,因此,温度是有机质演化的主要因素。烃源岩经历的温度高低,除了与地温梯度的高低有关外,还受古埋藏深度的控制。多期多幕的构造运动,使地层升降频繁,构造运动发展的不平衡,导致地壳升降的不均衡性,使得不同地区或同一地区不同构造单元的升降幅度不同,结果必然导致有机质的演化程度出现差异。火山活动的局部升温,也可使有机质的演化出现差异。

近年来,国外勘探成功率的统计表明:在有机质成熟带找油的成功率可达 $25\% \sim 50\%$,而在未成熟带找油,成功率只有 $2.5\% \sim 5.0\%$,在过成熟带找到的主要是气,这样看来,国外某些石油公司提出的“在评价一个地区的生油条件时,成熟度起 60% 的控制作用,母质类型占 30% ,有机质丰度只占 10% ”的原则不是没有道理的。

烃源岩在有机质类型和丰度相近的情况下,其演化程度和所处的演化阶段,可直接影响其产烃量的大小,成熟门限深度的高低,又影响着建设投资的大小。因此,在一个新区勘探过程中,不可缺少的要重点了解有机质的热演化特征。随着热力作用增强,有机质热演化程度加深,有机质成熟度的参数也会发生有规律的变化。从现有的资料看,大煤沟地区侏罗系烃源岩有机质从沉积埋藏至今,只经历了由未成熟、低成熟到成熟的演化阶段。其演化特征主要表现为:

1. 镜质组反射率(R°)变化不大,成熟门限跨越范围较宽

众所周知,镜质组反射率的不可逆性是作为古温度计分析其在地质历史过程中曾达到过的最高温度的依据。随演化程度的增高,镜质组反射率(R°)则因有机结构排列逐渐规则而不断增高,因此, R° 是研究有机质成熟度的基本参数之一。一般将 $R^{\circ} = 0.5\%$ 作为成烃的门限值;把 $R^{\circ} < 0.5\%$ 定为未成熟带, $R^{\circ} = 0.5\% \sim 1.3\%$ 定为成熟带, $R^{\circ} = 1.3\% \sim 2.0\%$ 定为高成熟带,把 $R^{\circ} > 2.0\%$ 定为过成熟带。由于 R° 与母质类型有关,因此有人把以Ⅲ型母质为主的干酪根的门限值定在 $R^{\circ} = 0.6\%$ 。从大煤沟地区侏罗系烃源岩有机质的 R° 分析结果可以看出: R° 变化在 0.19% 到 1.28% 之间,其中大多数分布在 0.5% 以下,占分析样品总数的 61.54% , $0.5\% \sim 0.8\%$ 占分析样品总数的 30.77% (见图 4-62、图

4-63 及表 4-38),说明烃源岩有机质正处在未成熟到成熟的演化过程中。

干酪根腐泥组颜色也多表现为浅黄到黄色为主,仅个别样品颜色较深。

表 4-38 大煤沟侏罗系烃源岩有机质热演化综合数据表

层位	岩性	T_{max} /°C	R^o /%	"A"/TOC /%	HC/TOC /%	H/C 原子比	O/C 原子比	OEP	20S/20(S+R) -C ₂₉	$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ -C ₂₉
J ₁ ¹	页岩、油页岩	433(3) 421~441	0.48(1)	0.33(1)	0.04(1)	0.78(1)	0.30(1)	3.67(1)		
	泥岩	436(11) 428~447	0.55(4) 0.40~0.75	18.36(4) 1.19~31.17	2.89(4) 0.25~5.83	1.05(4) 0.67~1.34	0.34(4) 0.23~0.47	1.59(2) 1.56~1.62	0.22(2) 0.07~0.36	0.42(2) 0.38~0.46
J ₂ ¹	泥岩	439(14) 432~453	0.30(1)	30.61(1)	2.46(1)	0.89(1)	0.43(1)	1.55(1)	0.05(1)	0.35(1)
	碳质泥岩	432(9) 423~441	0.47(2) 0.44~0.49	5.70(3) 2.91~10.45	0.39(3) 0.19~0.79	0.74(3) 0.65~0.90	0.33(3) 0.28~0.41	1.26(2) 1.23~1.29	0.06(1)	0.07(1)
	煤	429(14) 413~436	0.60(1)	0.03(1)	0.01(1)	0.65(1)	0.33(1)	0.19(2) 0.07~0.38	1.36(3) 1.20~1.51	0.39(3) 0.35~0.42
J ₁ ²	泥岩	437(37) 429~448	0.34(9) 0.19~0.45	9.56(9) 6.64~12.96	1.91(9) 1.65~2.40	0.94(9) 0.80~1.22	0.30(9) 0.24~0.37	1.13(9) 1.09~1.16	0.06(7) 0.05~0.07	0.23(7) 0.13~0.33
	碳质泥岩	441(3) 440~443	0.32(1)	9.59(1)	0.16(1)	0.72(1)	0.37(1)	1.38(1)	0.04(1)	0.37(1)
J ₁ ³	页岩、油页岩	434(10) 423~440	0.34(3) 0.29~0.37	34.81(3) 24.88~44.75	3.29(3) 0.67~5.90	1.03(3) 0.97~1.06	0.25(3) 0.22~0.28	1.19(2) 1.16~1.22	0.05(2)	0.20(2) 0.11~0.29
	泥岩	476(2) 466~486	0.76(1)	0.25(1)	0.11(1)	0.53(1)	0.33(1)	2.67(1)	0.14(2)	0.40(2)
	煤	433(1)								

2. 干酪根元素组成的热演化

在正常演化过程中,随着演化程度的增加,烃源岩中干酪根的元素组成也发生有规律的变化,在未成熟阶段,以脱氧为主,干酪根的氧原子含量逐渐减少,O/C 原子比则明显减小,进入成熟门限之后,干酪根则因大量裂解生烃,H/C 原子比则有所增大。由于该剖面分析的样品长期暴露地表,经过长时期的风化,使得这一规律在大煤沟剖面上表现不十分明显(见表 4-38、图 4-63),但总的趋势还是可以表现出来,这也与镜质组反射率的变化一致。

3. 岩石最高热解峰温(T_{max})的变化直接反映出有机质热演化过程

通常认为:岩石是最高热解峰温 $T_{max} = 435^{\circ}\text{C}$ 为有机质的成熟门限阈值,当 $T_{max} < 435^{\circ}\text{C}$ 为未成熟阶段, $T_{max} = 435 \sim 455^{\circ}\text{C}$ 为成熟或成油带, $T_{max} = 455 \sim 465^{\circ}\text{C}$ 为高成熟或凝析油湿气带, $T_{max} > 465^{\circ}\text{C}$ 为过成熟或干气带。据已有样品分析结果,大煤沟侏罗系各类烃源岩的最高热解峰温($T_{max}/^{\circ}\text{C}$)变化在 423°C 到 447°C 之间(表 4-39、图 4-63),也说明该地区侏罗系烃源岩有机质正处在未成熟到成熟的生油阶段。

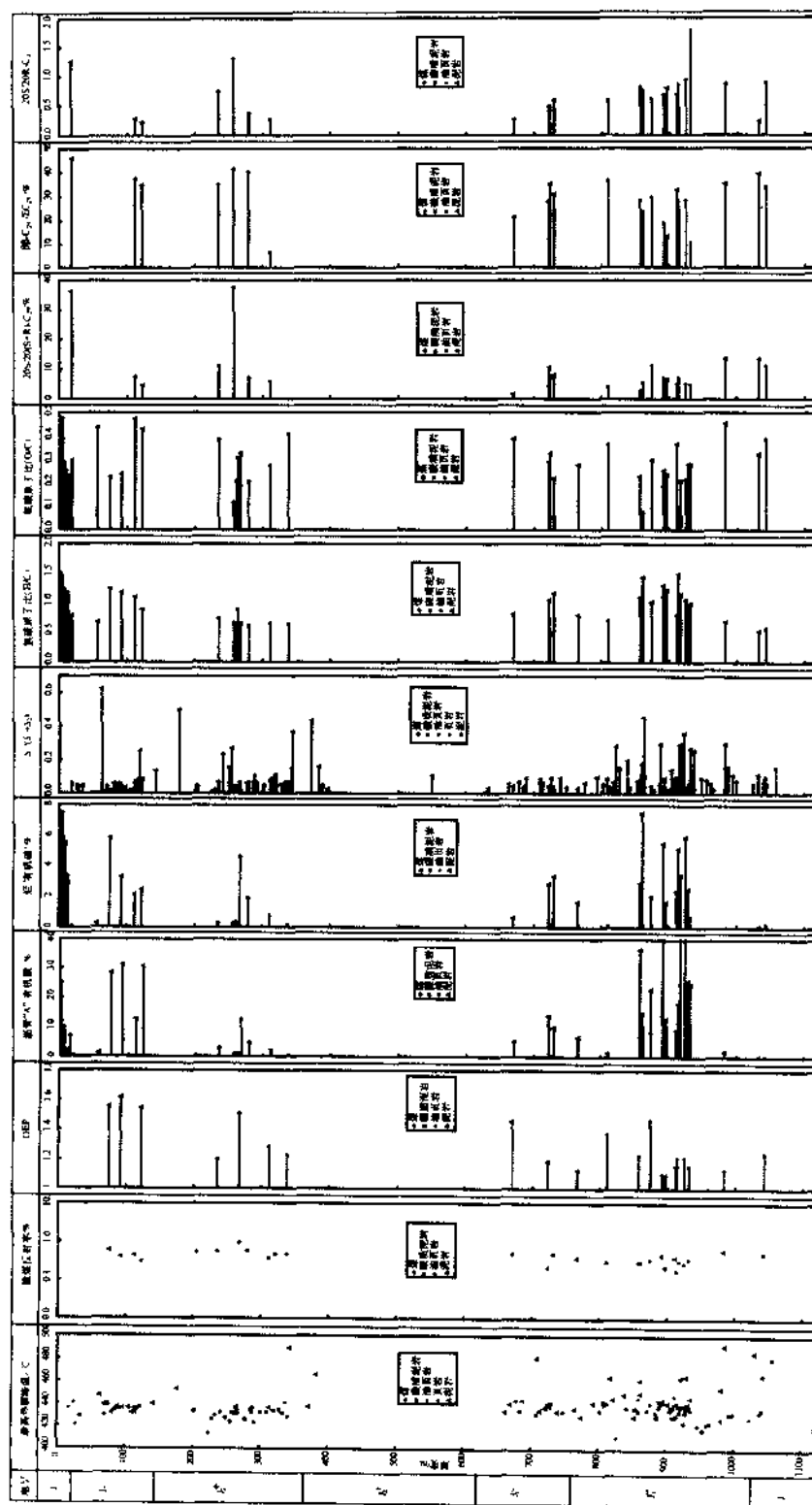


图 4-63 柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩有机质热演化综合地球化学剖面图

4. 可溶有机质的热演化特征

(1) 岩石抽提物沥青“A”族组成的热演化。沉积岩石中的分散有机质经深成作用产生部分烃类,烃源岩可溶有机质的数量和烃类组成随深度增加而变化亦可反映有机质热降解成烃的过程,这是干酪根热降解成油理论的重要依据之一。目前,人们已普遍使用岩石中可溶有机质在深埋过程中含量的变化和烃类组成及其结构的变化来研究其演化规律。一般说来,随着埋藏深度增加,岩石中可溶有机质发生规律性变化:在生油门限之前(即 $R^o < 0.5\% \sim 0.6\%$)即未成熟阶段,沥青“A”转化率(A/TOC) $< 5\%$,烃转化率(HC/TOC) $< 3\%$,且变化幅度小。在生油门限附近,即进入成熟阶段,沥青“A”转化率 $\geq 5\%$,烃转化率也 $\geq 3\%$,且变化幅度大。沥青“A”中烃含量超过 45%,非烃含量降到 50%以下。从大煤沟剖面的 30 多个样品分析结果看:沥青“A”转化率变化在 0.03% ~ 57.9%之间,平均 15.94%,烃转化率变化在 0% ~ 7.5%之间,平均 2.04%。各种岩类的饱和烃 + 芳烃的平均含量也只有 26.14%,其中泥岩和油页岩相对较高,但也没有超过 45%,这说明有机质的演化程度不高(见表 4-39、图 4-63)。

(2) 正构烷烃的热演化。实践证明:烃源岩抽提物中正构烷烃含量随着热演化深度的增加而增高,奇偶优势随其热演化程度的增加而逐渐消失。在奇偶优势消失过程中,首先是低碳数部分($nC_{15} \sim nC_{22}$)的奇偶优势消失,而高碳数部分奇偶优势仍明显存在。这是我国各沉积盆地烃源岩有机质热演化过程中普遍存在的现象。研究证明,产生这一现象的直接原因是混合型有机母质所造成。以水生生物为主的有机质,其碳数分布主要在 $nC_{15} \sim nC_{22}$ 之间,而陆源高等植物所提供的碳数分布主要在 $C_{22} \sim C_{34}$ 之间。由于后者具有较复杂的有机结构,演化时需要较高的化学键能,所以,即使同时被埋藏,其向石油转化的速度也比以水生生物母质提供的脂类的转化速度要低。一般未成熟或低成熟烃源岩,高低碳数区间正烷烃奇偶优势的差异性消失十分明显,反映这一差异消失的 OEP 值随高低碳数的变化而变化。而完全成熟的烃源岩,高低碳数区间正烷烃奇偶优势已经消失,反映这一差异消失的 OEP 值已不随高低碳数的变化而变化。OEP 值随着埋藏深度或演化程度的增加,在成熟门限附近接近于 1.2,最后逐渐接近于 1。这是判断有机质成熟度的重要指标。饱和烃色谱也随着埋藏深度或演化程度的增加,主峰碳明显前移、 nC_{21} 以后的烷烃明显减少、轻/重比及 nC_{21+22}/nC_{28+29} 比值明显增加。分析结果表明:大煤沟剖面侏罗系各类烃源岩的饱和烃色谱参数的变化比较复杂,这主要表现在同一地层的不同岩性之间的色谱参数存在一定的差异,但总的趋势还是符合一般规律的。其参数为:OEP 变化在 1.62 ~ 1.09 之间、 nC_{21+22}/nC_{28+29} 变化在 0.29 ~ 4.94 之间、轻/重比变化在 0.15 ~ 1.14 之间、主峰碳分布在 $nC_{21} \sim nC_{27}$ 之间(见表 4-38、图 4-63)。

(3) 甾烷的热演化。随着演化程度增高, $C_{28}20S/20(R+S)$ 比值逐渐增大。已有研究成果表明:在未成熟烃源岩中,甾烷的立体化学组成以生物型 $\alpha\alpha\alpha-20R$ 构型占绝对优势, $C_{28}20S/20(R+S) < 25\%$,在成熟烃源岩中 $C_{28}20S/20(R+S) > 25\%$,在生油高峰阶段 $C_{28}20S/20(R+S)$ 比值则稳定在 50%左右。该剖面样品分析结果 $C_{28}20S/20(S+R)$ 比值变化在 2% ~ 38%之间,所反映的有机质成熟程度与其他指标所反映的结果一致。

(4) 萜烷的热演化。随演化程度增高,藿烷的 $\beta\alpha$ 型(莫烷)向 $\alpha\beta$ (藿烷)型转化,五环

三萜烷的 C_{27} 三降藿烷含量增高,不同岩性的藿烷 C_{27}/C_{30} 比值平均变化在 0.36 ~ 0.75 之间,总的在 0.08 ~ 0.98 之间变化。升藿烷的差向异构化程度 $22S/22(S+R)$ 比值,也表现出同样的规律性,其中 C_{31} Hop $22S/22(S+R)$ 值变化在 0.15 ~ 1.79 之间, C_{32} Hop $22S/22(S+R)$ 值变化在变化在 0.08 ~ 1.22 之间(见表 4-38、图 4-63),它们所反映的演化规律与甾烷参数所反映的演化规律完全一样。

二、红山断陷红山参 1 井侏罗系综合地球化学剖面

(一) 暗色泥岩发育程度及有机质丰度

红山参 1 井侏罗系沉积厚度较薄,揭示 J_2 地层厚度 166m,其中暗色泥岩 11m,占地层厚度的 6.63%;碳质泥岩 12m,占地层厚度的 7.23%;煤 31m,占地层厚度的 18.67%。暗色泥岩的有机碳平均含量为 3.59%,一般在 0.18% ~ 5.39% 之间;生烃潜量平均 3.98mg/g,变化 0.11 ~ 7.22mg/g 之间;氢指数平均 94mg/g,分布在 31 ~ 138mg/g 之间;氯仿沥青“A”平均含量为 0.0533%,总烃平均含量为 285×10^{-6} ,为一套中等烃源岩。煤和碳质泥岩的丰度多数相对较低,为一套差—中等烃源岩(表 4-39)。

表 4-39 红山参 1 井侏罗系烃源岩发育程度及有机质丰度统计表

层位	地层厚度/m	岩性	烃源层		有机碳 /%	生烃潜量 /(mg/g)	氢指数 /(mg/g)	氯仿沥青 “A”/%	总烃 / 10^{-6}	评价
			厚度/m	占地层 厚度/%						
J_2^4	166	暗色泥岩	11.0	6.63	3.59(7) 0.18 ~ 5.39	3.98(7) 0.11 ~ 7.22	94(7) 31 ~ 138	0.0533(2)	285(2) 266 ~ 304	中等 烃源岩
		碳质 泥岩	12.0	7.23	7.01(5) 6.38 ~ 8.90	8.55(5) 5.15 ~ 11.41	99(5) 75 ~ 140	0.0745(1)	332(1)	差—中等 烃源岩
		煤	31.0	18.67	71.0(1)	33.56(1)	47(1)	0.9053(1)	1670(1)	差—中等 烃源岩

(二) 有机质类型

从现有样品的分析结果看,红山参 1 井侏罗系烃源岩有机质类型指数平均为 -78.09 ~ -10.75, H/C 原子比 < 1, 干酪根碳同位素较重, 平均 -22.3‰ ~ -22.5‰, 具植烷和 $5\alpha-C_{29}$ 优势, Pr/Ph 偏低, 平均为 0.68, 值得怀疑, 可能是轻组分损失太多的缘故, $5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$ 平均为 0.29, 属 $III_2 \sim II_2$ 型干酪根(表 4-40)。

表 4-40 红山参 1 井侏罗系烃源岩有机质类型统计表

层位	岩性	腐泥组 /%	稳定组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型 指数	H/C 原子比	O/C 原子比	$\delta^{13}C_{干酪根}$ /‰	Pr/Ph	$5\alpha-C_{27}$ / $5\alpha-C_{29}$	有机质 类型
J_2^4	暗色泥岩	13.96(2)	5.98(2)	42.05(2)	38.02(2)	-52.61(2)	0.64(2)	0.18(2)	-22.5(2)	0.68(2)	0.29(2)	III_2
	碳质泥岩	49.00(1)	1.00(1)	45.00(1)	5.00(1)	10.75(1)	0.75(1)	0.19(1)	-22.4(1)			II_2
	煤	3.47(1)	1.48(1)	46.04(1)	49.01(1)	-78.09(1)	0.73(1)	0.16(1)	-22.3(1)			III_2

(三) 有机质热演化

从现有样品的分析结果看,红山参1井侏罗系烃源岩的岩石最高热解峰温 $T_{\max}$ 变化在 425 ~ 427℃ 之间,暗色泥岩干酪根的 R^o 低,变化在 0.51% ~ 0.52% 之间,烃/有机碳平均只有 0.79%,表明有机质的热演化程度不高,进入成熟阶段不久,大部分处在低成熟阶段。

小 结

(1) 大煤沟剖面是柴达木盆地北缘地区侏罗系地层出露最全的剖面,累计有效烃源岩厚度为 303.6m,其中中侏罗统 146m,下侏罗统 157.6m;页岩和油页岩富烃源岩厚度 62.03m,主要分布在 J_1^p 和 J_2^f 地层中。页岩、油页岩有机碳平均 7.71%, $S_1 + S_2$ 平均 24.41mg/g,主要是好—富烃源岩;暗色泥岩有机碳平均 2.25%, $S_1 + S_2$ 平均 2.29mg/g,总体属中等烃源岩;碳质泥岩有机碳平均 15.62%, $S_1 + S_2$ 平均 7.97mg/g,多为差—中等烃源岩;煤有机碳平均 50.59%, $S_1 + S_2$ 平均 47.73mg/g,,为差—中等烃源岩。纵向上,好烃源岩发育在 J_1^p 和 J_2^f 地层中,主要是一套页岩和油页岩富烃源岩, J_2^p 等的泥岩、煤和碳质泥岩均为差—中等烃源岩。

大煤沟剖面烃源岩中泥岩和油页岩的显微组分组成比较相似,均以腐泥组和壳质组为主,为 II_2 型干酪根;煤的显微组分则以镜质组为主,全为 III_2 型干酪根;碳质泥岩的显微组分则以惰质组为主,比煤略好,但仍为 III_2 型干酪根。层位上以 J_2^f 和 J_1^p 的页岩、油页岩及暗色泥岩的有机质类型较好(II 型为主)。

大煤沟地区侏罗系烃源岩有机质镜质组反射率($R^o\%$)变化不大, R^o 变化在 0.19% 到 1.28% 之间,大多数分布在 0.5% 以下,高值也可能是断层附近挤压作用造成的;干酪根腐泥组颜色也多表现为浅黄到黄色为主; $T_{\max}$ 变化在 423℃ 到 447℃ 之间;总体说明烃源岩有机质正处在未成熟到成熟阶段。

(2) 红山参1井侏罗系沉积厚度较薄,有效烃源岩厚度只有 8m,暗色泥岩有机碳平均为 3.59%,生烃潜量平均 3.98mg/g,与煤和碳质泥岩一样均为一套中等烃源岩,后者可能更差一些,为差—中等烃源岩。其烃源岩有机质类型属 $III_2 \sim II_2$ 型干酪根。红山参1井侏罗系岩石 $T_{\max}$ 变化在 425 ~ 427℃ 之间, R^o 变化在 0.51% ~ 0.52% 之间,处在低成熟阶段。

本区下侏罗统只在大煤沟剖面发育,也可以分为 J_1^f 、 J_1^p 、 J_1^f 三段。 J_1^p 页岩和油页岩为一套好—富烃源岩,有机质丰度一般很高,有机质类型较好(II 型),正处于低成熟阶段,它是本段最重要的烃源层,可能与西部一里坪—昆特依地区的下侏罗统中段烃源岩相对应。

(3) 从红山断陷到赛什腾拗陷北缘的野外地表地质和井下地球化学综合剖面来看,中侏罗统也可以分为 J_2^f 、 J_2^p 、 J_2^f 三段: J_2^f (相当于原分层的 J_2) 页岩和油页岩为一套好—富烃源岩,虽然厚度不大,但是有机质丰度一般很高,有机质类型较好(II 型),且多处于低

成熟阶段,具备了形成未熟—低熟油的条件,它是本区最重要的烃源层。 J_2^H (相当于原分层的 J_2^J 下部至 J_2^J) 为暗色泥岩、碳质泥岩和煤发育段,有机碳含量一般很高,但是,有机质类型一般差,多为Ⅲ型,尤其是碳质泥岩和煤多为Ⅲ₂ 型,产烃能力很差,烃源岩演化程度也不高,多处在低成熟阶段,基本上均为一套差—中等烃源岩。 J_2^F (相当于原分层的 J_2^J) 多为粗相带,属一套非烃源岩。

第五章 柴北缘罗侏系烃源层的平面分布

烃源层厚度、有机质丰度和生烃潜力是评价柴北缘侏罗系的关键因素之一。由于目前尚没有一口井钻穿全侏罗系,而且钻井分布不均衡,多数井主要集中在冷湖—南八仙构造带上和鱼卡断陷,同时后期的剥蚀、改造等因素的影响较大,使得较精确地预测侏罗系烃源层厚度及其分布较为困难。

第一节 地层厚度、暗色泥岩和有效暗色泥岩分布

一般情况下,烃源层厚度的确定主要是用地质录井中暗色泥岩累计厚度来统计的。但是,由于:①柴北缘地区早期的录井相对简单,使得其精度相对较低;②钻井分布极不均衡;③后期剥蚀、改造等因素的影响较大等使得这一常规方法失去作用。本次工作主要采用多学科相结合进行综合判断的方法。以不同沉积相带上有限的地质录井累积统计的暗色泥岩厚度百分比为代表,例如深湖—半深湖相带的冷科1井、滨浅湖相带的深86井、扇三角洲相带的石地22井,河流—沼泽相带的仙3井等,利用地震相解释的地层厚度(图5-1)、沉积相展布、录井厚度、露头统计厚度、单井地化数据的校正(表5-1)和测井统计等进行综合分析、判断和研究,得出整个工区下侏罗统、中侏罗统的暗色泥岩厚度(图5-2)、有效暗色泥岩厚度(图5-3)、煤层及碳质泥岩厚度(图5-4)及中侏罗统上段的富烃页岩厚度(图5-5)的平面展布图。

一、下侏罗统

(一) 暗色泥岩及有效烃源岩发育的控制因素

暗色泥岩及有效烃源岩的厚度、有机质丰度、质量的好坏和展布,主要是受构造和沉积控制,在一定的构造背景下,不同沉积相带以及不同的体系域,暗色泥岩及有效烃源岩的发育特征不同(图5-6)。在早侏罗世,凹陷形态大多为边缘箕状断陷,内部具有边断内超的特点,充填了河流、湖泊和沼泽相沉积。鄂博梁次凹陷、冷西次凹陷和伊克雅乌汝凹陷呈北西—南东向雁列状排列,沉积中心、沉降中心和断陷中心主要发育于北部,并形成北断南超的特点,使得早侏罗世时为统一的较大湖盆。这种构造背景对沉积体系及展布、地层充填序列起决定性控制作用。具体表现为:在断陷的早期,主要充填粗碎屑,沉积相主要为冲积、河流和三角洲为主,局部有湖相;断陷的中期,主要为扇三角洲、湖相沉积,湖相泥岩及煤层较发育,为主要的烃源岩发育时期;断陷的中后期,主要为扇三角洲、辫状河三角洲沉积,三角洲砂体发育。在半—深湖相、滨浅湖相,暗色泥岩厚度大。在陡坡型扇三角洲相,沉积厚度大,往往是厚层或块状呈透镜状的砂砾岩直接与湖相暗色泥岩互层,二者多突变,暗色泥岩主要为前扇三角洲的泥岩及浅湖—半(深)湖相泥岩,持续的快速沉

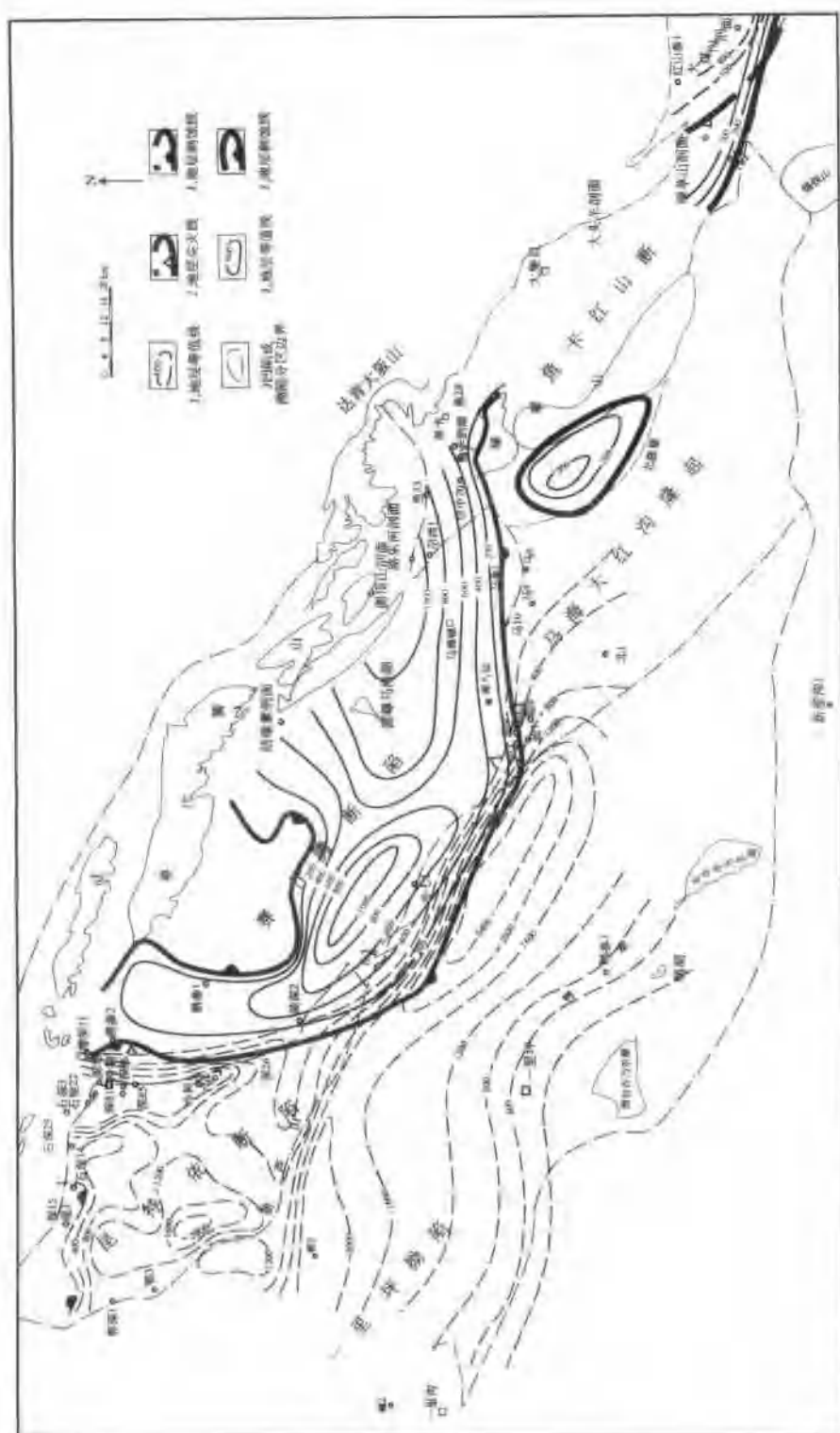


图 5-1 柴北缘地区中、下侏罗统地层厚度等值线图

表5-1 柴北缘下侏罗统烃源岩厚度统计表

井号	沉积相	地层厚度/m	岩石类型	厚度/m	占地层厚/%	有效烃源岩厚度/m	占地层厚/%	井号	沉积相	钻遇厚度	岩石类型	厚度/m	占地层厚/%	有效烃源岩厚度/m	占地层厚/%
仙3井	扇三角洲平原	103.5	煤					石地11井	扇三角洲	1050	煤				
			碳质泥岩								碳质泥岩				
			暗色泥岩	42	77.30	25	24.39				暗色泥岩	82.4	7.8		
			合计	42	40.89	25	24.39				合计	82.4	7.8		
冷科1井	湖相、扇三角洲、湖泊	1727	煤	44	2.55	44	2.55	石地深5井	辫状河三角洲	1375	煤	0	0		
			碳质泥岩	11	0.64	11	0.64				碳质泥岩	28	2		
			暗色泥岩	1335	77.30	885	51.24				暗色泥岩	282	21		
			合计	1390	80.49	940	54.43				合计	310	23		
深85井	沼泽、扇三角洲	1209	煤					石地深24井	辫状河三角洲	960	煤	12.5	1.3		
			碳质泥岩								碳质泥岩	11.5	1.1		
			暗色泥岩	533	44.09	250	20.68				暗色泥岩	120	12.5		
			合计	533	44.09	250	20.68				合计	144	14.9		
深17井	扇三角洲	151.5	煤					石地5井	冲积扇、扇三角洲	1085.9	煤				
			碳质泥岩	4	2.6						碳质泥岩				
			暗色泥岩	31	20.5						暗色泥岩				
			合计	35	23.1						合计				
深86井	扇三角洲、湖相	1440	煤	0	0			石地深25井	扇三角洲、辫状河三角洲	346	煤				
			碳质泥岩	16	2.4	16	2.4				碳质泥岩	17	4.9	17	4.9
			暗色泥岩	696	48.33	275	19.10				暗色泥岩	145	41.9	90	26.01
			合计	712	49.44	291	20.21				合计	162	46.8	107	30.92
深75井	扇三角洲	928.5	煤	9	1			潜参1井	辫状河三角洲平原	212.09	煤	14	6.6		
			碳质泥岩	0	0						碳质泥岩	0			
			暗色泥岩	89	9.5						暗色泥岩				
			合计	98	10.55						合计	14	6.6		
石地深2井	扇三角洲、辫状河三角洲	1390.48	煤					X9孔		122	煤	11	9		
			碳质泥岩	7	0.5						碳质泥岩	0	0		
			暗色泥岩	20	1.4						暗色泥岩	26	21.3		
			合计	27	1.9						合计	37	27.9		
石地深7井	浊积扇	358	煤					石地22井	辫状河三角洲	850	煤				
			碳质泥岩								碳质泥岩				
			暗色泥岩	136	38						暗色泥岩	530	62.35	203	24
			合计	136	38						合计	530	62.35	203	24
石地23井	扇三角洲、辫状河三角洲	959	煤					大煤沟	河流、浅湖、扇三角洲	428.65	煤	17.6	4.1	1.2	0.3
			碳质泥岩								碳质泥岩	67	15.6	42.6	9.9
			暗色泥岩	82.4	8.6						暗色泥岩	127.2	29.6	75.7	17.6
											油页岩	38.1	8.9	38.1	8.9
			合计	82.4	8.6						合计	249.9	58.2	157.6	36.7

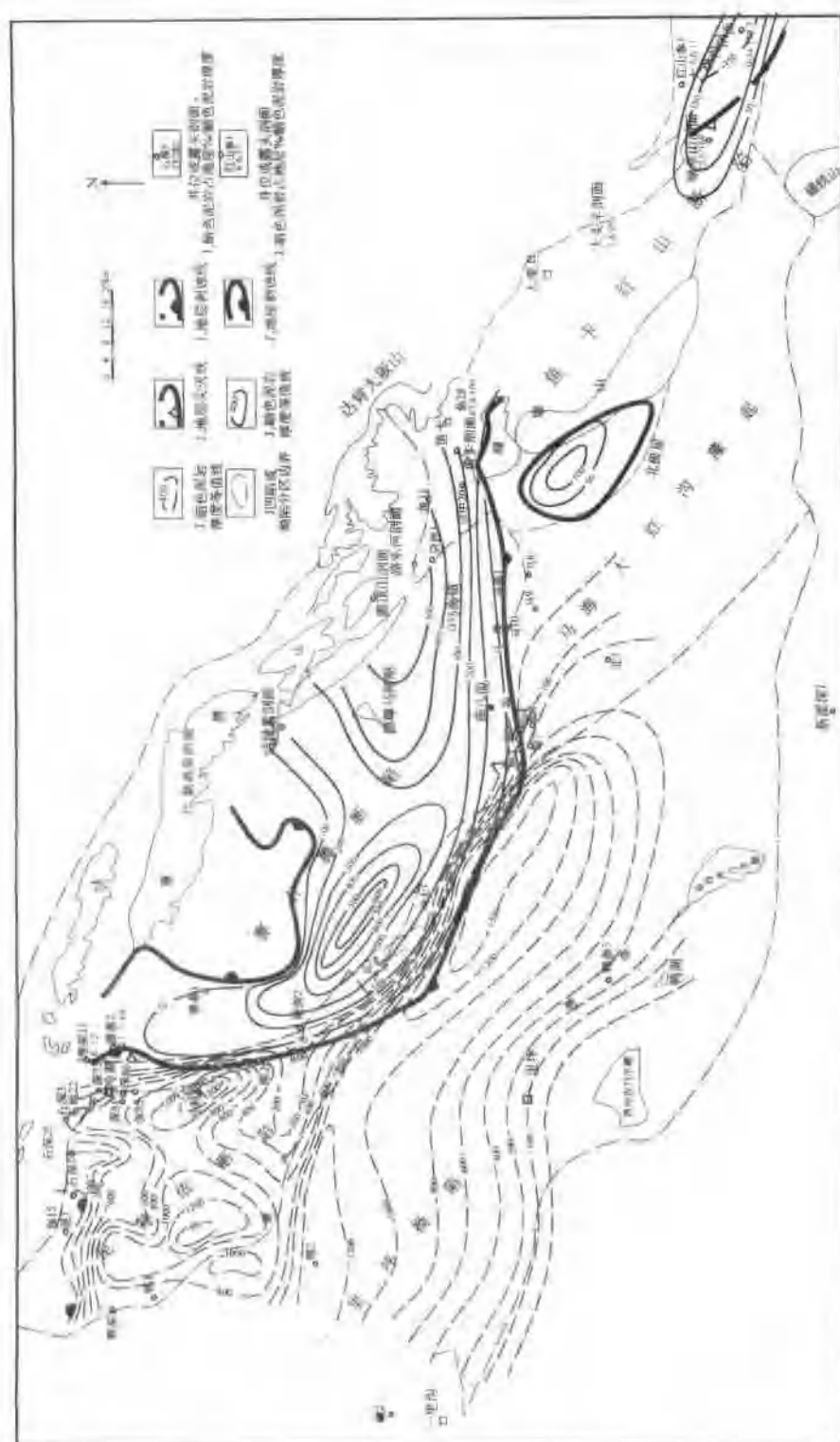


图 5-2 柴北缘地区中、下侏罗统暗色泥岩厚度等值线图

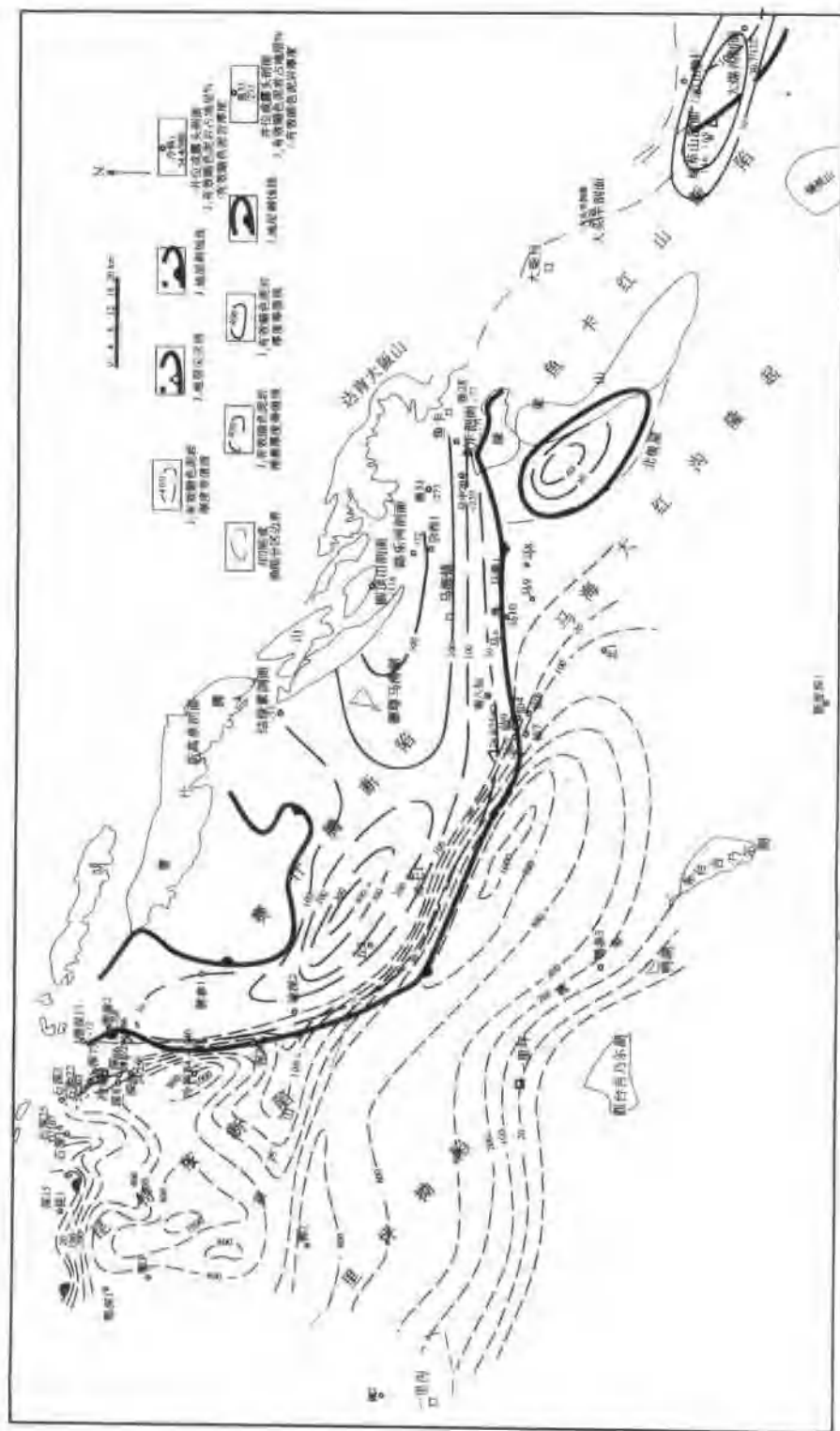


图 5-3 柴北缘地区中、下侏罗统有效暗色泥岩厚度等值线图

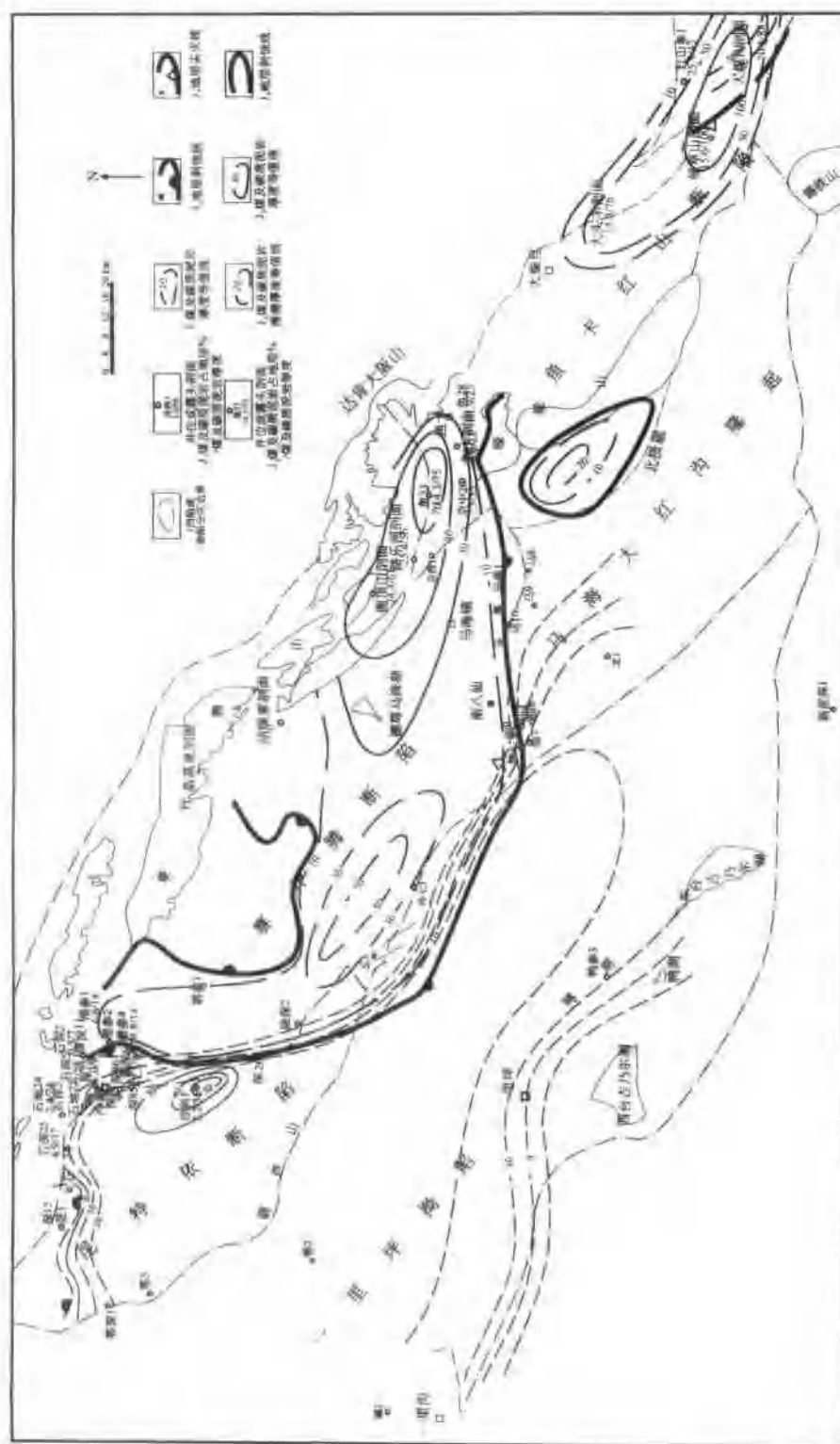


图 5-4 柴北缘地区中、下侏罗统煤层及碳质泥岩厚度等值线图

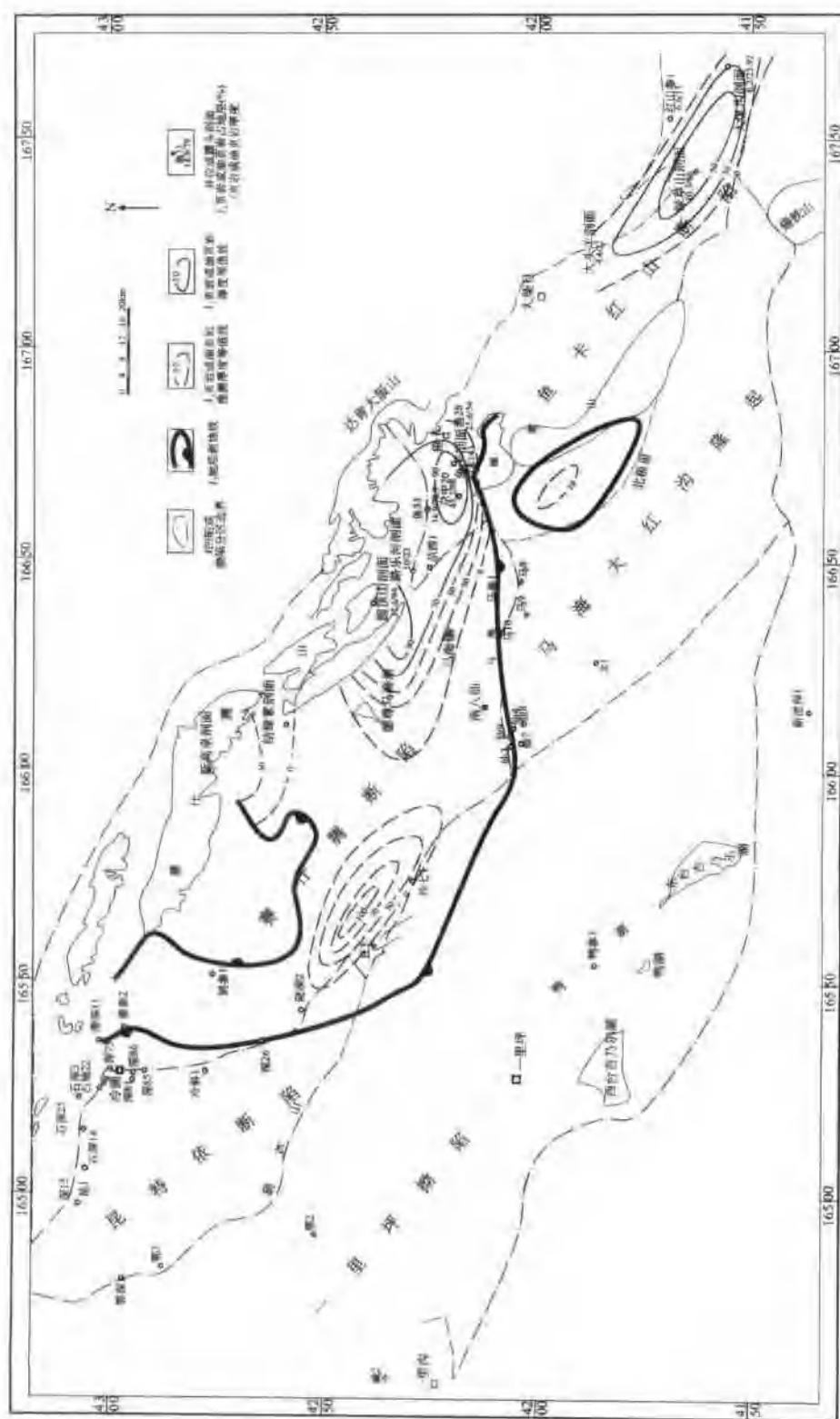


图 5-5 柴北缘地区中、下侏罗统页岩或油页岩厚度等值线图

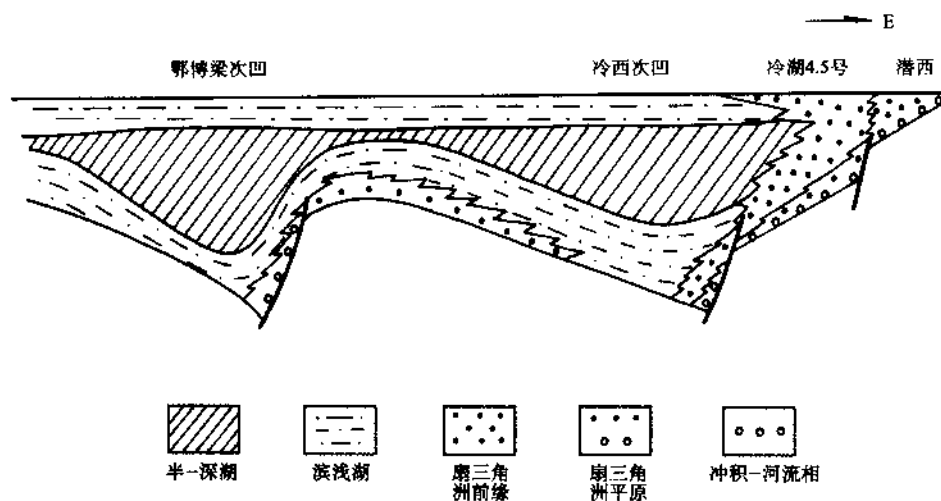


图 5-6 柴北缘早侏罗世豆荚状暗色泥岩发育和展布示意图

降使得煤层不发育,仅仅在扇三角洲向湖推进时的沼泽化过程中发育厚煤层,但横向上分布不稳定。扇三角洲相形成砂泥岩互层为主的岩性组合,沉积的厚度较大,暗色泥岩的厚度占有一定的比例,冷湖 3 号一方面由于遭受到强烈的剥蚀或仅钻遇其顶部地层,使得暗色泥岩厚度变化较大,另一方面,处于湖盆的长轴方向,坡度比短轴方向缓,距离物源较远,扇三角洲平原和前缘砂体发育,使得暗色泥岩厚度较薄。辫状河三角洲平原河道间充填了碳质泥岩和煤线,泥岩多为褐色和灰绿色,如潜参 1 井主要为砂岩、砾岩夹紫红色、褐灰色泥岩、煤线,为粗碎屑沉积,暗色泥岩不发育,仙 3 井也如此。沼泽相以富含植物化石的碳质泥岩、页岩夹煤线或厚的煤层为特征,早侏罗世不具备长期发育沼泽聚煤的环境,仅在扇三角洲或三角洲向湖进积过程中产生的湖水淤积时期形成短暂的沼泽,煤层不发育且厚度不大。

北部构造活动强烈,为主要的沉积、沉降中心,断陷幅度大,湖岸坡度较陡,同沉积正断层发育,沉降速率快,沉积厚度大,滨浅湖狭窄,湖水较深,扇三角洲、湖底扇发育,难于形成稳定的聚煤环境,形态上多以箕状断陷为主。沉积体系则以陡坡型扇三角洲—浅湖—半、深湖相为主,半深湖、深湖主要发育于靠同沉积正断层的下盘一侧,暗色泥岩厚度大。南部由于拉张断陷作用力小于北部,使得南部断陷幅度小于北部,湖岸坡度较缓,水体较浅,同沉积正断层不发育。沉积体系主要以辫状河三角洲—沼泽—滨浅湖—半深湖沉积为主,其中滨浅湖、沼泽范围较大,由于构造活动较频繁,表现为湖相和沼泽相交替沉积的特点,半深湖相分布范围较小,主要发育于凹陷中部。同时,相对较强的构造活动环境,使得沉积环境不稳定,一般不利于成煤,只有在构造相对宁静期,辫状河或辫状河三角洲废弃后,才能在河漫滩或分流间湾上发育泥炭沼泽而形成煤,但由于总体上早侏罗世处于快速沉降期,构造活动相对较强,使得煤层在南部也不发育,主要为暗色泥岩和碳质泥岩、页岩为主,暗色泥岩的厚度小于北部(图 5-2)。

(二) 平面分布

柴北缘早侏罗世断陷盆地的暗色泥岩主要形成于湖相和湖沼相,但由于特殊的构造背景和古地理条件,使得扇三角洲和辫状河三角洲很发育,主要为冲积扇或辫状河直接入湖而形成,也发育有一定厚度的暗色泥岩。下侏罗统暗色泥岩的统计厚度见表 5-1。

从图 5-2 可知,下侏罗统暗色泥岩具有多个厚度中心,分布面积广。暗色泥岩的厚度变化规律和地层厚度类似。在昆特依—一里坪拗陷的大部分地区发育了巨厚的暗色泥岩,一般在 200~1000m 之间;在昆特依凹陷、冷西凹陷和伊克雅乌汝凹陷暗色泥岩厚度达 1000~1500m;冷湖四、五号厚度也达 800~1500m 左右,三号暗色泥岩厚度较薄,在 100~400m 左右;在鄂博梁构造带,暗色泥岩厚度也在 800~1200m 左右;在鸭湖构造的北部和南八仙构造带的西南部深凹陷内,也发育有 200~1500m 的暗色泥岩厚度。整体上表现为向南减薄的趋势。

从图 5-2 可以看出,下侏罗统煤层及碳质泥岩厚度不太发育,仅在冷科 1 井的中部发育 55m 的煤层和碳质泥岩厚度,其他多为碳质泥岩为主夹煤线,厚度一般 10~20m 之间。

有效烃源岩是指:①有机碳含量达到中等烃源岩最低标准($\text{TOC} > 1.5\%$)的暗色泥岩样品或层段;②有机质必须进入成熟门限($R^0 > 0.5\%$)的暗色泥岩样品或层段。下侏罗统的有效烃源岩厚度是由暗色泥岩厚度减去非一差和未成熟的烃源岩厚度而得来的(图 5-3)。可以看出,有效烃源岩厚度变化规律和暗色泥岩厚度及地层厚度类似。在昆特依—一里坪拗陷的大部分地区发育了较厚的有效烃源岩,一般在 100~600m 之间;在昆特依凹陷、冷西凹陷和伊克雅乌汝凹陷有效烃源岩厚度达 600~1000m;冷湖四、五号厚度也达 600~1000m 左右,三号厚度较薄,在 20~150m 左右;在鄂博梁构造带,有效烃源岩厚度也在 600~800m 左右;在鸭湖构造的北部和南八仙构造带的西南部深凹陷内,也发育有 200~1000m 的有效烃源岩厚度。整体上也表现为向南减薄的趋势。

二、中侏罗统烃源岩的分布

钻遇中侏罗统的井分布在潜西、马海杂秀和鱼卡地区,露头则主要沿赛什腾山前、鱼卡、红山及其以东分布。

(一) 暗色泥岩及有效烃源岩发育的控制因素

中侏罗世,盆地的演化已经由断陷期转化到拗陷期,沉积和沉降中心逐渐向东迁移。赛什腾—鱼卡地区为中侏罗世的一个沉积、沉降中心,早期表现为断陷,中后期则为拗陷沉积。在这种构造和沉积演化背景下,中、下侏罗统暗色泥岩的发育和展布有明显差异,下侏罗统暗色泥岩主要为断陷湖盆沉积;中侏罗统则为拗陷型湖盆沉积。

中侏罗统沉积体系的平面展布表现为从赛什腾北端的潜西—鱼卡为辫状河—曲流河—正常三角洲、滨浅湖—半深湖、深湖。沉积体系的分布模式为碟形,鱼卡为拗陷中心,主

要烃源岩发育于鱼卡拗陷中,表现为鱼卡地区发生断陷的时期较早,中期(J_2^3)就有湖相沉积,随后湖盆进一步扩大,到晚期(J_2^7)湖盆达到最大,沿结绿素—圆顶山—路乐河—马海尕秀—鱼卡沉积了一套优质的黑色油页岩为主的烃源岩。纵向上则早期(J_2^1)为河流相—中期(J_2^3)为沼泽相—中期(J_2^5)为三角洲—浅湖相和晚期(J_2^7)为半深湖相的演化序列。由于中侏罗世拗陷湖盆的构造活动相对于早侏罗世较稳定,使得该地区的烃源岩的发育除了以晚期湖相泥岩、页岩和油页岩为主外,还有以中期沼泽相为主的煤系地层。因此,控制暗色泥岩的发育和展布的岩相古地理特征表现为中侏罗世赛什腾—鱼卡为拗陷湖盆,沉积和沉降幅度明显比早侏罗世小,控制沉积的同沉积断层不发育,距离物源区相对较远,沉积的粒度相对偏细。这种特点使得地层厚度相对较小,暗色泥岩及烃源岩的厚度相对较小,但占地层比例相对较大(图 5-5、表 5-2)。

从钻井、露头和地震剖面上都能较清楚地识别出中侏罗统大煤沟组第 4~7 段为一完整的层序,4 段为低水位体系域的一套冲积扇、河流沉积体系,暗色泥岩不发育;5、6、7 等三段为湖侵体系域的沼泽—三角洲—滨浅湖至半深湖的沉积体系,主要为湖相泥岩与沼泽相煤系地层,特别是最大湖侵期 J_2^7 半深期油页岩、泥岩、页岩为中侏罗统最好的生油岩,平面上具有一定的分布范围(图 5-3)。

河沼相主要发育于岸线之上的岸上森林沼泽,为较粗的沉积序列,暗色泥岩不发育、碳质泥岩较多,煤层的特点是单层厚度多变,横向上不稳定,常与砂岩叠置。例如,潜西的中侏罗统多发育此类沉积,构造位置上,该区属赛什腾拗陷的北端,紧临北东向的山前物源区,沉积较粗,处于较氧化的环境中。沉积相从北向南,即从潜深 11—潜参 10—潜参 2—潜深 4—潜深 6 井,中侏罗统主要为冲积扇—河流沼泽沉积变化,岩性上则由浅灰白色砾岩、砂岩不等厚互层为主到河沼相的灰黑色砂质泥岩、泥岩、碳质泥岩夹煤线为主,厚度都不大。湖沼相主要岩性为浅灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩、页岩和煤,夹少量粉细砂岩,岩性较细,伴生的砂岩多为滨湖相砂岩。

(二) 平面分布

从表 5-2 可以看出,整体上,中侏罗统的暗色泥岩厚度较小,位于鱼卡凹陷中的鱼 33 井、尕中 20 井、鱼 28 井、鱼卡煤矿、鱼卡本部等暗色泥岩厚度较大,占剖面的 35%~61%。如尕中 20 井为 238m,占地层厚度的 54%,鱼卡煤矿厚 331m,占地层厚度的 61%。结绿素、圆顶山和结绿素的暗色泥岩厚度多小于 100m,占剖面的 25%~35%左右。而处于湖盆边缘的潜西、尕中 14 井暗色泥岩不发育,所占比例非常小。从统计的烃源岩厚度变化看,从潜西到鱼卡凹陷中心,暗色泥岩厚度变大(图 5-2),完全受沉积体系展布和沉积相带的控制,与地层厚度的变化规律相类似(图 5-1)。

平面上,鱼卡—赛什腾凹陷中部暗色泥岩厚度最大,为 200~500m;赛什腾凹陷西北部的潜西地区暗色泥岩厚度较薄,多小于 100m。整体上表现为中心厚向四周减薄的趋势(图 5-2)。

中侏罗统煤层及碳质泥岩厚度相对较大,鱼卡凹陷中心最厚,鱼 33 井可达 75m,一般也在 30~60m 之间;另外,在赛什腾凹陷内的半深湖相中也可能有较厚的煤层;在赛什腾

表5-2 中侏罗统煤系厚度统计表

剖面 或井号	地层 厚度 m	岩石类型	厚度 m	占地层 厚% m	有效煤 层厚度 m	占地层 厚% m	剖面 或井号	地层厚 度m	岩石类型	厚度m	占地层 厚% m	有效煤 层厚度 m	占地层 厚% m
鱼33 井	525	煤	75	14.3	71	13.5	红山参 1井	166	煤	31	18.7	0	0
		碳质泥岩	134	25.5	67	12.8			碳质泥岩	12	7.2	0	0
		暗色泥岩	100	19	61.4	11.7			暗色泥岩	11	6.6	7.9	4.8
		油页岩、 頁岩	78	14.8	78	14.8			油页岩、 頁岩				
人煤 沟	384	煤	39	10.2	3.9	1	大头羊	495	煤	51	10.3		
		碳质泥岩	59.1	15.4	59.1	15.4			碳质泥岩	25	5.1	25	5.1
		暗色泥岩	115.8	30.2	59	15.4			暗色泥岩	7	1.4	3.5	0.7
		油页岩、頁 岩	23.9	6.2	23.9	6.2			油页岩、 頁岩	22	4.4	22	4.4
结绿 寨	124	煤	23	18.5			绿草山	643	煤	39	6.1	7.8	1.2
		碳质泥岩	19	15.3					碳质泥岩	61	9.5	48.8	7.6
		暗色泥岩	31	25					暗色泥岩	103	16.0	84	13.1
		油页岩、 頁岩							油页岩、 頁岩	66	10.34	66	10.34
圆顶 山	250	煤	13	5.2	13	5.2	X169L	340	煤	13	3.8		
		碳质泥岩	48	19.2	48	19.2			碳质泥岩	0	0		
		暗色泥岩	35	14	22.1	8.8			泥岩	129	20.3		
		油页岩、頁 岩	94	37.6	94	37.6			油页岩、 頁岩	36	10.6		
路乐 河	220	煤	37	16.8	0	0	羊肠 子沟	88	煤	0	0		
		碳质泥岩	19	8.6	15.2	6.9			碳质泥岩	0	0		
		暗色泥岩	41	18.7	10.3	4.7			暗色泥岩	0	0		
		油页岩、頁 岩	22	10	22	10			油页岩、 頁岩	30	34.1		
鱼28 井	211	煤	12	5.7	0	0	溝深 11井	200	煤	0	0		
		碳质泥岩	11	5.2	11	5.2			碳质泥岩	0	0		
		暗色泥岩	46	21.8	25.6	12.1			暗色泥岩	12	6		
		油页岩、頁 岩	54	25.6	54	25.6			油页岩	0	0		
鱼卡 本部	179~ 541	煤	12	6.7	2.4	1.3	溝深 10井	353.7	煤	0	0		
		碳质泥岩	12	1.7	12	1.7			碳质泥岩	0	0		
		暗色泥岩	114	23.4	52.5	9.7			暗色泥岩	20	5.7		
		油页岩、頁 岩	60~ 226	34~42	60~226	34~42			油页岩	0	0		
鱼卡 煤矿	541	煤	11	2			溝深 2井	314	煤	10	3.2		
		碳质泥岩	9	1.7					碳质泥岩	19	6.1		
		暗色泥岩	105	19.4					暗色泥岩	68	21.7		
泉中 20井	438	煤	33	7.5			溝深 4井	27.38	煤	6	21.9		
		碳质泥岩	0	0					碳质泥岩	9	32.9		
		暗色泥岩	41	9.4					暗色泥岩	12	43.8		
		油页岩、頁 岩	198	45.2					油页岩	0	0		
泉中 14井	356	煤	0	0			溝深 6井	213.71	煤	14	6.6		
		碳质泥岩	10	2.8					碳质泥岩	87	40.7		
		暗色泥岩	0	0					暗色泥岩	6	2.8		
		油页岩、頁 岩	0	0					油页岩	0	0		

凹陷西北部的潜西地区煤层及碳质泥岩厚度较薄,多小于 15m。整体上也表现为中心厚向四周减薄的趋势(图 5-4)。

中侏罗统上段(相当于 J_2^3)湖盆最大时沉积的页岩、油页岩及泥岩有机质丰度很高,母质类型好是一套富烃源层,也是侏罗系最好的烃源岩,因此这里专门把其突出出来(图 5-7)。该段页岩或油页岩主要分布在鱼卡凹陷内,厚度一般在 50~100m 之间,最厚的是鱼卡野外剖面达 143m;圆顶山—马海—德尊马海湖附近以及赛什腾凹陷内的半深湖相中也可能发育有一定厚度的页岩或油页岩(推测);其他地区(例如赛什腾凹陷西北部的潜西地区)缺失这套页岩层(图 5-5)。

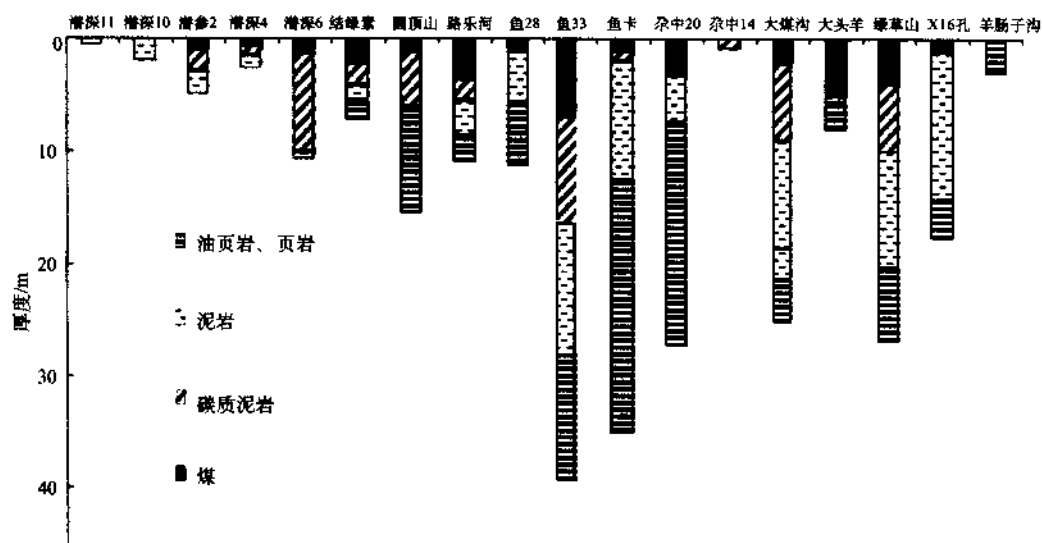


图 5-7 中侏罗统泥岩、页岩、油页岩、煤和碳质泥岩统计厚度对比图

中侏罗统有效烃源岩也是有机碳含量达到中等烃源岩标准和进入成熟门限的暗色泥岩、煤、碳质泥岩、页岩或油页岩。该段有效烃源岩厚度的变化趋势(图 5-3)与暗色泥岩厚度(图 5-2)及地层厚度(图 5-1)基本相一致。鱼卡—赛什腾拗陷中部有效烃源岩厚度最大,为 100~300m;赛什腾凹陷西北部的潜西地区有效烃源岩厚度较薄,多小于 50m。整体上也表现为凹陷中心厚向四周减薄的趋势。

第二节 烃源层有机质丰度的平面分布

一、下侏罗统

(一) 有机碳含量

暗色泥岩的有机碳含量是评价烃源岩好坏最直接、最常规的指标。对于正常湖相泥岩来说,一般认为有机碳大于 0.5% 即为中等烃源岩。柴北缘下侏罗统暗色泥岩尽管主

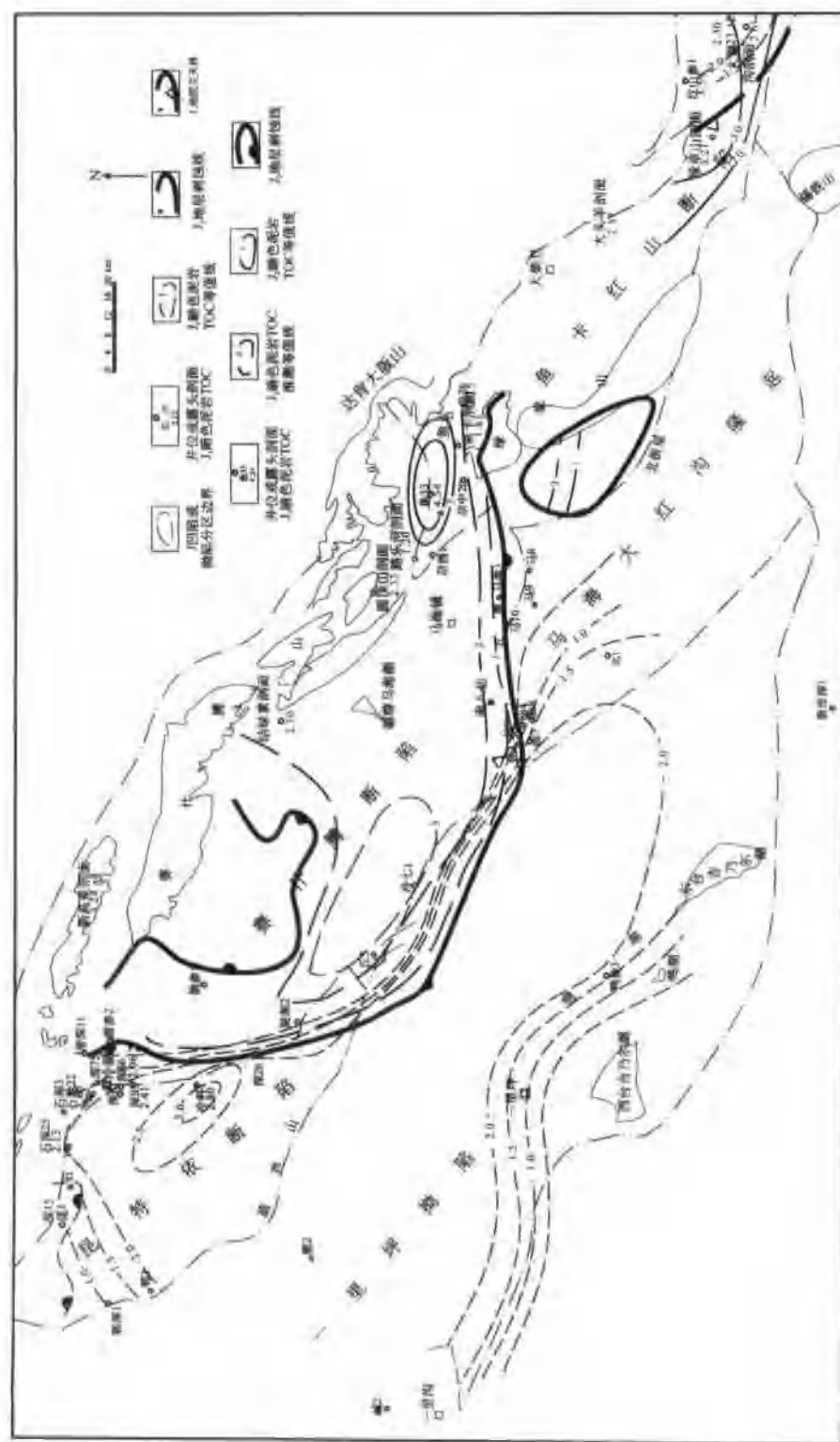


图 5-8 柴北缘地区中、下侏罗统暗色泥岩有机碳含量等值线图

要是湖相泥岩,但是,它们也与煤系相伴生,主要具有煤系泥岩的特点,母质类型相对较差,从第一章 TOC- $S_1 + S_2$ 的关系中(图 1-1)可以看出,评价标准应相应提高一些,应按第一章给定的标准来评价。

有机碳含量平面等值线分布图是根据:①不同沉积相带井下或野外剖面代表性实测有机碳数据(表 5-3)。在绘制平面图时,尽可能用井下岩心或未受泥浆污染样品的数据,在没有钻井样品数据的情况下,利用野外剖面实测数据,但要适当进行风化校正(见第一章);②沉积相的平面展布下侏罗统单井剖面或野外剖面沉积相纵向上变化大,可分为上、中、下三段,由于烃源层主要发育在中上段,因此,这里采用的是下侏罗统中上段沉积相的平面展布图;③参考地层等厚图的分佈。

下侏罗统暗色泥岩有机碳含量的平面分布图 5-8 中,以昆特依断陷内半深湖相相对最高,平均在 2.5% 以上,冷湖五号冷科 1 井 166 个暗色泥岩有机碳含量平均为 2.8%,中上段 106 个样品平均高达 3.66%;昆特依——里坪拗陷大面积的浅湖——滨浅湖相,包括冷湖四号地区西南部,暗色泥岩有机碳含量一般在 2%~2.5% 之间;冷湖二、三号地区的扇三角洲相相对较低,一般在 1.5%~2% 之间;鄂博梁一号构造——冷湖一号地区、一里坪拗陷东部——南八仙地区的河流——沼泽相,暗色泥岩有机碳含量相对最低,一般在 1%~1.5% 之间。

从整个下侏罗统暗色泥岩有机碳含量分布的直方图可以看出(图 5-9),374 个样品的有机碳含量总平均为 2.37%,其中好烃源岩约占 25%,中等烃源岩占 29%,差生油岩占 42%,非生油岩仅占 4%。中等以上烃源岩占 54%。

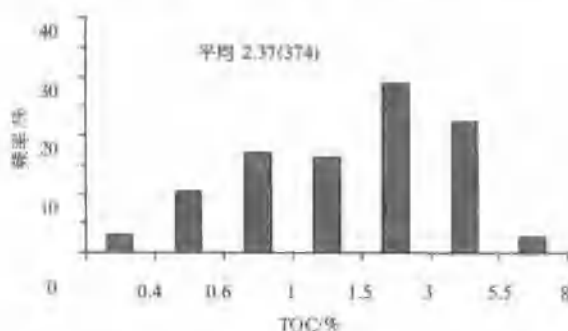


图 5-9 柴北缘下侏罗统暗色泥岩有机碳分布直方图

由于下侏罗统煤及碳质泥岩不发育,纯度较低,其有机碳含量一般相对较低,多在 25~30 之间(图 5-10)。在昆特依——里坪拗陷大面积的半深湖——浅湖——滨浅湖相内,有机碳含量大于 30%;在冷湖一、二、三号、南八仙等发育侏罗系下侏罗统的周边地区,有机碳含量小于 25%。

(二) 生烃潜量

下侏罗统暗色泥岩生烃潜量平面等值线分布图同有机碳分布一样也是根据:①不同沉积相带井下或野外剖面代表性实测数据(表 5-3)。尽可能用井下岩心或未受泥浆污染

表 5-3 柴北缘下侏罗统烃源岩有机质丰度综合数据表

地区	井号	井段	层位	岩性	TOC / %	S ₁ + S ₂ / (mg/g)	"A" / %	总烃 / 10 ⁻⁶	I _H / (mg/g)	评价
冷湖三号	石深 25	1255 ~ 1280	J ₁ ^上	泥岩	2.12(3) 1.46 ~ 2.66	0.67(3) 0.38 ~ 1.03	0.013(2) 0.011 ~ 0.015	54(2) 34 ~ 74	32(3) 12 ~ 40	非—差 烃源岩
	石地 22 井	泥岩		1.65(42) 0.09 ~ 6.45	0.98(42) 0.02 ~ 6.45	0.0288(11) 0.0073 ~ 0.147	125(11) 15 ~ 737	43(42) 6 ~ 129	非—差 烃源岩	
		煤和碳 质泥岩		24.32(6) 9.08 ~ 47.53	14.53(6) 5.98 ~ 30.20	0.2212(3) 0.0618 ~ 0.344	909(3) 233 ~ 1608	14(6) 16 ~ 194	差—中等 烃源岩	
	深 85 井	2979 ~ 4002	J ₁ ^中	泥岩	2.41(3) 1.85 ~ 3.03	6.85(4) 5.36 ~ 8.65	0.104(1)	673(1)	271(4) 213 ~ 378	好烃源岩
冷湖四号	深 86 井	3201 ~ 3320	J ₁ ^中	泥岩	0.66(19) 0.23 ~ 1.93	0.57(19) 0.07 ~ 1.83	0.0354(3) 0.0276 ~ 0.0419	247(3) 199 ~ 313	60(19) 11 ~ 144	中等 烃源岩
		3320 ~ 4000 4000 ~ 4461	J ₁ ^中	泥岩	3.62(46) 0.27 ~ 6.8	5.88(46) 0.18 ~ 17.50	0.081(9) 0.0378 ~ 0.1338	409(9) 188 ~ 641	146(46) 52 ~ 253	好烃源岩
				碳质 泥岩	31.07(7) 8.18 ~ 48.49	42.14(7) 18.13 ~ 94.69				中等 烃源岩
				J ₁ ^下	泥岩	0.74(34) 0.07 ~ 3.08	0.9(34) 0.06 ~ 8.09	0.0349(7) 0.0028 ~ 0.0713	235(7) 10 ~ 555	67(34) 7 ~ 255
冷湖五号	冷科 1	3473 ~ 4112	J ₁ ^中	泥岩	3.71(60) 1.99 ~ 8.26	12.08(28) 4.48 ~ 28.69	0.185(9) 0.0854 ~ 0.3202	623(7) 256 ~ 910	236(28) 130 ~ 397	好烃源岩
		4112 ~ 4740	J ₁ ^中	泥岩	3.59(47) 0.44 ~ 6.34	11.23(38) 0.02 ~ 32.75	0.264(14) 0.0892 ~ 0.5511	1175(14) 518 ~ 1860	213(38) 1 ~ 317	好烃源岩
				碳质 泥岩	18.27(25) 8.05 ~ 29.56	47.38(13) 14.74 ~ 77.79	0.7756(3) 0.5433 ~ 1.2022	2776(2) 1168 ~ 4384	225(13) 164 ~ 319	中等—好 烃源岩

续表

地区	井号	井段	层位	岩性	TOC/%	$S_1 + S_2/(mg/g)$	"A"/%	总烃/ 10^{-6}	$I_{H^*}/(mg/g)$	评价
冷湖五号	冷科 1	4112 ~ 4740	J ₁ ^上	煤	44.35(24) 32.11 ~ 65.7	101.74(24) 20.35 ~ 176.86	1.0343(2) 0.9738 ~ 1.0948	2061(2) 1986 ~ 2176	207(24) 37 ~ 321	中等—好 烃源岩
		4740 ~ 5200	J ₁ ^下 泥岩	1.24(59) 0.53 ~ 2.19	1.79(39) 0.05 ~ 5.75	0.0743(23) 0.0182 ~ 0.1538	451(19) 53 ~ 1044	89(39) 1 ~ 220	中等 烃源岩	
南八仙	仙 3 井	3535 ~ 3637.5	J ₁ ^下	泥岩	1.30(4) 0.99 ~ 1.71	2.79(4) 1.53 ~ 4.07	0.187(2)	0.160(2)		中等
		3662 ~ 3667	P ₂	可能为侏 罗系掉块	5.17	8.31				
盆地西部	阿尔金山	地面露头	J ₁	泥岩	2.96(15) 1.38 ~ 7.59	0.33(15) 0.03 ~ 0.94	0.0109(3) 0.0068 ~ 0.188	0.0063(3) 0.0040 ~ 0.0116		中等—好
			J ₁	泥岩	后 3.57(15) 1.66 ~ 9.16 校正	正后 7.75(15) 3.59 ~ 19.87 校正				
红山断陷	大煤沟	地面露头	J ₁	页岩、 油页岩	27.12(26) 4.47 ~ 50.8	133.56(26) 7.04 ~ 491.37	10.7479(8) 2.5240 ~ 24.965	22895(8) 6083 ~ 50968	437(26) 102 ~ 982	好 烃源岩
				暗色泥岩	2.03(42) 0.25 ~ 5.06	1.59(42) 0.05 ~ 18.45	0.3648(10) 0.0081 ~ 1.9090	1152(10) 35 ~ 6085	58(42) 7 ~ 378	差—中等 烃源岩
				碳质泥岩	15.05(12) 7.16 ~ 26.11	7.76(12) 0.69 ~ 17.42	2.9867(3) 0.2480 ~ 7.072	5678(3) 623 ~ 15379	56(12) 8 ~ 198	非—差 烃源岩
				煤	48.45(15) 30.05 ~ 63.50	41.82(15) 4.11 ~ 118.32	2.7800(1)	2095(1)	81(15) 6 ~ 212	非烃 源岩

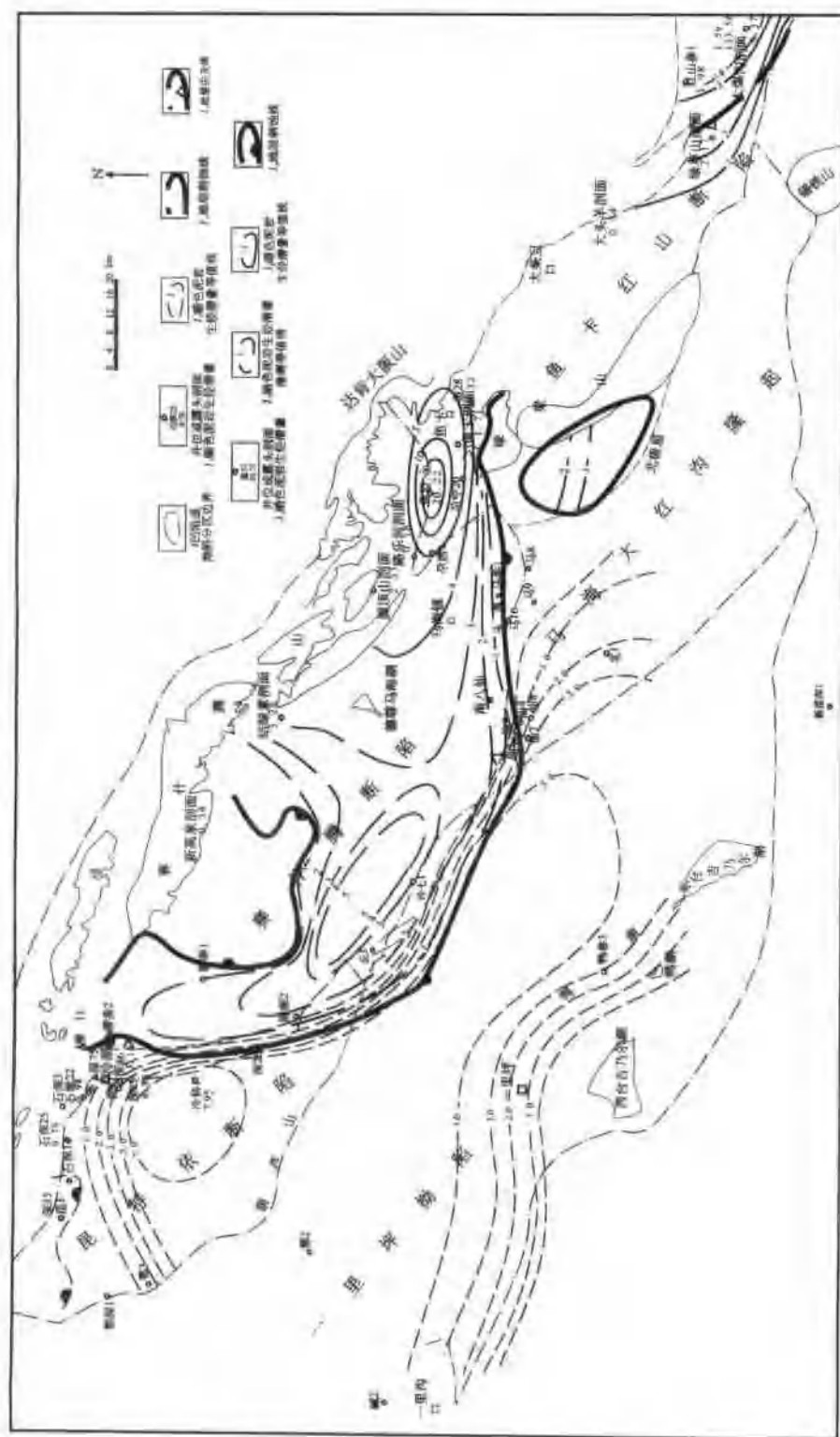


图 5-11 柴北缘地区中、下侏罗统暗色泥岩生烃潜量等值线图

的样品数据;在没有钻井样品数据的情况下,参考野外剖面样品实测数据。②下侏罗统中上段沉积相的平面展布图。③参考地层等厚图的分布。实际上,暗色泥岩生烃潜量还受成熟度或埋藏深度的影响,这里可以认为是原始或接近原始的生烃潜量。

下侏罗统暗色泥岩生烃潜量(图 5-11)也以昆特依断陷内半深湖相相对最高,平均在 5mg/g 以上,冷湖五号冷科 1 井 105 个暗色泥岩生烃潜量平均为 7.95mg/g ,中上段 66 个样品平均高达 11.59mg/g ;昆特依—里坪拗陷大面积的浅湖—滨浅湖相,包括冷湖四号地区西南部,一般也在 5mg/g 以上;冷湖二、三号地区的扇三角洲相相对较低,一般在 $0.5 \sim 2\text{mg/g}$ 之间;鄂博梁 I 号构造—冷湖一号地区、一里坪拗陷东部—南八仙地区的河流—沼泽相,暗色泥岩生烃潜量相对最低,一般小于 $1 \sim 2\text{mg/g}$ 。

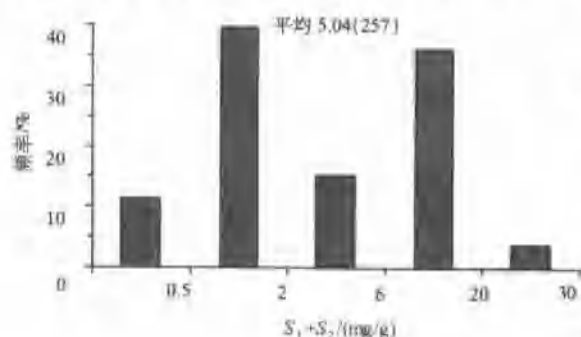


图 5-12 柴北缘下侏罗统暗色泥岩生烃潜量潜力分布直方图

在冷湖一、二、三号、南八仙等周边地区,生烃潜量小于 20mg/g 。

从整个下侏罗统暗色泥岩生烃潜量分布的直方图(图 5-12)来看,257 个样品总平均为 5.04mg/g ,其中好烃源岩约占 40%,中等烃源岩占 15%,差生油岩占 40%,非生油岩仅占 5%。中等以上烃源岩占 55%,与有机碳含量分布基本一致。

下侏罗统煤及碳质泥岩生烃潜在昆特依—里坪拗陷大面积的半深湖—浅湖—滨浅湖相内,相对较高,一般在 60mg/g 以上(图 5-13);在

(三) 氯仿沥青“A”和总烃

下侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”和总烃平面等值线分布图同样是根据:①不同沉积相带井下代表性实测样品数据(表 5-3)。②沉积相的平面展布。③参考地层等厚图的分布。实际上,暗色泥岩氯仿沥青“A”和总烃受地表风化的影响较大,绘制平面图时,一般尽可能不用野外剖面样品的数据。另外,还受成熟度或埋藏深度的影响,这里可以认为是成熟时期的氯仿沥青“A”和总烃含量。

下侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”含量(图 5-14)也以昆特依断陷内半深湖相相对最高,平均在 0.1% 以上,冷湖五号冷科 1 井 46 个暗色泥岩氯仿沥青“A”含量平均为 0.1537%,中上段 23 个样品平均高达 0.2331%;昆特依—里坪拗陷大面积的浅湖—滨浅湖相,包括冷湖四号地区西南部,一般也在 0.05% 以上;冷湖二、三号地区的扇三角洲相相对较低,一般小于 0.05%;鄂博梁 I 号构造—冷湖一号地区、一里坪拗陷东部—南八仙地区的河流—沼泽相,一般小于 0.025%。总烃含量的分布与氯仿沥青“A”是一致的。

从整个下侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”分布的直方图(图 5-15)来看,平均为 0.081%,其中,好烃源岩占 28.81%,中等烃源岩占 28.81%,差烃源岩占 33.9%,而非烃源岩占 9.32%,中等—好烃源岩占 57%,与有机碳、生烃潜量评价结果及北一致。

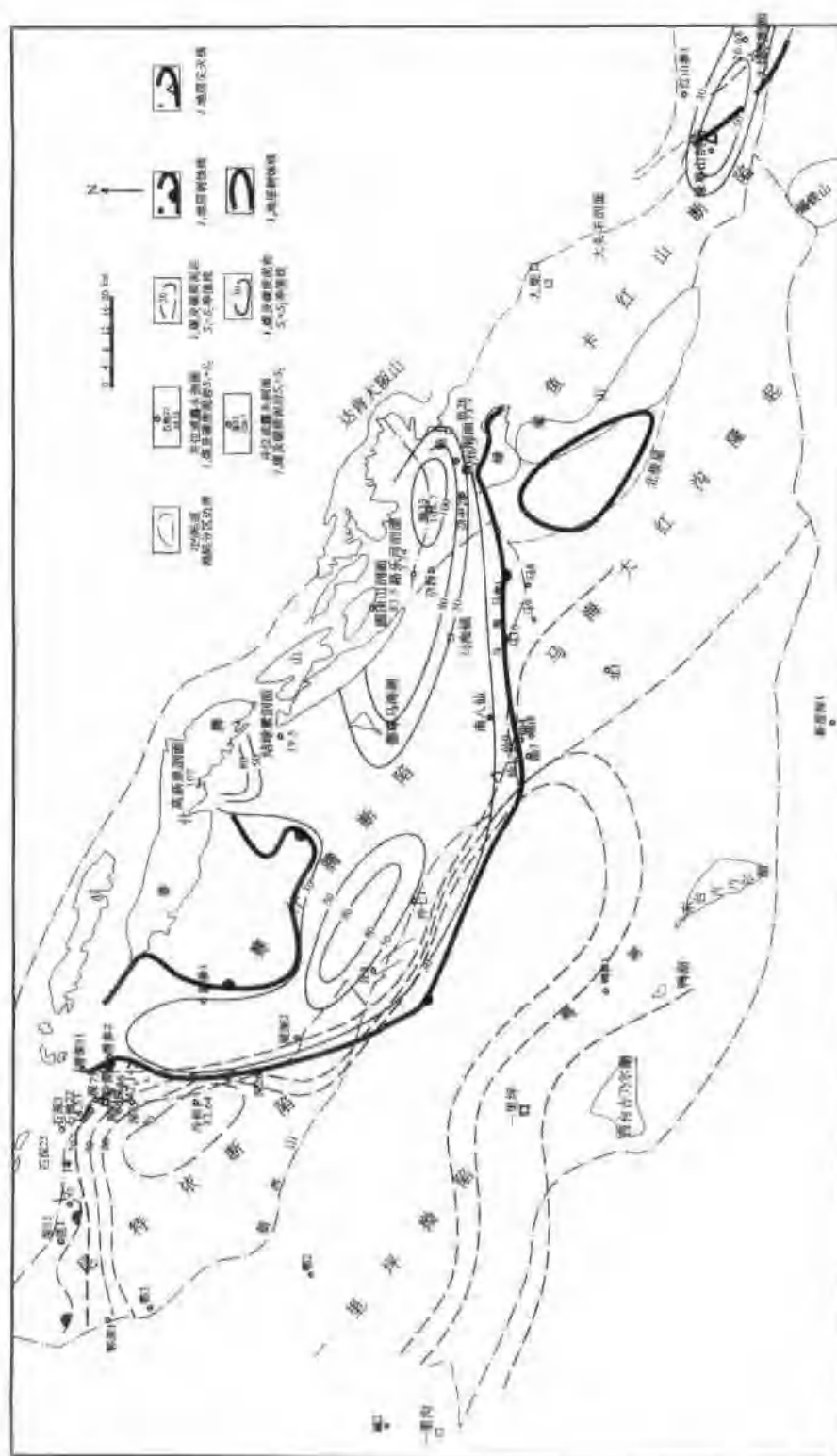


图 5-13 柴北缘地区中、下侏罗统煤层及碳质泥岩生气潜量等值线图

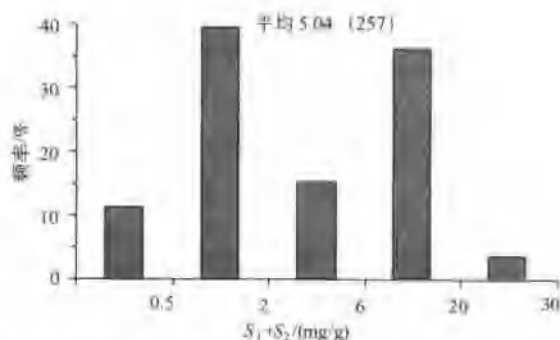


图 5-15 柴北缘下侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”分布直方图

二、中侏罗统

(一) 有机碳含量

中侏罗统暗色泥岩有机碳含量的平面分布图绘制方法与下侏罗统相似,也主要是根据不同沉积相带井下或野外剖面代表性实测有机碳数据(表 5-4)和沉积相的平面展布来进行绘制的。中侏罗统单井剖面或野外剖面沉积相纵向上变化更大,也可分为上、中、下三段,煤系烃源层主要发育在中段,而上段主要是一套富含有机质的页岩、油页岩和泥岩组成。因此,中侏罗统暗色泥岩有机碳含量主要是中上段,煤及碳质泥岩有机碳含量主要是中段,页岩、油页岩有机碳含量主要是上段(图 5-16)。

表 5-4(1) 柴北缘中侏罗统烃源岩有机质丰度综合统计表

剖面	层位	岩性	有机碳 /%	生烃潜量 /(mg/g)	氢指数 /(mg/g)	氯仿沥青“A”/%	总烃 /10 ⁻⁶	评价
鱼卡	J ₂	页岩	3.31(3)	11.14(3)	290(3)	0.0127(2)	46(2)	好烃
		油页岩	2.20~5.24	3.87~23.16	174~440	0.0074~0.0179	16~76	源岩
		泥岩	1.83(18)	1.71(18)	121(18)	0.0866(4)	20(4)	差—中等
		碳质	0.35~7.78	0.20~6.02	16~525	0.0083~0.2920	0~69	烃源岩
		泥岩	14.42(2)	12.17(2)	83(2)	0.0076(2)	19(2)	非烃
		煤	11.94~16.38	2.53~21.80	21~146	0.0024~0.0128	9~29	源岩
			61.11(5)	45.99(5)	70(5)	2.5916(3)	182(3)	非烃
鱼 28 井	J ₂		43.20~75.70	9.97~148.1	20~220	0.0528~7.5000	3~441	源岩
		页岩	13.30(2)	64.04(2)	411(2)	1.4740(1)	554(1)	好烃
		油页岩	8.33~18.27	27.82~100.26	325~496			源岩
		泥岩	2.15(9)	6.32(9)	184(9)	0.0109(1)	7(1)	中—好
		碳质	0.47~5.40	0.18~23.00	33~417			烃源岩
		泥岩	13.88(3)	21.95(3)	151(3)	0.1062(1)	52(1)	非—差
		煤	12.25~15.97	10.89~30.33	66~192	0.8753(1)	259(1)	烃源岩
鱼 33 井	J ₂		47.63(2)	51.93(2)	115(2)			非—差
			32.75~62.50	46.27~57.58	91~139			烃源岩
		页岩	6.28(6)	30.15(6)	423(6)	0.1308(1)	728(1)	好烃
		油页岩	3.53~10.39	10.22~59.91	283~541	0.1086(2)	580(2)	好烃
		暗色	4.54(13)	20.22(13)	352(13)	0.0764~0.1408	425~735	源岩
		泥岩	0.11~11.33	0.02~38.45	18~610	0.0896(1)	514(1)	非—差
		碳质	10.50(6)	29.99(6)	310(6)			烃源岩
鱼 33 井	J ₂	泥岩	6.17~20.26	20.44~39.16	164~457	1.5122(5)	6597(5)	非—差
		煤	59.45(19)	133.57(19)	223(19)			烃源岩
			32.22~70.37	93.10~174.18	166~303	1.1055~2.4856	5323~9254	烃源岩

续表

剖面	层位	岩性	有机碳 /%	生烃潜量 /(mg/g)	氢指数 /(mg/g)	氯仿沥青“A”/%	总烃 /10 ⁻⁶	评价
新高泉	J ₂	泥岩	1.24(1)	0.34(1)	25	0.0139(1)	56	差中等 烃源岩
		油页岩	28.24(1)	80.02(1)	281(1)	0.2915(1)	178(1)	好烃源岩
		煤	76.45(2)	106.59(2)	138(2)	0.74(2)	2972(2)	中等—好 烃源岩
			75.2 ~ 77.77	58.28 ~ 154.89	73 ~ 203	0.400 ~ 0.080	2209 ~ 3734	
结绿寨	J ₂	泥岩	2.70(7)	3.28(7)	70(6)	0.0276(2)	51.5(2)	中等—好 烃源岩
			0.67 ~ 7.75	0.14 ~ 15.01	15 ~ 309	0.0165 ~ 0.094	33 ~ 70	
		页岩	3.37(1)	4.62(1)	135(1)	0.0637(1)	124(1)	中等—好 烃源岩
		煤	46.15(4)	25.39(4)	37(4)	0.95(2)	497(2)	差—中等 烃源岩
			36.10 ~ 60.4	6.78 ~ 59.42	16 ~ 52	0.854 ~ 1.046	96 ~ 899	
		碳质 泥岩	24.32(3)	11.66(3)	48(3)			中等—好 烃源岩
路乐河	J ₂		18.78 ~ 31.70	5.56 ~ 19.38	28 ~ 85			
		页岩、 油页岩	7.19(1)	2.32(1)	31(1)	0.0418(1)	50(1)	中—好 烃源岩
		暗色 泥岩	1.20(7)	0.18(7)	21(7)	0.0026(1)	5(1)	非—差 烃源岩
			0.38 ~ 4.27	0.03 ~ 0.33	5 ~ 50			
		碳质 泥岩	14.17(5)	2.84(5)	19(5)	0.0463(2)	120(2)	非烃源岩
			9.43 ~ 17.84	0.23 ~ 5.84	2 ~ 32	0.0269 ~ 0.0656	71 ~ 169	
		煤	41.82(3)	5.23(3)	11(3)	0.2527(1)	514(1)	非烃源岩
			36.33 ~ 50.12	3.59 ~ 7.87	9 ~ 15			

中侏罗统暗色泥岩有机碳含量的平面分布图 5-8 中,以鱼卡断陷相对最高,平均在 3% 以上,鱼 33 井暗色泥岩有机碳含量平均达 4.54%,其中上段页岩、油页岩和泥岩的有机碳含量平均高达 6.28% (图 5-16),鱼 28 井上段页岩、油页岩有机碳含量甚至平均高达 13.3%;在冷湖六、七号构造以北的赛什腾凹陷内也可能存在着一个有机质丰度次级高值区,与半深湖相区分布相一致;也就是说,上段页岩、油页岩也可能存在着一个高值区;而属于河沼相的潜西地区其有机碳含量比较低。

中侏罗统暗色泥岩有机碳含量分布的直方图 5-17,有机碳平均 1.84%,其中好生油岩仅占 22% 左右,中等生油岩约占 29%,差生油岩占 30%,非生油岩占 19%。总体上比下统暗色泥岩的有机碳含量低一些。

中侏罗统中段煤及碳质泥岩相对较发育,有机碳含量相对下侏罗统较高一些,一般在 30% ~ 50% 之间(图 5-10)。在鱼卡—马海地区和新高泉煤矿有一个高值区,有机碳含量大于 40%,最高可达 60% 以上(新高泉煤矿);赛什腾凹陷及潜西地区煤及碳质泥岩有机碳含量多在 30% ~ 40% 之间。一个生烃潜量次级高值区,与半深湖相区分布相一致;而属于河沼相的潜西地区其比较低,中上段暗色泥岩平均低于 1mg/g。

从生烃潜力分布直方图 5-18 可以看出,生烃潜力在 6mg/g 以上的好烃源岩占 14.05%,在 2 ~ 6mg/g 的中等烃源岩占 15.70%,2 ~ 0.5mg/g 的差烃源岩占 28.93%,而小于 0.5mg/g 的非烃源岩占 40.50%,中等以上烃源岩仅占 30%。这比有机碳含量的评价结果差一些,主要原因在于:①中侏罗统样品多为地表露头样品,风化作用严重影响烃源岩的生烃潜量,而且风化作用对有机碳影响相对较小;②中侏罗统煤系暗色泥岩的有机质类

表 5-4(2) 柴北缘中侏罗统烃源岩有机质丰度综合统计表

剖面	层位	岩性	有机碳 /%	生烃潜量 /(mg/g)	氢指数 /(mg/g)	氯仿沥青“A”/%	总烃 /10 ⁻⁶	评价
圆顶山	J ₂	页岩、油页岩	2.31(4) 1.59 ~ 3.41	5.35(4) 2.19 ~ 10.05	261(4) 101 ~ 630	0.0340(2) 0.0178 ~ 0.0744	160(2) 58 ~ 262	中—好 烃源岩
		暗色泥岩	2.33(7) 0.31 ~ 6.21	2.33(7) 0.09 ~ 13.08	62(7) 7 ~ 297			差—中等 烃源岩
		碳质泥岩	13.58(1)	26.27(1)	190(1)	0.0340(1)	86(1)	非—差 烃源岩
		煤	65.47(2) 63.57 ~ 67.36	112.05(2) 94.91 ~ 129.18	170(2) 139 ~ 201			非—差 烃源岩
长堤煤矿	J ₂	暗色泥岩	4.41(2) 0.47 ~ 8.34	1.59(2) 0.14 ~ 3.03	33(2) 30 ~ 35			差—中等 烃源岩
		碳质泥岩	16.73(4) 12.21 ~ 28.39	2.34(4) 1.43 ~ 3.32	14(4) 10 ~ 25	0.0258(1)	98(1)	非烃源岩
		煤	40.89(1)	9.13(1)	22(1)	0.3220(1)	469(1)	非烃源岩
大煤沟	J ₂	页岩、油页岩	21.78(4) 6.14 ~ 57.70	57.52(4) 1.96 ~ 175.3	210(4) 30 ~ 382	0.0145(1)	19(1)	好烃源岩
		暗色泥岩	2.61(29) 0.08 ~ 6.02	3.37(29) 0.06 ~ 20.21	112(29) 5 ~ 393	0.6724(6) 0.0056 ~ 1.780	1597(6) 34 ~ 4157	中等烃 源岩
		碳质泥岩	16.6(7) 11.95 ~ 22.3	8.33(7) 1.17 ~ 30.46	44(7) 7 ~ 132	1.1276(3) 0.3480 ~ 2.20	1410(3) 432 ~ 3363	非—差 烃源岩
		煤	52.13(10) 33.8 ~ 66.1	54.07(10) 4.99 ~ 131.0	95(10) 7 ~ 197	4.7704(4) 0.7327 ~ 12.825	15801(4) 1397 ~ 44421	非—差 烃源岩
红山参1井	J ₂	暗色泥岩	3.59(7) 0.18 ~ 5.39	3.98(7) 0.11 ~ 7.22	94(7) 31 ~ 138	0.0533(2) 0.0434 ~ 0.0571	285(2) 266 ~ 304	中等 烃源岩
		碳质泥岩	7.01(5) 6.38 ~ 8.90	8.55(5) 5.15 ~ 11.41	99(5) 75 ~ 140	0.0745(1)	332(1)	非—差 烃源岩
		煤	71.0(1)	33.56(1)	47(1)	0.9053(1)	1670(1)	非—差 烃源岩
绿草山	J ₂	页岩、油页岩	9.40(4) 5.17 ~ 15.10	19.97(3) 6.26 ~ 31.25	182(3) 67 ~ 275	0.0562(1)	140(1)	好烃源岩
		暗色泥岩	3.21(27) 0.36 ~ 5.78	2.17(17) 0.15 ~ 9.77	59(17) 8 ~ 276	0.0458(8) 0.0126 ~ 0.0983	164(8) 48 ~ 408	中等烃 源岩
		碳质泥岩	12.94(5) 6.17 ~ 22.92	19.20(3) 6.88 ~ 39.63	110(3) 63 ~ 171	0.1498(1)	454(1)	差烃源岩
		煤	60.02(10) 46.02 ~ 76.35	83.94(8) 28.23 ~ 180.5	140(8) 49 ~ 348	1.3156(4) 0.642 ~ 1.9347	5202(4) 2280 ~ 10499	非—差 烃源岩
大头羊	J ₂	页岩、油页岩	8.66(1)	1.18(1)	13			
		暗色泥岩	2.37(2) 0.96 ~ 3.78	0.34(2) 0.09 ~ 0.59	11(2) 8 ~ 14	0.2100(2) 0.0161 ~ 0.0259	95(2) 77 ~ 112	
		碳质泥岩	10.91(1)	1.69(1)	14(1)			
		煤	73.52(3) 62.75 ~ 79.50	16.32(2) 12.52 ~ 20.11	24(2) 15 ~ 32	0.1270(1)	1034(1)	

型相对较差,有机碳的评价标准相对偏低一些。

中侏罗统煤及碳质泥岩生烃潜量在鱼卡—马海地区有一个高值区,一般在 50 ~

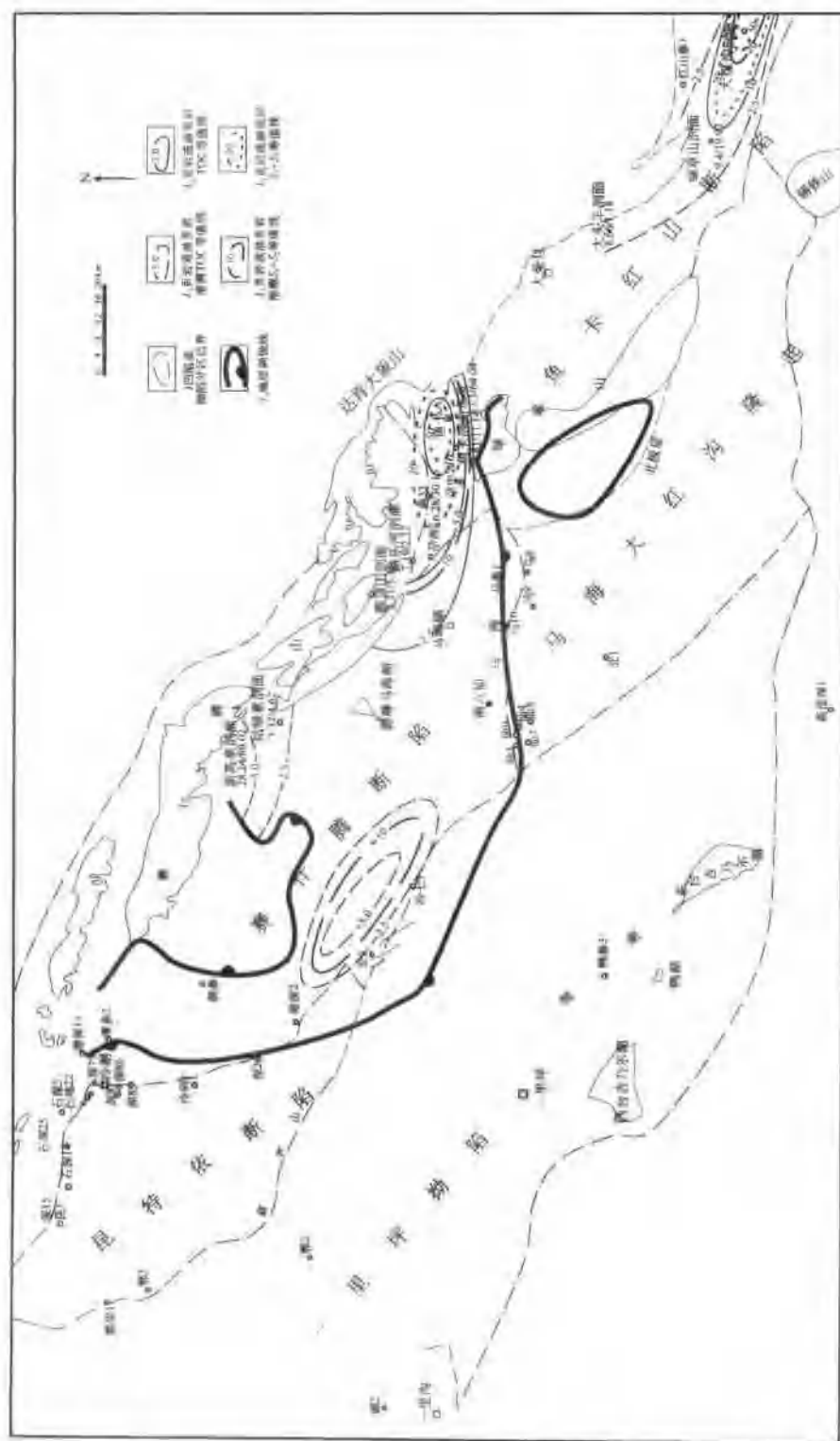


图 5-16 柴北缘地区中侏罗统页岩或油页岩有机碳含量和生烃潜量等值线图

100mg/g 之间(图 5-13);在赛什腾凹陷内可能也有一个次高值区;潜西等其他地区煤及碳质泥岩生烃潜量多小于 30~40mg/g。

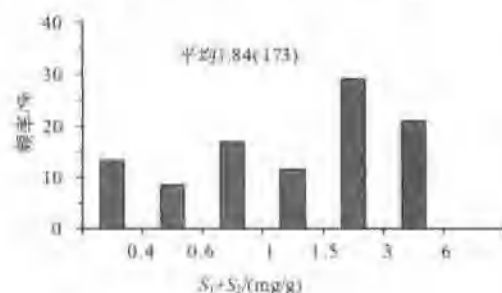


图 5-17 柴北缘中侏罗统暗色泥岩
有机碳分布直方图

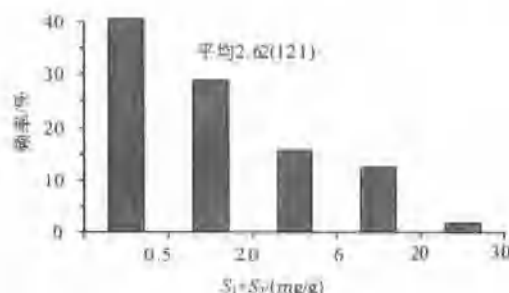


图 5-18 柴北缘中侏罗统暗色泥岩
生烃潜力分布直方图

(二) 氯仿沥青“A”和总烃

中侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”等值线分布图的绘制与下侏罗统相同,只是由于野外地表露头样品多(表 5-4),受地表风化的影响更大。中侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”含量的平面分布(图 5-14)与有机碳和生烃潜量基本上相一致,总的来说,比下侏罗统要低一些。也以鱼卡断陷相对最高,平均在 0.05%~0.1%之间,鱼 33 井暗色泥岩氯仿沥青“A”含量相对最高,平均也只有 0.1086%;但是,上段页岩、油页岩及泥岩的沥青“A”含量平均很高,鱼 28 井上段页岩、油页岩平均高达 1.474%,一般在 0.15%~1.0%之间(图 5-19)。在冷湖六、七号构造以北的赛什腾拗陷内中上段暗色泥岩和上段页岩、油页岩也可能均存在着一个沥青“A”次级高值区,与半深湖相区分布相一致;而属于河沼相的潜西地区比较低,中上段暗色泥岩平均低于 0.015%。总烃含量的分布与氯仿沥青“A”是基本一致的。图 5-19 为中侏罗统暗色泥岩氯仿沥青“A”分布直方图,平均为 0.0594%,其中,好烃源岩占 12%,中等烃源岩占 6.67%,差烃源岩占 38.67%,而非烃源岩占 41.33%,中等—好烃源岩仅占 18%,明显低于有机碳评价结果,但与生烃潜量评价结果基本相符。其原因与地表样品可溶烃损失量有关。

小 结

(1) 柴北缘中、下侏罗统地层、烃源层呈东北、西南互补,西南(昆特依—里坪拗陷)是下侏罗统相对较大型湖泊—河流沼泽相沉积,地层厚可达 2000m 以上,暗色泥岩厚可达 1200~1500m,有效烃源岩厚可达 800~1000m,最厚的发育在冷西、昆特依和伊克雅乌汝凹陷;东北(鱼卡—赛什腾拗陷)是中侏罗统湖泊—河流沼泽相沉积,地层厚可达 1000m,暗色泥岩厚可达 500m,有效烃源岩厚可达 300m,煤层及碳质泥岩厚可达 70m,页岩、油页岩厚可达 90m,最厚的发育在鱼卡地区;中、下侏罗统烃源层沿冷湖—南八仙构造带出现相互叠置。

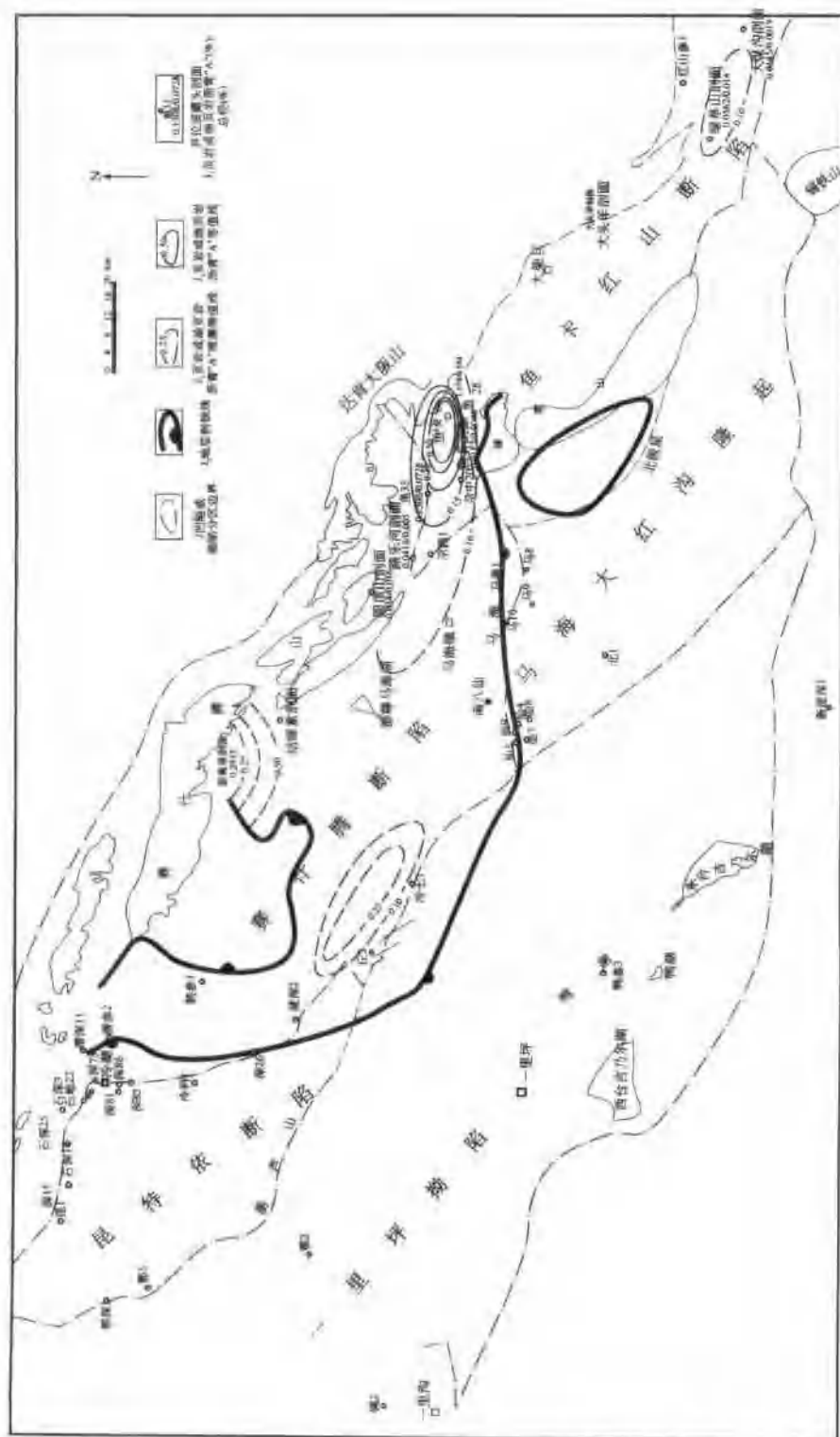


图 5-19 柴北缘地区中侏罗统上部页岩或油页岩沥青“A”含量等值线图

(2) 柴北缘不但下侏罗统有效烃源层厚于中侏罗统(1~2倍以上),而且,暗色泥岩的有机质丰度也高于中侏罗统。下侏罗统暗色泥岩在昆特依-一里坪拗陷的半深湖-浅湖范围内,多属中等-好烃源岩,TOC > 2%, $S_1 + S_2 > 5\text{mg/g}$, 沥青“A” > 0.05%;中侏罗统暗色泥岩在鱼卡-赛什腾拗陷内中段属中等-差烃源岩,上段页岩、油页岩属富烃源岩,煤及碳质泥岩属中等-差烃源岩。

(3) 只有大煤沟剖面发育了中、下侏罗统地层及有效烃源层,其下侏罗统与柴北缘中西部的下侏罗统大型湖泊可能不连通,烃源岩类型也不相似。在大煤沟剖面下侏罗统发育的油页岩与柴北缘中西部的下侏罗统也无可比性。中侏罗统烃源层与鱼卡-赛什腾拗陷具有一定的可比性。

(4) 尽管柴北缘中、下侏罗统地层皆见到煤层,但煤层在柴北缘不甚发育。比较而言,中侏罗统地层煤层更发育。但是中侏罗统煤的生烃潜力不高,皆属差烃源岩。因此,无论是煤层发育情况,还是煤生烃潜力,煤层在柴北缘不是主力烃源岩。

(5) 鱼卡地区中侏罗统上段的页岩、油页岩有机质丰度很高,有机质类型也好,属优质富烃源岩,也是柴北缘最好的烃源岩,由于其在未成熟-低成熟时,可溶有机质已经很高,具有形成未熟-低熟油的条件。

第六章 柴北缘侏罗系烃源岩的有机质类型

研究证明:除有机质丰度之外,烃源岩的质量好坏,主要与其所含有机质的性质和类型有关。母质不同的烃源岩,在同等演化程度下,其生烃能力可能相差几倍甚至十几倍,或者更大。例如冀中地区饶阳凹陷 E_{92} 段的烃源岩,为腐植—腐泥型(即 II_1 型),有机碳含量平均只有 0.75%,烃含量却高达 1650×10^{-6} ,烃/有机碳为 23.8%;而廊固凹陷 $E_{94} \sim E_{95}$ 段的烃源岩,为腐植型(即 III 型),有机碳含量多 $> 1\%$,但烃含量却很低,最高也不超过 450×10^{-6} ,烃/有机碳 $< 5\%$ 。研究还证明:不同类型母质生成的烃的性质也不相同,藻类和腐泥母质生成环烷烃或石蜡环烷烃石油,其生烃期长、生油带厚、生气量少;而高等植物等腐植型母质则相反,生成石蜡基或芳香族石油,其生烃期短、生油带薄、生气量大并伴有凝析油生成。

由此可见,一定数量的有机质(包括烃源岩有机质含量及数量)是成烃的物质基础,而有机质的质量(即母质性质和类型)则决定着生烃量的大小及生成烃类的性质和组成。因此,在一个盆地的资源评价工作中,要确定出最有利的生油凹陷,划分出最有利的生油区,除研究有机质的数量外(包括暗色泥岩厚度和有机质丰度)外,还应该研究有机质的质量。要研究有机质的质量,首先得从研究该地区烃源岩有机相带的分布入手来研究有机母质特征及其纵向和横向的变化,以确定出有利的生烃范围。

有机质类型的划分及其界限按照 SY/T5125—1996 石油天然气行业标准,结合我国西北地区侏罗系煤系地层有机质类型的划分标准,采用国内外常见的有机质类型划分方法(五分法:即 I 、 II_1 、 II_2 、 III_1 和 III_2 型干酪根),建立了适合柴北缘地区侏罗系煤系地层有机质类型的划分标准(见表 2-10)。

第一节 柴北缘侏罗系烃源岩有机岩石学特征

烃源岩中分布着各种不同形态、不同类型、不同成因和不同光学特征的有机显微组分,它们具有不同的化学成分和结构,母质类型及生烃潜力。从生烃意义来说,烃源岩中那些富氢的组分(如壳质组、腐泥组组分)才具有良好的生油潜力,而主要由高等植物木质素及纤维素形成的镜质组则只有当其中含有较多的富氢镜质体(具有荧光特性)时才具有一定的生油能力。烃源岩中有机显微组分组成特征可以较好的反映烃源岩的性质。因此,通过对它们的研究,可以了解烃源岩的有机质的丰度、类型和热演化程度及生烃性质,进而对盆地油气资源进行评价。烃源岩的有机岩石学研究主要有二种途径,其一是应用孢粉学的研究理论和方法,在透射光下对烃源岩或干酪根进行有机质丰度和类型的研究;其二是应用煤岩学的理论和方法,在不破坏烃源岩结构的情况下,利用反射光和荧光进行有机显微组分的识别和定量,从而反映烃源岩的有机质丰度和类型。

有机岩石学相对于有机地球化学来讲,是一门年轻的边缘学科,它是在孢粉学和煤岩学的基础上发展起来的,其研究对象是烃源岩中显微可见的有机显微组分;因其研究方法

具有快速、经济、直观和可靠等优点,同时还更能有效地避免地表风化等因素对烃源岩评价的影响,在很大程度上补偿了有机地球化学分析方法的不足,因此,自 20 世纪 70 年代以来在国内外日益受到极大重视,成为烃源岩评价中不可缺少的组成部分和新的学科增长点,目前已广泛应用于油气地质研究领域和勘探实践中。

一、有机岩石学研究方法及有机显微组分分类

(一) 柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩的有机岩石学研究方法

有机岩石学研究的基本手段是光学显微镜,其研究方法目前分为全岩法、全岩光薄片法和干酪根法三种,对应的技术基础分别为煤岩学、流体包裹体学和孢粉学,这三种分析方法有其自身的特点和适用范围(表 6-1)。20 世纪 80 年代以来有机岩石学与有机地球化学相结合,使对陆相沉积有机质的认识更加完整和全面,特别是全岩光薄片法。

表 6-1 有机岩石学研究的三种分析方法对比

方法	全岩法	全岩光薄片法	干酪根法
技术基础	煤岩学	流体包裹体学	孢粉学
适用范围	含形态有机质的烃源岩	所有烃源岩、储集岩	所有烃源岩
分析对象	整个岩石的一个刨光面	整个岩石的一个刨光面	整个岩石处理分离出的干酪根
采用手段	反射光+荧光	透射光+荧光+反射光	透射光+荧光
描述对象	有机显微组分	有机显微组分	有机显微组分
主要应用领域	①烃源岩中有机显微组分成因、特征、分类研究;②有机质成熟度评价;③烃类的生成及运移(主要是初次运移)研究	①烃源岩及储集岩中有机显微组分成因、特征、分类及生源研究;②有机—无机物的结合关系评价;③烃类的生成及运移(包括初次运移和二次运移)研究	①干酪根有机显微组分组成、特征、分类研究;②有机质类型评价;③有机质成熟度评价
优点	因保存了形态有机质在岩石中的原始产状与结构,有利于研究其成因、演化特征,并有利于镜下形态有机质的正确辨识和详细研究	因保存了有机质在岩石中的原始产状与结构,有利于研究其成因、演化特征,并有利于镜下追踪其生源物质;可对无形态有机质和包裹有机质进行正确辨识和详细研究	富集了烃源岩中占绝大多数的无定形组分,有利于正确确定干酪根类型及评价生烃潜力,尤其适合有机碳含量低的样品
缺点	①对烃源岩中占绝大多数的无定形组分不能直接研究;②对有机碳含量低的样品分析结果出入较大	难以对有机显微组分和有机质类型进行定量研究	①破坏了有机质的原始产状及结构,一般难以进行其成因研究;②不利于镜下形态有机质的正确辨识和详细研究

全岩光薄片法的技术基础来源于流体包裹体学,由于这种方法保存了有机质在岩石中的原始产状和结构,因而有利于研究岩石中有机质的成因和生物先驱物的存在形式及其与无机矿物的组合关系,并可对无形态有机质和包裹有机质进行正确辨识和详细研究。全岩光薄片法适用于所有烃源岩、储集岩(尤其是碳酸盐岩)中有机质的研究,采用的分析手段为透射光+反射光+荧光。

在分析时对烃源岩中的显微组分,采用反射荧光下用干物镜定量分析荧光组分与在油浸反射光下定量各种有机组分的结果不完全一致,为此,我们采用如下方法对分析结果

进行校正;对有机组分中的腐泥组、壳质组、矿物-沥青基质、次生组分中的渗出沥青体及动物硬体有机质和包体有机质采用荧光定量结果,其他显微组分及矿物含量用油浸反射光定量结果并用以下公式进行校正:

$$Y_i = X_i(100 - L_{\text{荧}})/(100 - L_{\text{白}})$$

式中, Y_i 为非荧光显微组分和矿物的校正含量;

X_i 为非荧光显微组分和矿物在油浸反射光下的定量结果;

$L_{\text{荧}}$ 为荧光下荧光组分含量之和;

$L_{\text{白}}$ 为油浸反射光下荧光组分含量之和。

作为对柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩有机相研究的重要手段,我们在有机岩石学研究中综合了全岩法、全岩光薄片法和干酪根法的技术特点,采用全岩光片、全岩光薄片和干酪根薄片相结合的方法进行研究。

(二) 柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩有机显微组分分类

显微组分是指显微镜下可以识别的有机质的基本组成单位,包括有机组分和无机(矿物)组分,具有有机岩石学与地球化学双重属性。显微组分分类是有机岩石学认识烃源岩生烃性、研究烃源岩基本特征的基础。一个实用的显微组分分类,对于烃源岩研究至关重要。国际上有关烃源岩显微组分分类一直受到有机岩石学家的重视,代表性的烃源岩分类方案不下二十余种,概括起来,有关烃源岩显微组分的分类体系可以划分为三种类型:

1. 全岩体系

以全岩样品为研究对象,以反射白光和荧光为主要研究手段,以煤的显微组分分类术语为基础。该体系的主要特点是有利于阐明有机质赋存的原始状态,缺点忽视了生烃有特殊贡献的水生生物的系统研究。

2. 干酪根体系

这一分类体系以干酪根为研究对象,采用透射光作为主要研究手段,以孢粉学术语为基础。此分类体系优点在于强化了对不同有机质的母质认识,不足之处在于无法弄清有机质赋存的原始状态,无法恢复有机质与无机物之间的相互关系。

3. 综合分类体系

该分类体系既考虑显微组分在全岩中的特征,又考虑在干酪根中的表现,同时也对干酪根中不同生物母质予以重视,研究手段包括反射白光、荧光和透射光,显微组分分类术语既囊括了全岩中组分的特点,也采用了孢粉学概念(Mukhopadhyay, 1985; 金奎励, 1995; 肖贤明等, 1990)。该分类体系弥补了前二者的不足,是三种分类体系中最全面的一种研究方法,因此,这一分类体系在当前受到大多数有机岩石学家的重视和应用。

利用综合分类体系对柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩有机显微组分进行分类的结果见表 6-2,它具有以下几个方面的特点:①充分考虑了不同显微组分的生烃特征、演化特征及

其成因类型。②采用反射白光、反射荧光和透射光手段相结合。③对有机显微组分的详细划分尽量从有机质生源的自然分类位置加以考虑。④矿物-沥青基质在一般显微组分分类中不予列出,是因为矿物-沥青基质的主要组成成分为矿物,而有机质仅是以亚微级形式吸附于矿物之中。但是,矿物-沥青基质具有重要生烃意义已为广大研究者所熟知,故本分类中予以列出。⑤在显微组分一级上的划分主要考虑显微组分赋存状态及可识别程度等种种因素。

表 6-2 柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩有机质分类

显微组分组	显微组分	亚显微组分	分布特征(煤)	分布特征(泥岩)
镜质组 (V)	结构镜质体(T)	结构镜质体 1(T1) 结构镜质体 2(T2)	- +	- -
	无结构镜质体(C)	均质镜质体(C1) 基质镜质体(C2) 团块镜质体(C3) 胶质镜质体(C4)	++ ++++ + -	+ ++ - -
	碎屑镜质体(VD)		++	+++
	结构半镜质体(ST) 无结构半镜质体(SC) 碎屑半镜质体(SVD)		+ + ++	++ +++ ++
惰质组 (I)	半丝质体(SF)		+++	
	丝质体(F)	火焚丝质体 氧化丝质体	- ++	- +
	粗粒体(Ma) 菌类体(Sc) 碎屑惰质体(ID)		++ + ++	- + ++
	孢子体(Sp)	大孢子体 小孢子体	+ ++	- +
壳质组 (E)	角质体(Cu)	薄壁角质体 厚壁角质体	++ +	+ -
	荧光质体(FI) 木栓质体(Sub) 树脂体(Re) 碎屑壳质体(Ed)		- + ++ ++	- - - ++
	藻类体(Alg)	结构藻类体(A1) 层状藻类体(A2)	- +	+ ++
	沥青质体(Br)			
次生组	渗出组	油滴 油膜 渗出沥青体(Ex)	- - -	- - -
	微粒体(Mi)		+	-
矿物-沥青基质				

注:++++为很多;+++为较多;++为常见;+为偶见;-为未见。

二、侏罗系烃源岩有机显微组分的一般特征

根据上述有机显微组分分类可以看出(表 6-2),柴北缘侏罗系烃源岩的显微组分主要

由镜质组、惰质组、壳质组、腐泥组及次生组分和矿物沥青基质所构成。

(一) 镜质组 (Vitrinite group)

镜质组为煤、碳质泥岩、暗色泥岩、油页岩及碳酸盐岩烃源岩中常见的显微组分类型。主要为高等植物木质素及纤维素经凝胶化作用的产物。镜质组可以根据植物结构保存程度划分为结构镜质体 (Telinite)、无结构镜质体 (Collinite) 与碎屑镜质体 (Vitrodetrinite) 等三种类型。

1. 结构镜质体

结构镜质体一个显著特点就是在显微镜下可以清楚识别出植物的细胞结构,但由于胞壁基本上均已凝胶化,故纹孔等内部结构不清。结构镜质体可以根据植物细胞结构保存的清晰程度进一步划分为两种类型,结构镜质体 1 和结构镜质体 2。结构镜质体 1 细胞结构清晰,细胞壁基本不膨胀,胞腔形态多样,有时中空,有时为微粒体、胶质镜质体、矿物所充填。结构镜质体 2 细胞壁呈不同程度的膨胀,胞腔较小或无。结构镜质体是镜质组中反射率最高的显微组分,在油浸反射光下呈灰色和窄条带状。该组分在柴北缘侏罗系烃源岩中虽有出现但数量较少。

2. 无结构镜质体

无结构镜质体是指植物组织、器官经强烈凝胶化作用,以至在光学显微镜下识别不出细胞结构的镜质组显微组分。无结构镜质体可进一步划分为均质镜质体 (Telocollinite)、基质镜质体 (Desmocollinite)、团块镜质体 (Corpocollinite) 和胶质镜质体 (Gelocollinite) 等四种亚组分。它们在油浸反射光下呈灰色。在柴北缘侏罗系烃源岩中这四种亚组分以基质镜质体为主,其次是均质镜质体,其余两种亚组分均少见。

(1) 均质镜质体:常呈宽条带状或透镜状出现,垂直层面的裂纹常见,在油浸反射光下沿裂纹边缘常有彩色内反射发生,表面纯净而均一,轮廓清晰,反射率正常(图版Ⅲ-2)。

(2) 基质镜质体:指胶结其他显微组分和同生矿物的凝胶化基质。呈条带状和分叉条带状,有时与均质镜质体相互过渡而无明显界线。基质镜质体表面不均一、粗糙,在油浸反射光下反射率略低于均质镜质体。柴北缘侏罗纪煤中基质镜质体一般不具有荧光,仅在冷科 1 井部分煤中能见到少量具暗红色荧光的基质镜质体,这种特征与吐哈盆地侏罗系煤中基质镜质体具有强荧光现象形成明显对照(图版Ⅱ-4、5,Ⅲ-2、3,)。

(3) 团块镜质体:内部结构均一,呈圆形、卵形和长圆形。常可充填于细胞腔,也可单个或呈集合状产出,直径在 20 ~ 200 μm ,一般 100 μm 左右,反射率略高于均质镜质体。该组分在柴北缘侏罗系烃源岩中极少见。

(4) 胶质镜质体:由沉淀在细胞腔,煤裂缝中的纯胶状腐植凝胶演化而成,表面纯净。该组分在柴北缘侏罗系烃源岩中未见。

3. 碎屑镜质体

碎屑镜质体又叫镜屑体,由镜质组碎屑颗粒组成,粒度一般小于 10 μm ,有时为基质镜

质体黏土矿物或胶质镜质体所胶结。是柴北缘侏罗系泥岩烃源岩中常见的有机组分。

(二) 半镜质组(Semi-vitrinite group)

半镜质组为镜质组与惰质组之间的过渡组分,是镜质组被氧化的产物,其反射率高于镜质组,光学性及演化途径接近镜质组。按其结构的保存特征可进一步分为:结构半镜质体(Semi-telinite)、无结构半镜质体(Semicollinite)和碎屑半镜质体(Semi-vitrodetrinite)。其中以无结构半镜质体最为常见。半镜质组组分在侏罗系煤中比较多见,甚至在某些样品中成为主要有机组分。

(三) 惰质组(Inertinite group)

惰质组又称惰性组,是烃源岩中常见显微组分之一,为高等植物木质素及纤维素丝碳化作用的产物,在油浸反射光下呈灰白—亮白色。其反射率为有机显微组分中最高的类型,惰质组可进一步划分为半丝质体(Semifusinite)、丝质体(Fusinite)、粗粒体(Macrinite)、菌类体(Sclerotinite)和碎屑惰质体(Inertodetrinite)五种显微组分。

1. 半丝质体

半丝质体遭受的丝碳化作用中等或较高,故其反射光下突起及反射率低于丝质体,进一步可详细划分为火焚半丝质体和氧化半丝质体,前者细胞结构保存程度好于后者。和西北地区侏罗系煤一样,柴北缘侏罗系煤中过渡组分较多。

2. 丝质体

丝质体是强烈丝碳化作用的产物,在反射光下突起高,反射力极强。据成因可进一步分为火焚丝质体与氧化丝质体。火焚丝质体细胞结构保存极佳,细胞壁很薄,反射率和突起均高于氧化丝质体,细胞壁薄而质均,胞间层不清,常呈星状结构,弧状结构及筛状结构,火焚丝质体中木材结构清晰可辨,常呈透镜状、薄层状和零散状存在于烃源岩中。火焚丝质体的形成多与森林火灾有关。氧化丝质体与火焚丝质体相比,细胞结构保存较差,反射率稍低,有时可见胞间层,胞壁上有时见裂隙,反射率低于火焚丝质体,反射色呈灰白色,主要为植物遗体遭受氧化作用所致。丝质体为惰质组中最常见的显微组分。在柴北缘侏罗系烃源岩中主要是氧化丝质体,大都分布在侏罗系煤中,特别是下侏罗系煤中更为多见,而火焚丝质体则少见。

3. 粗粒体

粗粒体为一种无定形的凝胶状惰质组分,反射率低于丝质体,在油浸反射光下呈浅灰—灰白色,低突起或无突起,呈云雾状或斑片状,表面多不均一,一般大于 $10\mu\text{m}$ 。对于其成因尚认识不一,一种观点认为是植物、泥碳与真菌和细菌等微生物代谢作用的产物;另一种观点则认为属于先前已凝胶化的物质,在煤化作用过程中氧化而成。粗粒体也多见于柴北缘侏罗系煤岩中。

4. 菌类体

菌类体是真菌遗体形成的突起高、反射率高的惰质组分。所见者基本上仅保存菌孢子,外形上呈椭圆形、圆形、新月形、不规则形。外缘平整、壁厚薄不一,内部多呈泡沫状或中空,常发现内部呈隔膜状。在柴北缘侏罗系烃源岩中菌类体少见。

5. 碎屑惰质体

碎屑惰质体也称惰屑体,为惰质组中粒度小于 $30\mu\text{m}$ 的细小颗粒,在柴北缘侏罗系碳质泥岩及泥岩中常见。

(四) 壳质组(Exinite group)

壳质组来源于高等植物繁殖器官(孢子、花粉等)、植物保护组织(角质层、木栓层等)和高等植物分泌物(树脂、香精油等)。在油浸反射光下呈暗灰色,有时具红—橙红色内反射,随热演化程度增高,其反射率比镜质组增加速度快,这主要与其热解生烃有关。壳质组具有明显的荧光效应,是煤、碳质泥岩及泥岩中常见有机显微组分。在柴北缘侏罗系烃源岩中壳质组组分包括孢子体(Sporinite)、角质体(Cutinite)、荧光质体(Fluorinite)、木栓质体(Suberinite)、树脂体(Resinite)和碎屑壳质体(Liptodetrinite)等六种显微组分,其中孢子体、角质体、碎屑壳质体和树脂体最常见,它们在油浸反射光下呈深褐色—褐色,具黄、黄绿或橘黄色荧光。

1. 孢子体

孢子体来源于高等植物孢子与花粉,亦称孢粉体。各类孢子体形态多样,差异显著。根据孢子体相对大小,可将其划分为大孢子体(Macrosporinite)和小孢子体(Microsporinite)两类,二者以 $100\mu\text{m}$ 为界线。又可根据壁厚划分为厚壁大孢子体(Crassimacrosporinite)(壁厚 $> 10\mu\text{m}$)、薄壁大孢子体(Tenuimacrosporinite)(壁厚 $< 10\mu\text{m}$)和厚壁小孢子体(Crassimicrosporinite)(壁厚 $> 5\mu\text{m}$)、薄壁小孢子体(Tenuimicrosporinite)。应该指出的是,此处划分的大孢子体与小孢子体只是相对大小不同的孢子体,并非是指隐花植物中的雌性繁殖器官——大孢子和雄性繁殖器官——小孢子,其实大孢子体亦可能包含了部分小孢子和花粉,而小孢子体基本上包含蕨类植物小孢子和种子植物花粉,有人即将小孢子和花粉称为孢孢子。

孢子体在油浸反射光下呈灰黑色,干物镜下呈深灰色,荧光下呈暗黄—亮橘黄色,荧光色稳定,可作为荧光测定的标准。孢子体有时成堆出现,有时单个分布,大孢子体常呈压扁环圆形,小孢子体常呈圆形、椭圆形、长椭圆形。图 6-1A 为大煤沟剖面中侏罗统煤中厚壁小孢子体的荧光光谱,表现为双峰特征,前峰略高于后峰, λ_{max} 为 630nm ,整体峰形成穹窿形。

在柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩中常见薄壁大孢子体和薄壁小孢子体,总的说来,柴北缘侏罗系烃源岩的有机组分中以小孢子体极其发育为特征,它们一般分散分布,有时也呈孢子堆出现,大小一般在 $5\mu\text{m}$ 左右,在油浸反射光下呈灰黑色,干物镜下呈深灰色,荧

光下具黄色荧光(图版 I-5、6, II-1, III-2、4、8)。

2. 角质体

角质体来自高等植物叶、茎和果实表皮所覆盖着的角质层,角质为其中主要成分。角质体在全岩光片中呈宽窄不一的条带出现,一般情况下一侧光滑,另一侧呈锯齿状。根据厚度不同,可将其划分为厚壁角质体和薄壁角质体,前者厚度 $> 50\mu\text{m}$,后者一般在 $1 \sim 20\mu\text{m}$ 之间,在柴北缘侏罗系烃源岩的有机组分角质体中以薄壁角质体最为发育。在油浸反射光下角质体呈灰黑色,干物镜下为深灰色,中等突起。荧光显微镜下发褐红—橘黄色荧光。在同一光片中常见发不同荧光的角质体,可见暗黄、黄、橘黄、棕、褐红等颜色(图版 I-2、3、4, II-4、5, III-4),这与角质体来源不同或受降解程度差异有关。薄壁角质体的大量出现是气候温暖潮湿的反应。在柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩角质体中有时可清楚识别出来源于植物叶子的叶角质体。图 6-1B 为冷科 1 井 J_1 煤中角质体的荧光光谱,呈双峰形态,前峰稍强于后峰, λ_{max} 为 590nm 。

3. 树脂体

树脂体由高等植物分泌物树脂、树胶、胶乳、脂肪及蜡质形成。多呈孤立状、分散状、层状、集合状出现于胞腔中,呈圆形、条带形、卵形、不规则形,在柴北缘侏罗系烃源岩中树脂体主要见于煤和碳质泥岩中。在油浸反射光下呈均一暗灰—灰黑色,有时具红、黄色内反射,突起不明显,一般情况下反射色深于角质体和孢子体。其荧光色呈暗红—橘黄色(图版 I-1、3、6, II-5, III-1)。随热演化程度增高,树脂体荧光衰减快于孢子体和角质体。图 6-1C 为大煤沟油页岩中树脂体的荧光光谱图,谱图显示单峰,其主峰靠后,前缓后陡, λ_{max} 在 650nm 处。

4. 木栓质体

木栓质体为木栓组织形成的木栓化细胞壁。木栓质体多见于煤中,木栓化细胞壁多呈叠瓦状、长条状顺层排列,其胞腔常为团块镜质体充填。在油浸反射光下木栓质体见褐黄色内反射,荧光弱于孢子体。在柴北缘侏罗系烃源岩中木栓质体很少出现,在煤和碳质泥岩中有时可见到木栓质体。

5. 荧光质体

荧光质体在油浸反射光下呈灰黑—黑色,星点状,荧光极强,荧光色呈强黄绿色。荧光质体在柴北缘侏罗系烃源岩中较为罕见,但在页岩和油页岩中有时可见。

6. 碎屑壳质体

碎屑壳质体也叫壳屑体,为一种极为细小的壳质组组分碎屑,粒径一般小于 $5\mu\text{m}$ 。油浸反射光下难以识别,但在荧光下则清晰可辨,呈星点状分布,具黄—黄褐色荧光。在柴北缘侏罗系烃源岩特别是在煤和碳质泥岩中较为常见。

(五) 腐泥组(Sapropelinite group)

腐泥组为生烃潜力最大的有机显微组分,常见于泥岩、油页岩及碳酸盐岩中。为藻类、疑源类等低等水生生物经腐泥化作用(或沥青化作用)形成的有机显微组分。根据腐泥化作用程度及生源物种类等因素可将腐泥组分为藻类体(Alginite)、疑源类(Acritarcha)和沥青质体(Bituminite)。

1. 藻类体

藻类体是来源于藻类、且保存有藻类形态与结构的有机显微组分,在油页岩中最为常见。根据藻类的形态和结构可将藻类体分为结构藻类体(Telaglainite)和层状藻类体(Lamalginitite)两种。藻类体是生油潜力最大的有机显微组分。

(1) 结构藻类体:主要来源于分泌脂肪的藻类群体。在柴北缘侏罗系烃源岩中主要见结构保存较差的皮拉藻,它受降解作用的影响,一般结构被破坏,仅保留有圆形、椭圆形、豆荚形、流线形等形态,荧光强度比壳质组大得多,为暗黄—亮黄绿色(图版Ⅲ-5、6)。图6-1D为大煤沟J₂煤中受降解的结构藻类体荧光光谱图,呈前陡后缓的单峰形,在缓坡带常呈锯齿状, $\lambda_{\max}$ 为610nm。

(2) 层状藻类体:来源于小的单细胞藻、薄壁浮游藻或者底栖藻类群体。确切的说,层状藻类体与结构藻类体,这两个概念是形态上的区别,生源分类意义不大。层状藻类体在切面上呈层纹状、蠕虫状、细条状等,或弯曲或平直,内部结构不清。大小从不足1 μ m到 $\geq 100\mu$ m。层状藻类体产出方式多样,可孤立出现、雁行式排列,也可密集堆积呈层状,单独存在时厚度一般<2 μ m,密集成堆厚度可达20 μ m以上。层状藻类体在柴北缘侏罗系油页岩及暗色泥岩中极为发育,主要呈蠕虫状,其他类型较少。层状藻类体在油浸反射光下难以辨认,在荧光下呈橙—黄绿色荧光(图版Ⅱ-3、7),其强度一般稍弱于与之共生的结构藻类体。图6-1E为绿草山泥岩中层状藻类体的荧光光谱,谱峰呈单主峰型, $\lambda_{\max}$ 位于610nm处。

2. 沥青质体

沥青质体主要为藻类降解物,也可能有部分浮游动物、细藻等强烈降解的产物,主要分布在油页岩中。沥青质体一般呈线理状、基质状或透镜状产出,表面有时均一、有时比较粗糙。油浸反射光下难以识别,荧光下一般呈暗褐、褐红、暗褐黄等颜色(图版Ⅱ-2)。表6-1E为大煤沟J₁^上油页岩中沥青质体的荧光光谱图,呈前高后低的多峰形态,其 $\lambda_{\max}$ 位于520nm处。

(六) 次生组

次生组分是各种类型烃源岩中原生有机组分经热演化作用形成的产物,包括微粒体(Micrinite)、渗出沥青体(Exudatinitite)等。

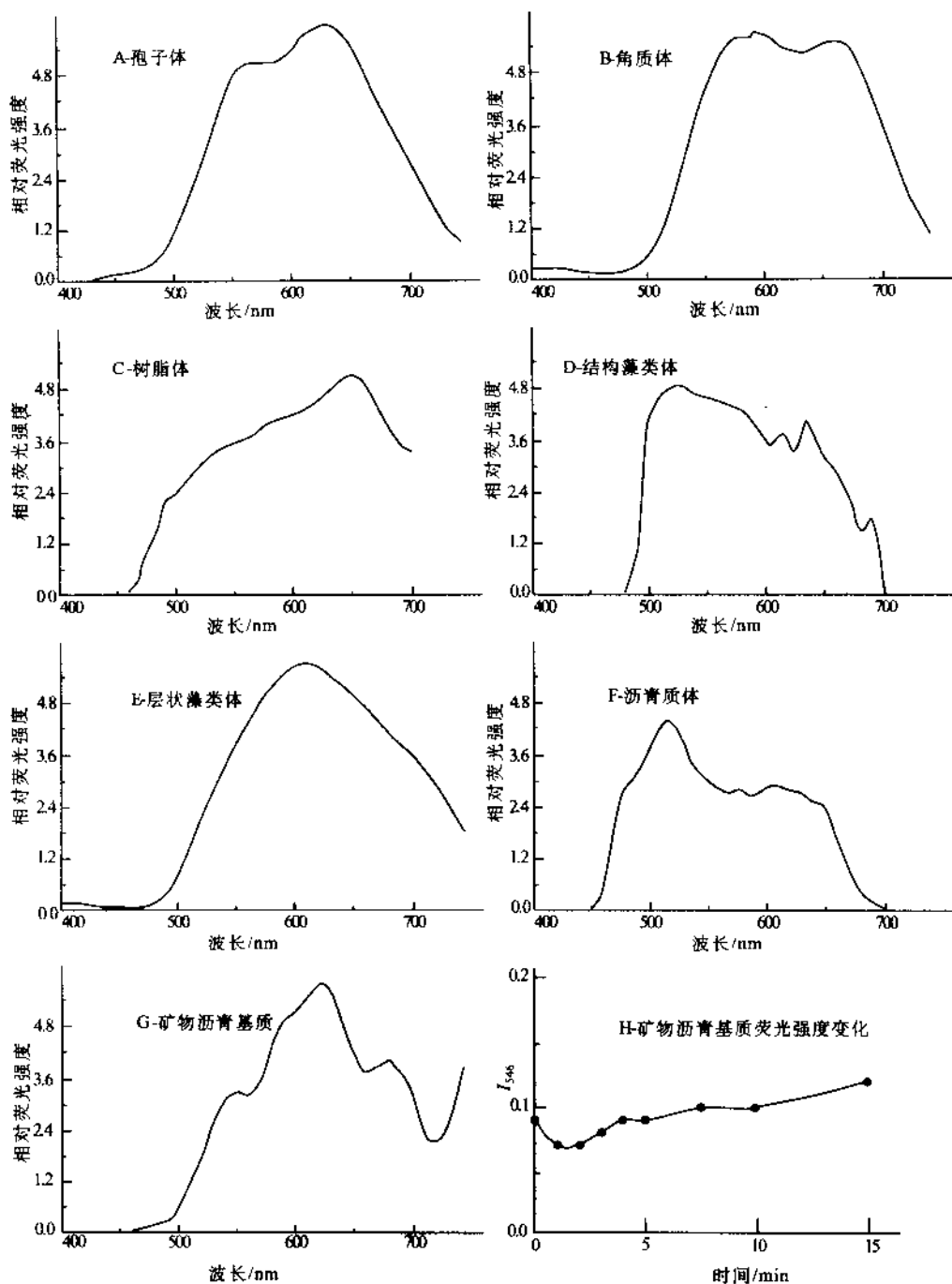


图 6-1 不同壳质组组分荧光光谱图

1. 微粒体

微粒体本身化学性质与甾质组一致,故有人将其置入甾质组之中。其形态呈圆形,一

般直径 $\leq 1\mu\text{m}$ 。油浸反射光下呈灰白—亮黄白色,突起不显著。产状多样,多数充填在结构镜质体胞腔中,充填于结构半镜质体胞腔、丝质体胞腔或细胞壁的较少。微粒体常富集成层且多与无结构镜质体呈互层状,在每一胞腔中的微粒体常聚集成集合体。对于微粒体成因目前有两种认识,一种以 Teichmüller 为代表,认为是富氢组分的生烃残余物,目前油源岩有机岩石学研究者支持这一观点。另一种观点以 Schopf 为代表,则认为微粒体是次生细胞壁或分散腐植碎屑在泥碳化作用早期经氧化形成。柴北缘侏罗系煤中有时见少量的微粒体,其他岩类则较为少见。

2. 渗出沥青体

柴北缘侏罗系烃源岩中渗出沥青体极少发现,仅在鱼卡地区煤中见其从树脂体(母体)中渗出,且规模极其有限(图版Ⅲ-1),在油浸反射光下呈灰黑色,在荧光下荧光强度弱于母源。

(七) 矿物-沥青基质

矿物沥青基质在暗色泥岩、油页岩及碳酸盐岩烃源岩中广泛存在,具有重要生烃意义。由于矿物沥青基质中有机质以亚微—超微级别吸附于矿物内,故光学显微镜下极难确定其来源,矿物沥青基质中有机质在干酪根中均呈无定形体方式存在,其中有机质的类型可以根据荧光特征加以判断,一般在热演化程度较低时,发亮黄绿色荧光者与藻类来源有关,发黄—暗黄荧光者与壳质组有成因联系,而呈褐黄—褐红色荧光者则可能反映混合生源特征;随热演化程度增高,则矿物沥青基质的荧光强度迅速减弱,由于矿物沥青基质荧光的不均一性,使得不同类型有机质来源的判别就显得比较困难。矿物沥青基质中有机质的含量相对于矿物而言极为有限,实践证明,在不同地区、不同层位、不同烃源岩中有机质的含量相差较大。如准噶尔盆地侏罗系泥质烃源岩的矿物沥青基质中,有机质含量在 2% 左右;吐哈盆地侏罗系碳质泥岩的矿物沥青基质中有机质含量则达到 50%。有人认为在有些烃源岩中,矿物沥青基质中有机质含量可高达 80%。虽然,这些结果的可靠性有待商榷,但揭示了一个问题,那就是不同地区、不同类型烃源岩中矿物沥青基质的有机质含量不同,但差异究竟有多大,是一个值得深入研究的问题。

图 6-1G 为圆顶山 J_2 暗色泥岩中矿物沥青基质的荧光光谱图,呈多峰形,主峰位于中间, λ_{max} 在 620nm 处。矿物沥青基质荧光强度呈正变化(图 6-1H),符合 Teichmüller M. (1988) 提出的矿物沥青基质在低成熟阶段的荧光变化规律。在 J_1 烃源岩中矿物沥青基质有均一状和絮状两种类型,以褐黄色荧光为主。

三、侏罗系烃源岩有机显微组分组成及分布特征

一个地区烃源岩的生烃潜力及生成烃类的性质取决于有机质类型和丰度,从有机岩石学观点看,有机质类型和丰度直接与其中富集的有机显微组分有关,不同的有机组分有其特殊的生烃属性,从生烃意义来讲,只有那些富氢组分(如腐泥组、壳质组组分)才具有良好的生烃潜力,而那些由高等植物木质素和纤维素形成的镜质组分则只有在其中含有

较多的富氢镜质体时,才具有一定的生油能力。由此可见,有机显微组分组成特征可以较好的反映烃源岩的性质,因此,研究烃源岩中有机显微组分组成及分布特征是对烃源岩进行岩石学评价的重要研究内容。

(一) 柴北缘地区侏罗系烃源岩的全岩组成特征

通过显微镜观测表明,柴北缘地区侏罗系烃源岩的全岩组成随岩性不同,存在着较大的差别,其中暗色泥岩以矿物为主,平均含量在 81.5% ~ 91.2% 之间,其次是矿物沥青基质,平均含量在 7.4% ~ 16.4% 之间,有机组分平均含量只有 1.4% ~ 7.4%;煤则以有机组分为主,平均含量在 96.5% ~ 97.3% 之间,矿物含量最少,平均只有 2.7% ~ 3.5%;页岩、油页岩及碳质泥岩介于二者之间,页岩、油页岩的有机组分含量相对较高,平均在 46.1% ~ 55.9% 之间,其次是矿物沥青基质,平均含量在 34.2% ~ 40.2%,矿物平均含量只有 3.9% ~ 19.7%;碳质泥岩矿物的含量平均为 65.3% ~ 66.5%,有机组分为 24.1% ~ 29.7%,矿物沥青基质为 3.9% ~ 11.9% (详见表 6-3)。

表 6-3 柴北缘侏罗系烃源岩全岩组成统计表

岩性	层位	矿物/%	有机组分/%	矿物沥青基质/%
暗色泥岩	J ₂	$\frac{36.1 \sim 99.8}{81.5(8)}$	$\frac{0.2 \sim 45.2}{7.4(8)}$	$\frac{0 \sim 56.5}{16.4(8)}$
	J ₁	$\frac{67.0 \sim 99.5}{91.2(7)}$	$\frac{0.3 \sim 4.3}{1.4(7)}$	$\frac{0 \sim 28.8}{7.4(7)}$
页岩、油页岩	J ₂	$\frac{5.5 \sim 27.9}{19.7(3)}$	$\frac{25.6 \sim 69.0}{46.1(3)}$	$\frac{25.5 \sim 46.5}{34.2(3)}$
	J ₁	3.9(1)	55.9(1)	40.2(1)
碳质泥岩	J ₂	$\frac{48.9 \sim 82.5}{66.5(4)}$	$\frac{17.5 \sim 35.5}{29.7(4)}$	$\frac{0 \sim 15.6}{3.9(4)}$
	J ₁	$\frac{63.0 \sim 67.5}{65.3(2)}$	$\frac{11.2 \sim 37.0}{24.1(2)}$	$\frac{0 \sim 23.8}{11.9(2)}$
煤	J ₂	$\frac{2.5 \sim 4.6}{3.5(4)}$	$\frac{95.4 \sim 97.5}{96.5(4)}$	0(4)
	J ₁	$\frac{2.0 \sim 3.5}{2.7(2)}$	$\frac{96.5 \sim 98.1}{97.3(2)}$	0(2)

注: $\frac{11.2 \sim 37.0}{24.1(2)}$ = $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值(样品数)}}$ 。

不同地区不同类型烃源岩的全岩组成也存在着一定的差别,其差别主要表现在有机组分和矿物沥青基质上。其中暗色泥岩的有机组分含量以大煤沟-红山断陷最高(最低 5.3%,最高 45.2%),其次是冷湖地区,含量在 0.3% ~ 4.3% 之间,鱼卡断陷在 1.0% ~ 2.6% 之间,赛什腾拗陷最低,只有 0.2%;煤的有机显微组分含量则各处变化不大,分布在 95.4% ~ 98.1% 之间。

(二) 不同类型烃源岩的显微组分组成特征

对柴北缘地区不同烃源岩的有机显微组分组成的统计结果列于表 6-4 中,从中可以

看出:不同类型烃源岩的有机显微组分含量与分布具有一定的变化规律。

1. 页岩、油页岩

从对页岩、油页岩中形态有机组分的观察统计可以看出:油页岩显微组分组成显著特点是腐泥组极其发育,平均含量达 49.22%,同时又以沥青质体发育为特点,一般含量达到 25%以上,平均达 44.53%,它们具有黄色均一的荧光,呈条带状—团块状分布;壳质组含量也较高,平均达 22.76%;其次是镜质组,平均含量为 28.52%;惰质组含量一般都比较低,平均只有 7.1%。如果把矿物沥青基质考虑在内,则它是其中的主要组分,平均含量达 34.17%,因此,从生烃性的角度分析,该区页岩、油页岩(特别是油页岩)是非常好的烃源岩。

表 6-4 柴北缘侏罗系不同类型烃源岩中有机显微组分组成

组分 烃源岩类型	镜质组/%	惰质组/%	壳质组/%	腐泥组/%	沥青/%
油页岩	0.28 ~ 64.28 28.52(13)	0.17 ~ 14.87 7.10(13)	0.0 ~ 40.0 22.76(13)	10.0 ~ 77.0 49.22(13)	26.5 ~ 63.4 44.53(4)
泥岩	0.1 ~ 95.60 45.63(105)	0 ~ 43.78 13.39(105)	0 ~ 39.88 6.67(105)	0 ~ 80.39 33.73(105)	0 ~ 56.9 19.0(3)
煤	23.45 ~ 97.82 79.83(43)	0 ~ 70.91 10.43(43)	0 ~ 45.30 8.98(43)	0 ~ 4.67 0.61(43)	0
碳质泥岩	10.27 ~ 89.70 63.00(22)	1.50 ~ 67.61 20.51(22)	0 ~ 27.64 6.51(22)	0 ~ 49.00 10.06(22)	0

注:(最小值~最大值)/平均值(样品数),镜质组结果包括半镜质组在内,矿物-沥青基质未统计在内。

在组成上:腐泥组中主要是沥青质体(平均含量达 44%)和层状藻类体(平均含量达 17.9%),有时见结构藻类体。壳质组中以孢子体和角质体为主,分别达 1.4%和 1.6%。镜质组中主要是均质镜质体和基质镜质体,且含量相当,分别达 6.3%和 5.7%。半镜质组含量极低,均为无结构半镜质体。惰质组中丝质体较多,占 4.5%,半丝质体、粗粒体、菌类体等组分含量极少。

从不同地区的页岩、油页岩中有机组分含量分布直方图(图 6-2)看,腐泥组含量除绿草山和鱼 28 井含量较低(平均只有 4%~10%)外,其余地区都比较高,大都分布在 47.31%~50.87%之间,鱼 33 井的含量最高,平均达 65%;壳质组含量以绿草山、路乐河、大煤沟地区最高,平均含量都在 16.95%~40%之间;镜质组相对较低,平均在 16.61%~33.50%之间(表 6-4)。这说明:柴北绿地区页岩和油页岩的形成环境比较稳定,是该区不可忽视的烃源岩。

2. 暗色泥岩

柴北缘侏罗系暗色泥岩的有机显微组分以镜质组为主,平均含量达 45.63%,镜质组中主要是碎屑镜质体;腐泥组含量次之,平均为 33.73%,腐泥组中主要是层状藻类体,特别是鱼 33 井和大煤沟的暗色泥岩,藻类体含量分别达 26.9%和 33.3%;惰质组含量较少,平均 13.39%;壳质组含量低,其中主要是角质体和小孢子体,平均只有 6.67%;沥青质体含量较页岩、油页岩低,一般不含沥青质体,最高也只有 1.9%(表 6-4)。

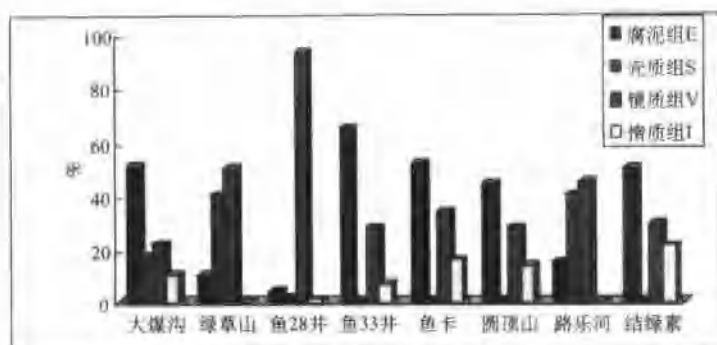


图 6-2 柴北缘中侏罗统页岩、油页岩有机显微组分直方图

从总体上看,除了大煤沟、绿草山、冷科 1 井及深 86 井部分样品中形态有机组分含量相对较高(3%~7%)外,其他地区泥岩中形态有机组分含量相对较低,一般<1.5%。在有机组分中,以镜质组(主要是碎屑镜质体)为主,富氢的形态有机组分含量一般<0.2%,同样也主要分布在上述地区样品中,其他地区样品中富氢形态有机组分极少见,这种变化特征说明柴北缘地区早中侏罗世沉积时环境变化较大,各地沉积的烃源岩性质具有较明显的不均一性。从生烃性来看,大煤沟、深 86 井、冷科 1 井等地的泥岩相对较好。

暗色泥岩的有机显微组分在区域上表现出较为明显的分带性。 J_2 暗色泥岩的腐泥组含量表现为高→低→高→低→高的波浪式变化,从大煤沟的 39.39%到大头羊的 2.79%,再到鱼卡的 45%到圆顶山的 10%再到结绿素的 56%;镜质组则与之相反,表现为低→高→低→高→低的变化,从大煤沟的 21.13%到大头羊的 55.55%,再到鱼 33 井的 40%到圆顶山的 68%再到结绿素的 36%。 J_1 暗色泥岩由冷湖三号到冷湖五号表现为腐泥组含量由低到高,镜质组由高到低的变化规律。腐泥组由冷湖三号的 0%~23.5%增加到冷湖五号的 48.04%,镜质组由冷湖三号的 70.67%降到冷湖五号的 33.29%。

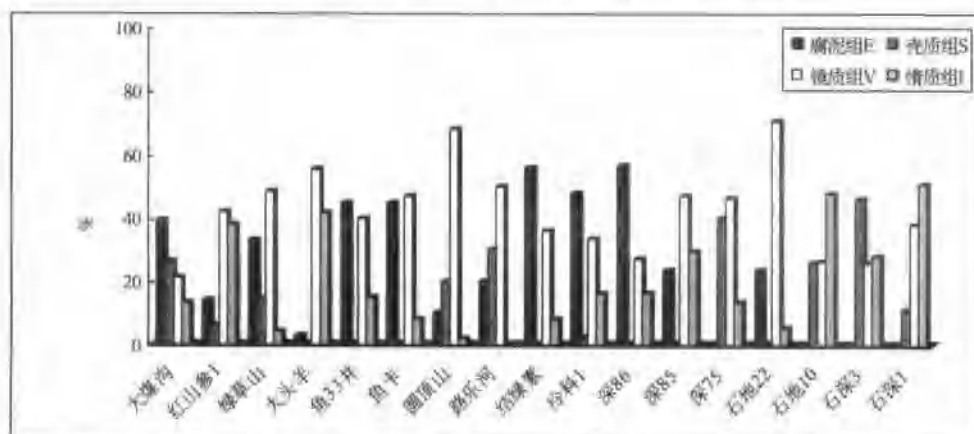


图 6-3 柴北缘侏罗系泥岩有机显微组分直方图

3. 煤

煤的显微组分中主要是镜质组(其中包括半镜质组)和惰质组,其含量最高达97.82%,腐泥组含量极低,最高也只有4.67%,平均<1%,壳质组含量变化较大,并以孢子体、角质体和壳屑体为主平均含量只有8.98%(表6-4)。

镜质组中半镜质组(过渡组分)含量较多,占一半以上,其次是均质镜质体和基质镜质体,基质镜质体除了冷科1井见有暗褐色荧光外,其他地区样品都没有荧光特征,这一点和吐哈盆地同时代煤形成鲜明对比。由于过渡组分含量较多,所以真正的惰质组含量就较少,且以丝质体和粗粒体为主。壳质组含量相对较高的样品主要分布在大煤沟部分煤层和鱼33井中,有时在某些显微分层中含量可达90%以上(如鱼33),形成典型的残植煤,其他地区以<5%为主。壳质组中以孢子体和角质体为主,其次是树脂体和壳屑体。因此,从煤的生烃性来说,冷科1井、大煤沟、鱼33井部分煤层较好外,其余都比较差。

图6-4为柴北缘及西部侏罗系煤有机显微组分组成分布直方图。由此可见,路乐河、鱼卡剖面侏罗系煤的显微组分中,镜质组含量较其他地区高出约25%左右,几乎不含腐泥组,而鱼28井、鱼33井井下样品却含有15%左右的腐泥组组分,同时还含有5%到7%的壳质组组分。这说明柴北缘侏罗系煤,对该地区成烃的贡献是不一样的。

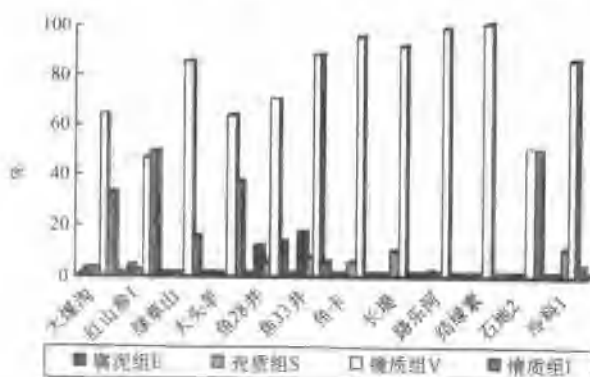


图6-4 柴北缘侏罗统煤有机显微组分组成直方图

4. 碳质泥岩

总的来说柴北缘侏罗系碳质泥岩中有机组分仍以镜质组为主,平均含量为63%,其次为惰质组,其平均含量为20.51%,腐泥组和壳质组成分较少,平均含量分别为10.06%和6.51%。基本不含矿物沥青基质(表6-4)。

从不同地区碳质泥岩有机组分含量分布看又各有其特点,鱼33及红山参1井的碳质泥岩有机组分中,腐泥组含量略高于镜质组,鱼卡、长堤、路乐河及大煤沟的碳质泥岩有机组分中又含有一定数量的壳质组成分。因此,从生烃性看,各地碳质泥岩的质量也存在一定的差别,这也反映了形成时沉积环境存在着一定的差异(图6-5)。

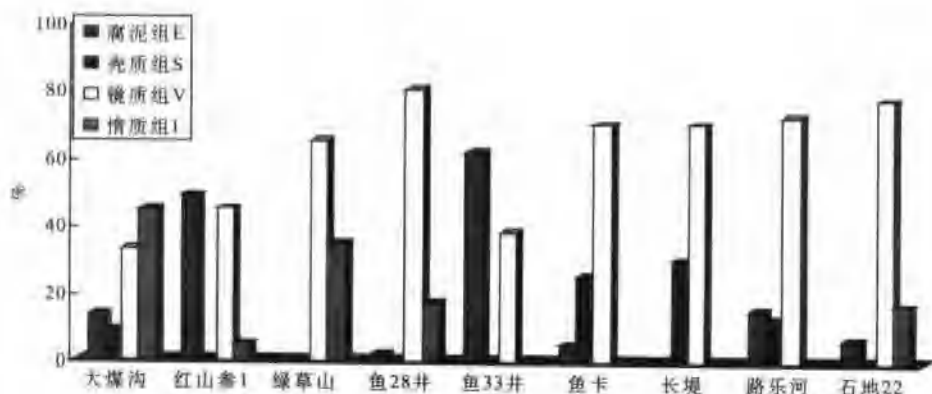


图 6-5 柴北缘中侏罗统碳质泥岩有机显微组分组成直方图

(三) 不同类型烃源岩的主要生油组分

从对油气生成的贡献来看,烃源岩中主要生油组分是壳质组和腐泥组,而大量的镜质组(富氢镜质体除外)和惰质组相对来说一般主要是生气。从柴北缘侏罗系烃源岩显微有机组分分析结果(表 6-5)可以看出:在不同的烃源岩中以页岩、油页岩富氢组分最发育,并以腐泥组组分占绝对优势,主要生油组分为沥青质体和矿物沥青基质,平均含量分别为 34.58% 和 46.1%,其次是层状藻类体,平均含量为 6.84%。暗色泥岩中富氢组分含量相对较少,其中腐泥组与壳质组含量相近,主要生油组分为层状藻类体(含量 3.88%)、孢子体(含量 2.1%)、角质体,其次为矿物沥青基质及壳屑体。煤的主要生油组分为角质体和孢子体,其含量低,分别为 5.9% 和 4.79%,其次为树脂体及壳屑体。碳质泥岩的主要生油组分为孢子体、角质体和层状藻类体。

表 6-5 柴北侏罗系不同烃源岩壳质组和腐泥组组分组成

烃源岩类型 显微组分	页岩、油页岩	暗色泥岩	煤	碳质泥岩
孢子体	0~0.7 0.41(8)	0~33.3 2.1(27)	0~10.6 4.79(14)	0~6.8 2.41(13)
角质体	0~0.5 0.2(8)	0~0.7 0.1(27)	0~22.8 5.90(14)	0~5.9 1.97(13)
树脂体	0	0~0.5 0.02(27)	0~10.9 3.19(14)	0~3.1 0.52(13)
壳屑体	0~0.6 0.1(8)	0~20.0 1.89(27)	0~2.6 1.11(14)	0~2.5 0.57(13)
层状藻类体	0~29.0 6.84(8)	0~33.3 3.88(27)	0	0~9.9 1.55(13)
沥青质体	16.5~63.4 34.56(8)	0~19.0 0.71(27)	0	0

注: 0~0.7 最小值~最大值
0.41(8) = 平均值(样品数)

(四) 不同地区烃源岩显微组分的组成特征

根据对不同采样点侏罗系烃源岩进行有机岩石学分析的结果表明:柴北缘各地侏罗系烃源岩有机显微组分的组成和含量变化较大(表 6-6)。

1. 大煤沟-红山断陷

(1) 大煤沟剖面是柴达木盆地侏罗系重点研究剖面,且泥岩、碳质泥岩、页岩、油页岩和煤等各类烃源岩都有分布。据对该剖面样品的观察,不同类型的烃源岩显微组分组成变化很大。泥岩中形态有机组分占全岩石组分的 4.5%~7.5%,其中以碎屑镜质体为主,平均含量达到 88.2%;其次是丝质组和惰质组,含量在 6%以下;孢子体和壳质体含量一般不超过 4%;常见层状藻类体,含量一般在 1.3%~4.2%之间,这些层状藻类体呈蠕虫状分散分布,具有黄色—亮黄色荧光;而矿物沥青基质一般不发育。油页岩中形态有机组分丰富,占全岩石组分的 40%以上,其中碎屑镜质体含量明显减少,一般 < 50%;藻类体明显增多,其含量达 10%以上,呈透镜状—条带状分布,并具有黄色—褐黄色荧光,其次是沥青质体,含量在 25%左右,具褐黄色荧光。煤一般以镜质组和半镜质组为主,含量一般在 50%以上,大多情况下半镜质组(过渡组分)含量大于镜质组,且基质镜质体一般不具有荧光,这一特点与吐哈盆地同一时代煤中富含荧光镜质体形成鲜明的对比;惰质组含量一般较低,主要以过渡组分为主,含量一般 < 3%;壳质组含量较高,一般在 40%左右,个别样品可达 40%以上,形成残植煤显微分层(如 J₂ 中的部分样品),在壳质组中以小孢子体和薄壁角质体为主(含量在 20%以上),其次是树脂体(含量 10%左右)(表 6-6)。

(2) 绿草山:该地泥岩样品中形态有机组分含量一般 < 5%,其中以碎屑镜质体为主,但壳屑体和层状藻类体常见。油页岩中沥青质体丰富,条带状—透镜状分布,黄色荧光,反射光下呈暗灰色,其次是矿物沥青基质,二者含量可达 80%以上。煤的有机组分特征与大煤沟地区相似,基质镜质体也没有荧光显示。

2. 鱼卡断陷

(1) 鱼 33 井:该井泥岩中矿物沥青基质含量高达 50%以上,形态有机质含量较低,仅 2.5%左右。形态有机组分中,以碎屑镜质体为主(含量达 69.2%),常见藻类体(含量达 26.9%)。煤则相反,几乎不含矿物沥青基质,形态有机质含量高达 95%以上。其形态有机组分中仍以碎屑镜质体为主(含量变化在 38.4%~78%之间),未见藻类体,但壳质组含量有二种特征,其一是壳质组含量高达 45%以上,局部可达 90%,达到烛煤程度,以小孢子体、薄壁角质体、树脂体和壳屑体混杂为特征,且以小孢子体为主,有时能见到沥青质体。另一种是壳质组含量低,一般 < 1.5%。尽管煤中壳质组丰富,但没有发现能够反映烃类生成和运移的特殊标志——渗出沥青体(表 6-6)。

(2) 鱼卡地区:泥岩中形态有机组分含量低,平均只有 1.1%,以碎屑镜质体和惰质组为主,其含量占形态有机组分的 97%以上,其中碎屑镜质体占 80%以上。碳质泥岩中形态有机组分含量较高,一般在 14.8%~20.5%之间,但其中具有荧光的富氢组分则极少,主要是均质镜质体和少量的基质镜质体。煤的形态有机组分含量高达 95%以上,其中以

表 6-6 柴北缘侏罗系烃源岩形态有机显微组分定量分析结果(相对含量)

样品位置	层位	岩性	占全岩组分 /%	镜质组/%				惰质组/%				壳质组/%				腐泥组/%		
				镜质组	半镜质组	丝质组	惰质组	孢子体	角质组	树脂体	壳质体	沥青质体	藻类体					
大煤沟	J ₂	頁岩、油頁岩	43.7	49.7	8.0	1.1	2.3	0.7	0.5	0	0	0	0	26.5	11.2			
		暗色泥岩	$\frac{4.5-7.5}{5.3(4)}$	$\frac{80-95.6}{88.2(4)}$	0	$\frac{0-4.4}{1.4(4)}$	$\frac{0-8.9}{4.3(4)}$	$\frac{0-2.2}{1.1(4)}$	0	$\frac{1.3-4.2}{2.5(4)}$	0	$\frac{1.3-4.2}{2.5(4)}$						
	J ₁	煤	95.9	43.1	9.0	2.0	0.6	9.0	22.8	10.9	0	0	0	0				
		頁岩、油頁岩	53.8	25.3	3.9	0.4	3.7	0.7	0.2	0	0	0	46.3	19.5				
綠草山	J ₂	暗色泥岩	0.3	33.3	0	0	0	33.3	0	0	0	0	0	0	33.3			
		煤	96.5	77.9	10.7	8.1	3.1	0.1	0.1	0	0	0	0	0				
	J ₁	頁岩、油頁岩	25.7	21.4	0	0	1.2	0.4	0	0	0	0	63.4	13.6				
		暗色泥岩	$\frac{3.5-96.5}{45.0(3)}$	$\frac{17.7-94.3}{60.4(3)}$	$\frac{0-20.4}{6.8(3)}$	$\frac{0-4.3}{2.5(3)}$	$\frac{1.5-5.7}{3.7(3)}$	$\frac{0-1.6}{0.6(3)}$	$\frac{0-2.2}{0.7(3)}$	$\frac{0-1.5}{0.5(3)}$	$\frac{0-0.5}{0.3(3)}$	$\frac{0-56.9}{19.0(3)}$	$\frac{0-16.6}{5.5(3)}$					
鱼卡	J ₂	碳质泥岩	34.0	60.9	28.8	0.9	0.6	3.8	3.5	1.5	0	0	0	0				
		暗色泥岩	$\frac{0.5-1.6}{1.1(3)}$	$\frac{80-87.5}{83.6(3)}$	0	0	$\frac{6.3-20}{14.3(3)}$	0	0	$\frac{0-6.3}{2.1(3)}$	0	0						
	J ₁	碳质泥岩	$\frac{14.8-20.5}{17.5(3)}$	$\frac{62-75.6}{69.7(3)}$	$\frac{14.2-30.2}{21.6(3)}$	$\frac{1.7-2.0}{1.9(3)}$	$\frac{0.5-3.4}{1.7(3)}$	$\frac{0.6-4.1}{2.0(3)}$	$\frac{0-1.0}{0.6(3)}$	0	$\frac{0.6-2.7}{1.6(3)}$	0	$\frac{0-1.5}{0.9(3)}$					
		煤	95.4	60.1	10.3	20.6	3.8	1.9	2.0	0.9	0.4	0	0	0				
鱼33	J ₂	暗色泥岩	2.6	69.2	0	0	3.8	0	0	0	0	0	0	26.9				
	煤	$\frac{95.6-98.7}{97.3(3)}$	$\frac{38.4-78}{64.3(3)}$	$\frac{6.6-18.7}{11.8(3)}$	$\frac{1.6-3.4}{2.2(3)}$	$\frac{0.4-2.1}{1.2(3)}$	$\frac{0.6-22.3}{9.2(3)}$	$\frac{0.3-16.6}{6.5(3)}$	$\frac{0.1-6.2}{2.8(3)}$	$\frac{0.2-4.4}{2.0(3)}$	0	0	0					
路乐河	J ₂	頁岩、油頁岩	69.0	12.3	3.0	9.3	3.0	0.6	0.3	0	0.6	41.9	29.0					
		暗色泥岩	2.4	95.8	0	0	4.2	0	0	0	0	0	0	0				
		碳质泥岩	$\frac{17.7-45.5}{31.6(2)}$	$\frac{61.6-72.5}{67.1(2)}$	$\frac{13-26}{19.5(2)}$	$\frac{1.7-9.9}{5.8(2)}$	$\frac{1.1-4.2}{2.7(2)}$	$\frac{0.2-4.0}{2.1(2)}$	$\frac{0-2.3}{1.1(2)}$	$\frac{0-1.1}{0.6(2)}$	$\frac{0.2-1.1}{0.7(2)}$	0	$\frac{0-1.1}{0.6(2)}$					

续表

样品位置	层位	岩性	占全岩组分/%	镜质组/%		惰质组/%		壳质组/%				腐泥组/%	
				镜质组	半镜质组	丝质组	惰质组	孢子体	角质组	树脂体	壳质体	沥青质体	凝集体
圆顶山	J ₂	暗色泥岩	$\frac{0.5 \sim 1.5}{1(2)}$	$\frac{80 \sim 93.3}{86.7(2)}$	0	0	0	0	0	0	$\frac{6.7 \sim 20}{13.3(2)}$	0	0
		煤	97.5	85.1	13.2	0.4	0.2	0.4	0.4	0.1	0.1	0	0
结绿寨	J ₂	暗色泥岩	0.2	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		碳质泥岩	35.5	52.7	14.9	3.4	0.8	6.8	5.9	3.1	2.5	0	9.9
冷科1	J ₁	暗色泥岩	$\frac{2.7 \sim 4.9}{3.8(2)}$	$\frac{88.9 \sim 89.8}{89.3(2)}$	0	0	0	0	0	0	$\frac{2 \sim 7.4}{4.7(2)}$	0	$\frac{3.7 \sim 8.2}{5.9(2)}$
		煤	$\frac{97.3 \sim 98.8}{98.1(2)}$	$\frac{78.9 \sim 79.7}{79.3(2)}$	$\frac{14 \sim 16.2}{15.1(2)}$	$\frac{0 \sim 0.3}{0.2(2)}$	$\frac{0.2 \sim 0.5}{0.4(2)}$	$\frac{1.6 \sim 3.4}{2.5(2)}$	$\frac{0.9 \sim 1.5}{1.2(2)}$	$\frac{1 \sim 1.1}{1.1(2)}$	$\frac{0 \sim 0.5}{0.3(2)}$	0	0
深86	J ₁	暗色泥岩	$\frac{0.2 \sim 4.5}{1.4(5)}$	$\frac{60 \sim 100}{82.7(5)}$	0		$\frac{0 \sim 13.3}{5.3(5)}$	$\frac{0 \sim 2.2}{0.4(5)}$	0	0	$\frac{0 \sim 20}{5.3(5)}$	0	$\frac{0 \sim 20}{6.2(5)}$
		碳质泥岩	$\frac{10.3 \sim 12}{11.2(4)}$	$\frac{52.4 \sim 65.8}{60.6(4)}$	$\frac{0 \sim 13.6}{6(4)}$	$\frac{4.4 \sim 17.5}{11.1(4)}$	$\frac{2.6 \sim 7.5}{4.9(4)}$	$\frac{1.8 \sim 4.6}{3.2(4)}$	$\frac{0.9 \sim 4.2}{2.4(4)}$	0	$\frac{0.9 \sim 3.3}{1.5(4)}$	0	$\frac{3.3 \sim 13.6}{10.3(4)}$
石地22	J ₁	暗色泥岩	$\frac{0.1 \sim 2.5}{0.7(5)}$	$\frac{80 \sim 100}{94.4(5)}$	0	0	$\frac{0 \sim 4.0}{0.8(5)}$	0	0	0	$\frac{0 \sim 20}{4.8(5)}$	0	0
阿尔金山	J ₁	暗色泥岩	0.5	80	0	0	0	20	0	0	0	0	0
		碳质泥岩	$\frac{21.4 \sim 52.5}{37(2)}$	$\frac{82.1 \sim 84.1}{83.1(2)}$	$\frac{11.7 \sim 12.2}{11.9(2)}$	$\frac{1.9 \sim 4.0}{2.9(2)}$	$\frac{1.3 \sim 1.4}{1.4(2)}$	$\frac{0 \sim 0.2}{0.1(2)}$	0	0	$\frac{0 \sim 0.5}{0.3(2)}$	0	$\frac{0.2 \sim 0.5}{0.4(2)}$

结构保持较好的半镜质组或半丝质体为主,镜质组中以均质镜质体为主,基质镜质体较少,具有荧光的富氢组分含量一般 $<5\%$ 。因此,鱼卡地区烃源岩有机组分特征是缺乏富氢的有机组分(表6-6)。

(3) 路乐河地区:泥岩中形态有机组分含量一般 $<2.5\%$,以镜质组碎屑为主。煤和碳质泥岩的形态有机组分含量高,以半镜质组为主,富氢的荧光组分含量很少,基质镜质体也没有荧光现象。油页岩的形态有机组分含量高达 69% ,其中以沥青质体为主,含量达 41.9% ,其次是藻类体,含量达 29% ,镜质组含量仅 12.3% (表6-6)。

(4) 圆顶山地区:泥岩中形态有机组分含量一般 $<1\%$,最高也不超过 1.5% ,其中主要是碎屑镜质体。含量达 80% 以上。煤的有机组分组成与其他地区相似,以半镜质组和镜质组为主,其中基质镜质体没有荧光,壳质组含量 $5\% \sim 8\%$,以薄壁角质体为主(表6-6)。

3. 赛什腾地区

包括结绿素、新高泉等赛什腾山前和山间地区。泥岩中形态有机组分含量很低,一般 $<0.5\%$,主要是有机质碎屑,难以区分有机组分类别。碳质泥岩中以镜质组为主,其中主要是均质镜质体,基质镜质体没有荧光,壳质组和腐泥组含量可达 10% 以上,腐泥组中以层状藻为主。矿物沥青基质也常见(表6-6)。

4. 冷湖地区

包括冷湖三、四、五号及潜西地区。

(1) 冷湖三号:在石地22井的泥岩样品中,形态有机组分低,平均含量 0.7% ,且大多样品没有或极少见到荧光组分,主要由镜质组组成(表6-6)。

(2) 冷湖四号:在深86井的泥岩样品中,形态有机组分含量较石地22井高,平均 1.4% ,最高可达 4.5% ,其中主要是碎屑镜质体,在 $3300 \sim 4100\text{m}$ 范围内的泥岩中层状藻类体和矿物沥青基质普遍存在,其含量分别达到 $10\% \sim 35\%$ 和 $0.1\% \sim 1.5\%$,在 4100m 井深以下的泥岩中看不到荧光组分。在深86井的煤样品中也以镜质组和半镜质组为主,壳质组含量一般 $<5\%$,基质镜质体同样没有荧光(表6-6)。

(3) 冷湖五号:在冷科1井泥岩样品中,形态有机组分类型与深86井相似,但含量相对较高,平均 3.8% ,一般可达 5% 左右,且层状藻类体和矿物沥青基质也有一定的含量。而煤的有机组分中除了以镜质组为主外,壳质组也有一定的含量,在某些显微分层中含量可达 35% 以上,特别是基质镜质体在某些显微分层中具有暗褐色荧光,这是和柴北缘其他地区煤截然不同的特征。这种特征说明冷科1井所在地区的沉积环境可能具有不同于其他地区的特点(表6-6)。

从上述不同地区烃源岩中形态有机组分含量的变化特征及与油气生成的关系看,大煤沟、绿草山、深86、冷科1井和鱼33井等地区的烃源岩有机质类型和丰度相对较好。这些地区泥岩中形态有机组分含量一般 5% 左右,其中层状藻类体和矿物沥青基质常见;煤中壳质组含量在局部分层中可达 $35\% \sim 50\%$ 以上,特别在冷科1井的煤中还能见到富氢镜质体;这些地区地层中普遍发育油页岩沉积,而油页岩中沥青质体含量普遍较高。相对来说,其他地区的烃源岩则比较差,表现在泥岩中不仅形态有机组分含量低(一般

<2.5%),且藻类体和矿物沥青基质很少;煤中壳质组含量一般<5%,基质镜质体没有荧光。

小 结

柴北缘侏罗系烃源岩中存在着不同形态、不同类型、不同成因和不同光学特征的有机显微组分,它们具有不同的化学成分和结构,不同的母质类型及生烃潜力。从生烃意义来说,显微组分中那些富氢的组分(如壳质组、腐泥组组分)才具有良好的生油潜力,而主要由高等植物的木质素及纤维素形成的镜质组则只有在它们中含有较多的富氢镜质体(具有荧光特性)时才真正的具有一定的生油能力。因此,烃源岩中有机显微组分组成特征可以较好的反映烃源岩的性质。

(1) 对柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩的有机岩石学研究主要采用全岩法、全岩光薄片法和干酪根法等三种方法。其技术基础分别为煤岩学、流体包裹体学和孢粉学。同时与有机地球化学相结合对柴北缘侏罗系烃源岩进行了较全面和系统的研究。

(2) 采用综合分类体系将柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩的有机显微组分分为:镜质组(Vitrinite group)、半镜质组(Semi-vitrinite group)、惰质组(Inertinite group)、壳质组(Exinite group)、腐泥组(Sapropelinite group)、次生组和矿物-沥青基质等六类二十一种有机显微组分(见表6-2)。

(3) 柴北缘地区侏罗系烃源岩的全岩组成随岩性不同存在着较大的差别,其中:

1) 页岩、油页岩的有机组分含量相对较高,平均在46.1%~55.9%之间,其次是矿物沥青基质,平均含量在34.2%~40.2%,矿物平均含量只有3.9%~19.7%;

2) 暗色泥岩以矿物为主,平均含量在81.5%~91.2%之间,其次是矿物沥青基质,平均含量在7.4%~16.4%之间,有机组分平均含量只有1.4%~7.4%;

3) 煤则以有机组分为主,平均含量在96.5%~97.3%之间,矿物含量最少,平均只有2.7%~3.5%;

4) 碳质泥岩仍以矿物为主,但其含量较暗色泥岩低,平均为65.3%~66.5%,有机组分含量较高,平均为24.1%~29.7%,矿物沥青基质为3.9%~11.9%。

(4) 柴北缘不同地区烃源岩的全岩组成也存在着一定的差别,其中暗色泥岩的有机组分含量以大煤沟-红山断陷最高(最低5.3%,最高45.2%),其次是冷湖地区,含量在0.3%~4.3%之间,鱼卡断陷在1.0%~2.6%之间,赛什腾拗陷最低,平均只有0.2%;煤的有机显微组分含量则变化不大,分布在95.4%~98.1%之间。

(5) 柴北缘地区侏罗系不同类型烃源岩的显微组分之间存在着明显的差别:

1) 页岩、油页岩显微组分的显著特点是富氢组分含量高,腐泥组和沥青质体发育,平均含量分别为49.22%及44.53%,具黄色均一的荧光,呈条带状-团块状分布;壳质组含量也较高,平均达22.76%。是该区非常好的烃源岩。

2) 暗色泥岩的有机显微组分以镜质组为主,平均含量达45.63%,镜质组中主要是碎屑镜质体;腐泥组含量次之,平均为33.73%,腐泥组中主要是层状藻类体,壳质组含量低,平均只有6.67%,一般不含沥青质体。

3) 煤的显微组分中主要是镜质组(其中包括半镜质组)和惰质组,其含量最高达

97.82%,腐泥组含量极低,最高也只有4.67%,平均<1%,壳质组含量变化较大,并以孢子体、角质体和壳屑体为主,平均含量只有8.98%。

4) 碳质泥岩中有机组分仍以镜质组为主,但含量较煤低得多,平均为63%,其次为惰质组,其平均含量为20.51%,腐泥组和壳质组成分较少,平均含量分别为10.06%和6.51%。基本不含矿物沥青基质。

(6) 柴北缘侏罗系烃源岩的主要生油组分是壳质组和腐泥组,而大量的镜质组(富氢镜质体除外)和惰质组相对来说一般主要是生气。在不同烃源岩中,以页岩、油页岩富氢组分最发育,并以腐泥组组分占绝对优势,主要生油组分为沥青质体和矿物沥青基质,平均含量分别为34.58%和46.1%;其次是层状藻类体,平均含量为6.84%。暗色泥岩中富氢组分含量相对较少,其中腐泥组与壳质组含量相近,主要生油组分为层状藻类体(含量3.88%)、孢子体(含量2.1%)、角质体,其次为矿物沥青基质及壳屑体。煤的主要生油组分为角质体和孢子体,其含量低,分别为5.9%和4.79%,其次为树脂体及壳屑体。碳质泥岩的主要生油组分为孢子体、角质体和层状藻类体,但含量低。

(7) 从不同地区烃源岩中形态有机组分含量的变化特征及与油气生成的关系看,大煤沟、绿草山、深86井、冷科1井和鱼33井等地区的烃源岩有机质类型和丰度相对较好。这些地区泥岩中形态有机组分含量一般5%左右,其中层状藻类体和矿物沥青基质常见;煤中壳质组含量在局部分层中可达35%~50%以上,特别在冷科1井的煤中还能见到富氢镜质体;这些地区地层中普遍发育油页岩沉积,而油页岩中沥青质体含量普遍较高。相对来说,其他地区的烃源岩则比较差,表现在泥岩中不仅形态有机组分含量低(一般<2.5%),且藻类体和矿物沥青基质很少;煤中壳质组含量一般<5%,基质镜质体没有荧光。

第二节 柴北缘侏罗系烃源岩不同有机质类型的地球化学特征

一、不溶有机质的地球化学特征

(一) 干酪根的元素组成特征

普遍认为干酪根是由“核”和“桥键”交连的网络组成的。腐泥型干酪根的“核”以饱和脂肪环为主,芳环少,缩合程度相对较低,“桥键”上长链脂肪烃多,富氢少氧;而腐植型干酪根的“核”则以芳环为主,缩合程度高,“桥键”上以短链化合物为主,富氧少氢,这一点集中反应在H/C与O/C原子比的变化上。分析结果表明,干酪根分子结构重要由C、H、O元素组成,同时还有含有一定数量的N和S元素。研究证明,不同类型的干酪根,在演化程度相近的情况下,其C、H、O元素组成比例是不同的。因此,干酪根元素组成已为大多数有机地球化学工作者作为划分有机质类型的主要指标。目前,应用大都采用范氏图(Van Krevelen)来划分干酪根类型。

在干酪根元素组成范式图(图6-6)中,页岩、油页岩主要分布在Ⅱ型和Ⅰ型区内,特别是大煤沟地区的页岩和油页岩,多数分布在Ⅰ型区内;暗色泥岩多数分布在Ⅱ₂型区内,部分分布在Ⅲ型和Ⅱ₁型区内;碳质泥岩主要分布在Ⅲ型区内,少部分分布在Ⅱ₂型区内;煤主要分布在

Ⅲ型区内。这进一步说明,页岩、油页岩及部分暗色泥岩富氢少氧,是柴北缘地区侏罗系的好烃源岩,其次是暗色泥岩,而碳质泥岩和煤对这一地区生烃的贡献不大。

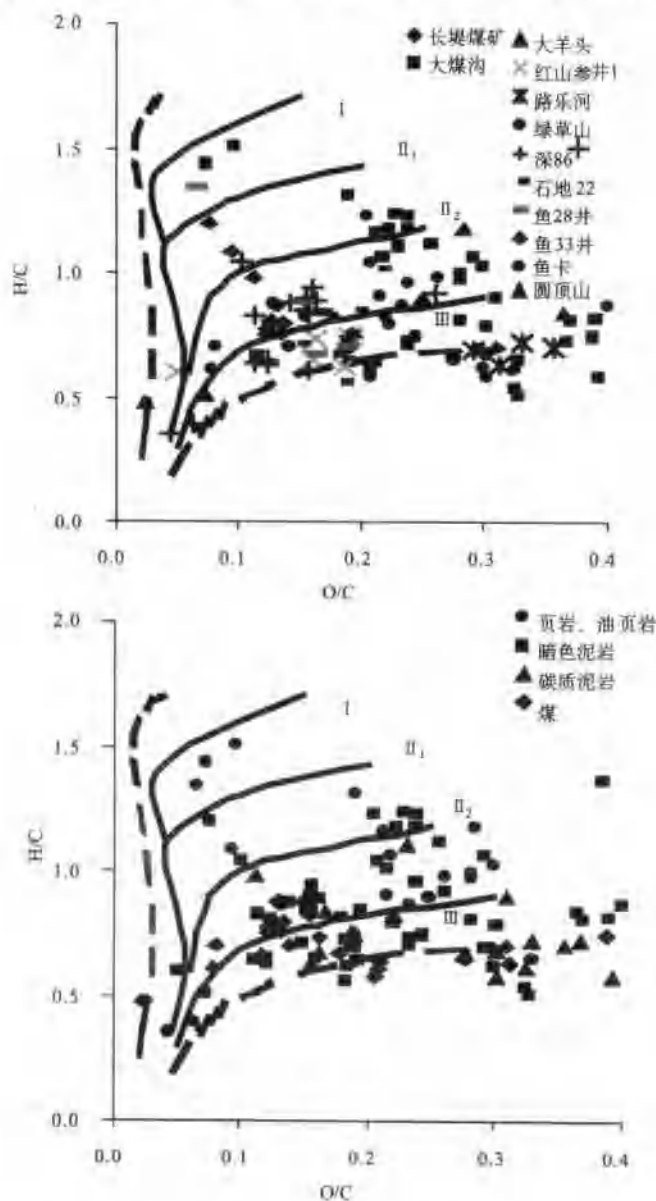


图 6-6 柴北缘侏罗系不同烃源岩干酪根元素组成范氏图

从图 6-6 还可以看出:柴北缘侏罗系烃源岩的质量有从东到西逐渐变差的趋势。鱼卡断陷的烃源岩质量要好于其他地区的烃源岩,特别是这一地区的暗色泥岩,其次是大煤沟地区,西部相对较差,冷湖地区井下样品与地面样品无多大差别。

从表 6-7 所列干酪根元素统计结果及图 6-7 可以看出:

(1) 氢元素含量以页岩、油页岩最高,平均为 4.91%,最高达 8.2%,其中,中侏罗统页

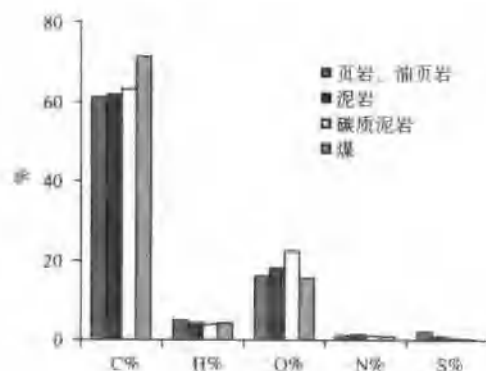


图 6-7 侏罗系烃源岩干酪根元素组成对比图

表 6-7 柴北缘侏罗系不同烃源岩干酪根有机元素组成统计表

元素岩类		C/%	H/%	O/%	N/%	S/%	H/C 原子比	O/C 原子比	$\delta^{13}C/\text{‰}$
页岩、 油页岩	J ₂	54.75 ~ 75.71 63.38(6)	4.15 ~ 8.10 5.70(6)	6.29 ~ 23.57 15.68(6)	0.33 ~ 1.01 0.69(6)	0.32 ~ 2.48 1.07(6)	0.90 ~ 1.34 1.06(6)	0.06 ~ 0.28 0.19(6)	-31.4 ~ -26.2 -28.8(2)
	J ₁	36.20 ~ 77.20 60.17(15)	2.03 ~ 8.20 4.60(15)	4.51 ~ 31.00 16.15(15)	0.33 ~ 1.71 1.09(15)	0.52 ~ 6.48 1.97(15)	0.35 ~ 1.50 0.92(15)	0.04 ~ 0.46 0.21(15)	29.6 ~ -22.5 -26.5(13)
暗色 泥岩	J ₂	37.74 ~ 81.94 61.81(26)	2.64 ~ 7.43 4.21(26)	5.11 ~ 31.81 19.28(26)	1.13 ~ 1.66 1.45(4)	0.57 ~ 1.06 0.75(4)	0.50 ~ 1.24 0.83(26)	0.05 ~ 0.47 0.25(26)	-28.5 ~ -21.8 -24.4(18)
	J ₁	17.54 ~ 74.82 61.52(34)	1.99 ~ 6.67 4.31(34)	8.99 ~ 29.85 17.09(34)	0.25 ~ 2.28 1.45(27)	0.0 ~ 3.42 0.94(27)	0.53 ~ 1.85 0.88(34)	0.10 ~ 0.57 0.23(34)	30.4 ~ -24.4 -27.1(33)
碳质 泥岩	J ₂	52.27 ~ 75.21 62.75(12)	2.74 ~ 5.87 3.84(12)	10.74 ~ 29.99 22.28(12)	0.88 ~ 0.90 0.89(2)	0.28 ~ 0.31 0.30(2)	0.58 ~ 0.98 0.73(12)	0.11 ~ 0.41 0.27(12)	-25.6 ~ -22.7 -24.1(5)
	J ₁	57.51 ~ 69.60 63.62(5)	2.91 ~ 5.76 4.24(5)	15.10 ~ 31.30 22.26(5)	0.78 ~ 1.50 1.16(4)	0.12 ~ 0.69 0.50(4)	0.58 ~ 1.10 0.80(5)	0.17 ~ 0.39 0.27(5)	-29.5 ~ -23.5 -25.5(5)
煤	J ₂	58.30 ~ 88.84 71.75(22)	3.14 ~ 5.27 4.25(22)	2.64 ~ 25.66 14.70(22)	0.58 ~ 0.69 0.64(2)	0.16 ~ 0.21 0.19(2)	0.48 ~ 0.87 0.71(22)	0.02 ~ 0.31 0.16(22)	-24.8 ~ -21.5 -23.3(14)
	J ₁	59.89 ~ 69.60 64.75(2)	3.69 ~ 3.90 3.80(2)	16.52 ~ 30.92 23.72(2)	0.75 ~ 1.49 1.12(2)	0.06 ~ 0.60 0.33(2)	0.67 ~ 0.74 0.71(2)	0.18 ~ 0.39 0.28(2)	-24.4 ~ -23.8 -24.1(2)

注: $\frac{54.75 \sim 75.71}{63.38(6)}$ = 最小值 - 最大值
平均值(样品数)。

岩和油页岩的氢元素含量(平均 5.7%)又高于下侏罗统页岩和油页岩的氢元素含量(平均 4.6%);其次是暗色泥岩,平均 4.27%,中、下侏罗统变化不大;碳质泥岩和煤最低,平均只有 3.96%。

(2) 氧含量则相反,以页岩和油页岩最低,平均含量分别为 16.02%,其中中侏罗统页岩和油页岩的氧元素含量(平均 15.68%)又低于下侏罗统页岩和油页岩的氧元素含量(平均 16.15%);暗色泥岩次之,平均含量为 18.04%,煤和碳质泥岩最高,平均在 22%以上,值得指出的是,中侏罗统的煤的氧含量较下侏罗统的煤的氧含量低得多,22 个样平均只有 14.70%,这可能与个别样品的分析误差有关。

(3) 碳含量以煤最高(特别是中侏罗统的煤),平均含量为 71.75%,最高达 88.84%,页岩、油页岩和暗色泥岩最低,平均在 61.09%~61.65%之间。

(4) H/C 原子比以页岩、油页岩最高,平均 0.96,特别是中侏罗统页岩和油页岩的 H/C 原子比最高,平均 1.06,下侏罗统页岩和油页岩的 H/C 原子比相对较低,平均 0.92;煤的 H/C 原子比最低,平均 0.71,最低只有 0.48;O/C 原子比则以页岩和油页岩最低,平均只有 0.20,其中中侏罗统页岩和油页岩的 O/C 原子比(平均 0.19)又低于下侏罗统页岩和油页岩的 O/C 原子比(平均 0.21)。这一结果说明:页岩、油页岩富氢少氧,是柴北缘地区侏罗系的好烃源岩,其次是暗色泥岩。

不同类型烃源岩的 H/C 原子比在平面上的变化,都表现为由东向西逐渐增加的趋势,但也表现出不同的特点,即高值区有所转移,其中:①页岩、油页岩的 H/C 原子比高值区集中分布在鱼卡以东、结绿素以南的地区,但 H/C 原子比 >1 的分布范围不大,多数在 0.8~1.0 之间,大煤沟地区比较低(见图 6-8);②暗色泥岩 H/C 原子比 >1.0 的分布范围也不大,主要集中在鱼卡断陷中部及赛什腾拗陷中南部地区,向四周逐渐减小(图 6-9);③煤的 H/C 原子比的相对高值区主要集中在结绿素以南、圆顶山以西及大煤沟地区(图 6-10)。

干酪根中硫的含量反映了烃源岩的沉积环境,硫含量越高,沉积水体咸化(或碱性)程度越高,其生烃门限深度越浅(或温度越低)。柴北缘地区侏罗系干酪根中硫的含量变化较大,分布在 0.06%~6.84%之间,煤和碳质泥岩的干酪根含硫量最低,平均分别只有 0.26%和 0.43%,特别是中侏罗统煤的干酪根中硫的含量最低,平均只有 0.19%,页岩和油页岩的干酪根含硫量最高,特别是下侏罗统页岩和油页岩干酪根的含量最高,平均为 1.97%,最高达 6.48%,说明其沉积环境在不同时间和不同地区存在着一定的差异,特别是侏罗系中、下统之间干酪根的含硫量存在着较大的差异。侏罗系烃源岩干酪根中硫的含量随着埋藏深度的增加,具有逐渐增大的趋势,说明侏罗系沉积水体咸化程度随着埋藏深度的增加而逐渐增加,上段为淡水沉积,到下段逐渐变为微咸一半咸化水体沉积,这与下段伽玛蜡烷含量较高是一致的。

(二) 干酪根的碳同位素($\delta^{13}\text{C}$)组成特征

由于碳同位素的热力学和动力学效应作用的影响,使得干酪根碳同位素组成可以反映出母源物质和沉积环境。一般认为干酪根的碳同位素组成取决于它的母源物质,同时受海陆相成因及地层时代的控制。干酪根的碳同位素组成与其生源物质的构成和类型有关,它取决于生物先质的同位素组成及发生在干酪根形成和化学演化过程中的同位素分馏作用。一般说来与植物光合作用的二氧化碳相比,生物有机物质富含 ^{13}C 同位素,类脂化合物富含 ^{13}C 同位素,而氨基酸和碳水化合物则相对贫 ^{13}C 同位素。正常湖水有机质比海相有机质富含 ^{13}C 同位素,对古代沉积物来说约相差 3‰~5‰。淡水湖相有机质比咸水湖相有机质富含 ^{13}C 同位素,陆生植物中的木质素、纤维素相对于水生有机物要富含 ^{13}C 同位素。侏罗系是成煤时代,陆生植物相对发育,源岩中的有机质主要由陆生高等植物组成,这样它们比非成煤期主要由水生浮游生物组成的有机质少,且富含 ^{13}C 同位素,少含 ^{12}C 同位素,因此碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值偏重。这样可以按 $\delta^{13}\text{C}$ 值的大小来区分不同的有机质

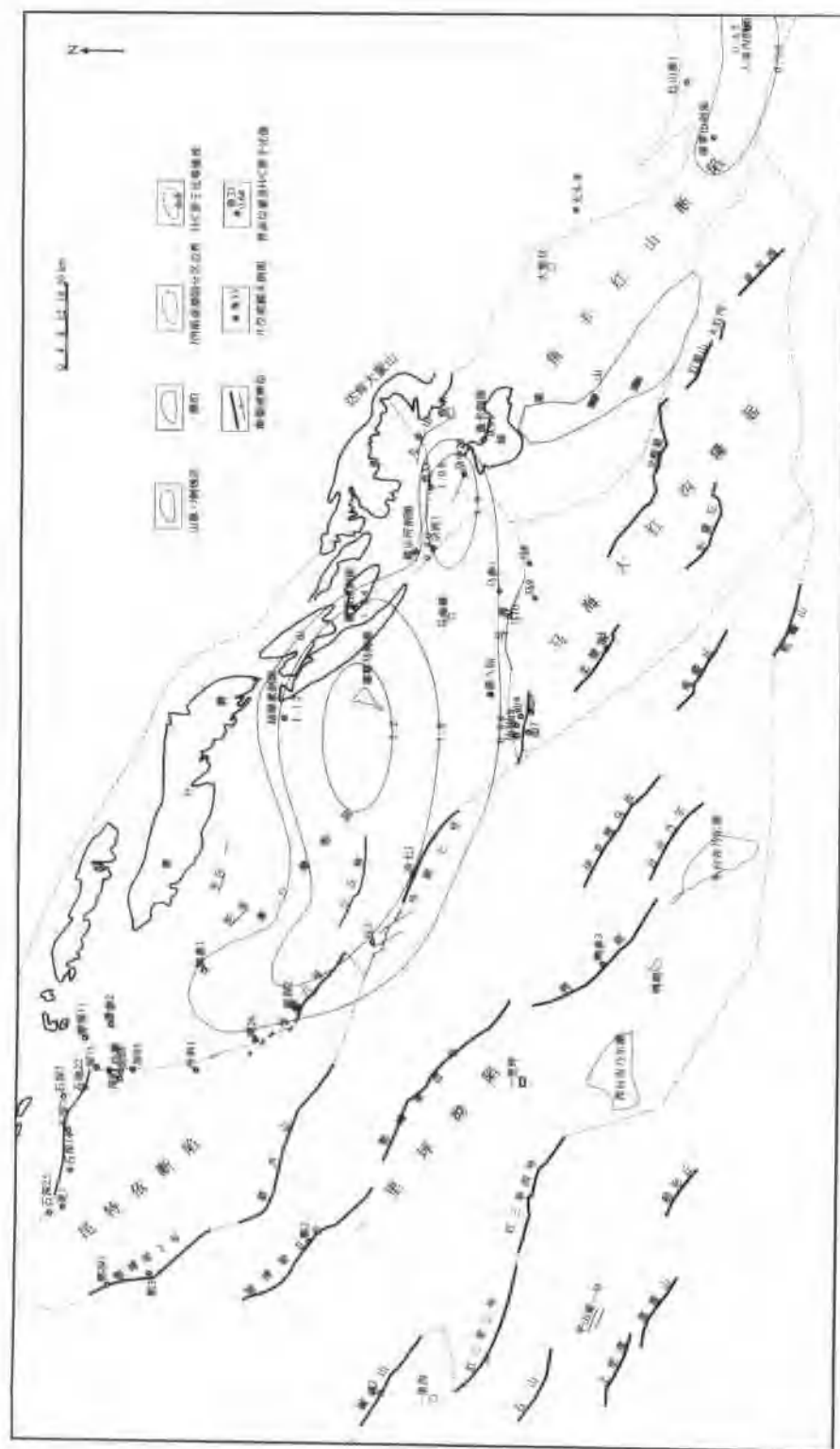


图 6-8 柴北缘地区中侏罗统上段(下)页岩、油页岩 H/C 原子比等值线图

或干酪根的类型。据 Degens 提供的资料侏罗系海相浮游生物的 $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 在 $-27\text{‰} \sim -22.5\text{‰}$ 之间,一般在 -25.2‰ 左右。

用干酪根碳同位素划分有机质类型相对于干酪根元素、岩石热解等方法,受成熟度、风化等因素的影响要小得多。据 Redding 等人的研究成果表明:I 型干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布在 $-28.1\text{‰} \sim -31.9\text{‰}$ 之间,II 型干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布在 $-27.9\text{‰} \sim -28.6\text{‰}$ 之间,III 型干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 $-25.4\text{‰} \sim -26.6\text{‰}$ 。黄第藩等(1984 年)研究认为:I 型干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布在 $-27\text{‰} \sim -30\text{‰}$ 之间,II 型干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布在 $-26\text{‰} \sim -27\text{‰}$ 之间,III 型干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布在 $-22.5\text{‰} \sim -26\text{‰}$ 之间。从图 6-11 及表 6-7 中可以看出:柴北缘地区侏罗系源岩干酪根的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 分布范围较宽,从 I 型到 III 型都有分布,其碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 平均分布在 $-31.4\text{‰} \sim -21.5\text{‰}$ 之间。其中:下侏罗统烃源岩干酪根的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 分布在 $-30.4\text{‰} \sim -24.4\text{‰}$ 之间,中侏罗统源岩干酪根的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 分布在 $-31.4\text{‰} \sim -24.8\text{‰}$ 之间。与我国西北地区其他侏罗系盆地的干酪根碳同位素的分布基本一致。不同岩类中,页岩和油页岩干酪根的碳同位素最轻,平均 -26.82‰ ,其中下侏罗统平均为 -26.5‰ ,主要分布在 II 型和 III 型范围内,中侏罗统平均为 -28.8‰ ,少数分布在 I 型,多数分布在 II 型范围内;暗色泥岩和碳质泥岩次之,平均分别为 -24.39‰ 和 -24.76‰ ;煤最重,平均为 23.42‰ 。在干酪根碳同位素与 H/C 原子比关系图中,页岩和油页岩主要分布在 II 型区域内,少数分布在 I 型区内,煤则主要分布在 III 型区内,暗色泥岩和碳质泥岩主要分布在 II₂ 型和 III 型区内。说明浮游生物母质在页岩、油页岩中所占比例较大,母质类型较好,是该区最好的烃源岩。

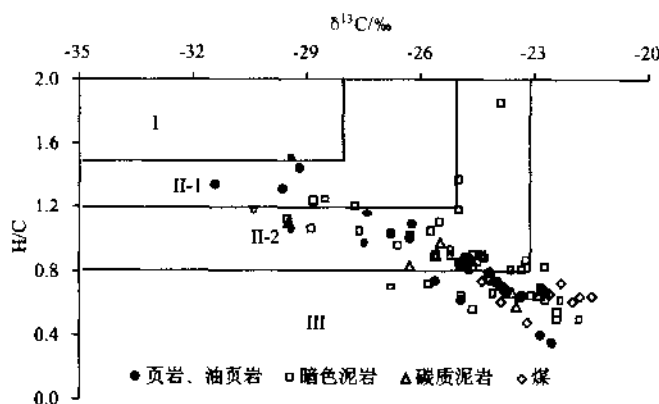


图 6-11 柴北缘侏罗系源岩干酪根碳同位素分布图

在平面上,柴北缘侏罗系烃源岩干酪根碳同位素的分布与 H/C 原子比的分布基本一致,由东向西有变轻的趋势,其中:①页岩、油页岩的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 由 -23.8‰ 逐渐减轻到鱼 33 井的 27.6‰ ,在不同地区又各有所表现,大煤沟-红山断陷变化不大,鱼卡断陷则以鱼 33 井为中心向四周逐渐变重(见图 6-12);②暗色泥岩的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 则变化不大, J₂ 以结绿素以南和圆顶山以西地区为中心向四周逐渐变轻,在大煤沟-红山断陷则以大头羊和红山参 1 井为中心向大煤沟方向变轻, J₁ 则表现由冷湖三号向冷湖七号方向逐渐变重



图 13 柴北缘地区中、下侏罗统暗色泥岩干酪根碳同位素等值线图

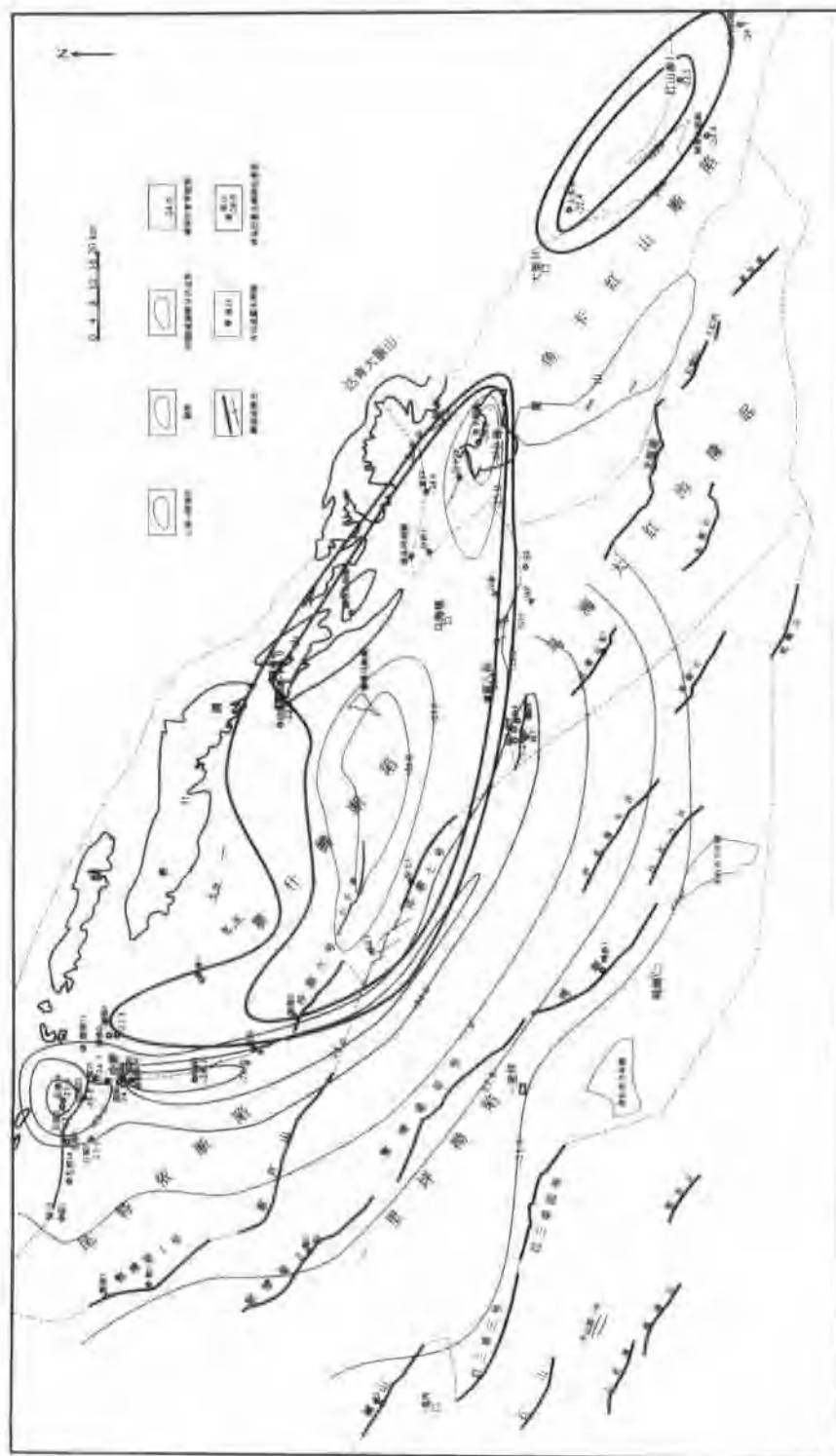


图 6-14 柴北缘地区中侏罗统煤干酪根碳同位素等值线图

(图 6-13);③煤的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 的变化与页岩、油页岩的变化基本一致(见图 6-14)。

(三) 岩石热解特征

自 20 世纪 80 年代初法国石油研究院发明岩石热解评价仪以来,人们应用热解氢指数、氧指数、类型指数等指标来评价烃源岩、划分有机质类型,取得了明显的效果。从有机质丰度的讨论中可以看到,柴北缘地区侏罗系烃源岩的热解氢指数和氧指数都变化较大,分布范围宽,氢指数(I_H)从 2mg/g 到 982mg/g,氧指数则从 6mg/g 到 1687mg/g 都有分布。其中:页岩和油页岩的氢指数最大,有 37% 的样品 $I_H > 400\text{mg/g}$,只有 3% 的样品 $I_H < 100\text{mg/g}$,有机质类型普遍较好;暗色泥岩则只有 15.5% 的样品 I_H 分布在 180 ~ 400mg/g 之间,约 77.5% 的样品 $I_H < 100\text{mg/g}$,说明有机质类型普遍较差;煤和碳质泥岩约 89% 的样品 $I_H < 100\text{mg/g}$,其余 10% 的样品 I_H 也 $< 200\text{mg/g}$,说明有机质类型普遍差,几乎全分布在 III 型区内。从图 6-15 就可以看出,除页岩和油页岩大部分落在 II 型范围内及少部分中侏罗系页岩和油页岩落在 I 型区外,其余大都分布在 II₂ 型和 III 型范围内。在地区上,除大煤沟-红山断陷的页岩和油页岩氢指数最高,类型较好之外,其他地区以鱼卡地区中侏罗系暗色泥岩的有机质类型较好,冷湖地区井下样品略高于地面样品,但仍以 III 型为主。

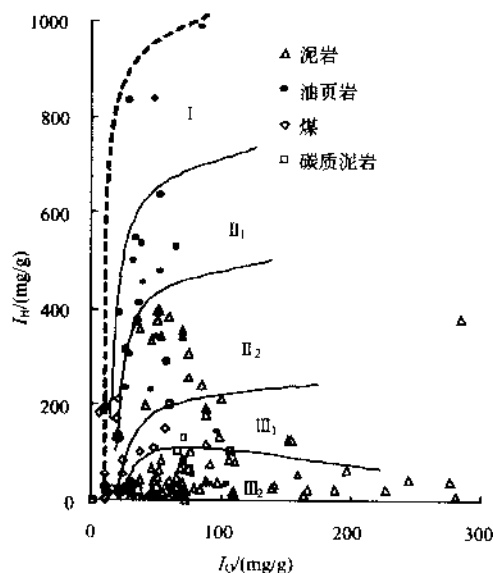


图 6-15 柴北缘侏罗系源岩氢、氧指数关系图

(四) 干酪根官能团的红外光谱特征

在干酪根的红外光谱图上,不同波段的吸收峰反映了不同化学官能团的组成特征,其中 720cm^{-1} 、 1460cm^{-1} 、 1380cm^{-1} 、 2920cm^{-1} 和 2860cm^{-1} 反映了脂族基团的吸收, 1600cm^{-1} 反映芳核 $\text{C}=\text{C}$ 共轭双键的伸缩振动吸收,而 1710cm^{-1} 则反映含氧官能团的振动吸收。干酪根中脂族基团数量越多,有机质类型越好,反映在红外光谱图上则是 720cm^{-1} 、 1460cm^{-1} 、 1380cm^{-1} 、 2920cm^{-1} 和 2860cm^{-1} 的吸收越强,它们与芳族基团的比值大小即可反映干酪根类型的变化。在 1460cm^{-1} 、 1600cm^{-1} 和 1710cm^{-1} 三角图中,除页岩和油页岩外,下侏罗统烃源岩的有机质类型大部分分布在 II₂ 型和 III 型范围内,中侏罗统的部分烃源岩分布在 II₁ 型范围内(图 6-16)。

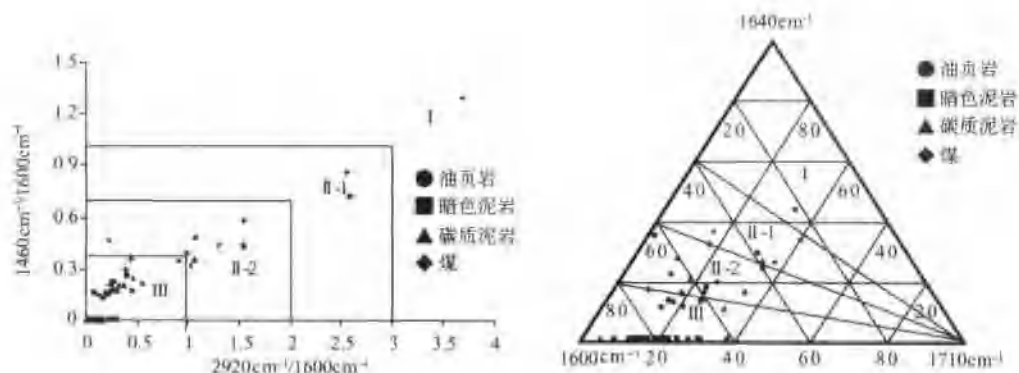


图 6-16 柴北缘侏罗系干酪根红外光谱类型划分图

二、可溶有机质的地球化学特征

(一) 氯仿沥青“A”的族组成特征

对岩石中可溶有机质的研究,有助于识别成油母质的类型,它与不溶有机质(干酪根)一起构成一个有机联系的整体,共同反映着成油母质的面貌。

氯仿沥青“A”的族组成包括饱和烃、芳烃、非烃和沥青质,它们反映着氯仿沥青“A”中各类碳氢化合物和非烃类物质的数量和性质。

饱和烃通常包括正构烷烃、异构烷烃和环烷烃,它们来自不同的有机物质。正构烷烃可能大部来自脂肪酸和生物蜡;异构烷烃主要来自色素,其最有意义的是植烷和姥鲛烷的分布;环烷烃可能主要来自萜类或生物体中其他环状化合物。在烃源岩中它们相当稳定,常保持着原始碳骨架,为最主要的一类生物标记化合物。芳烃可以从木质素、纤维素及高等植物残体中形成。非烃和沥青质都是含氧、硫、氮等杂原子的高分子有机化合物。

研究证明:岩石氯仿沥青“A”的族组成特征不仅与烃源岩母质类型有关,而且还随有机质的演化程度而变。实践证明:在演化程度相同的情况下,含有不同类型母质的烃源

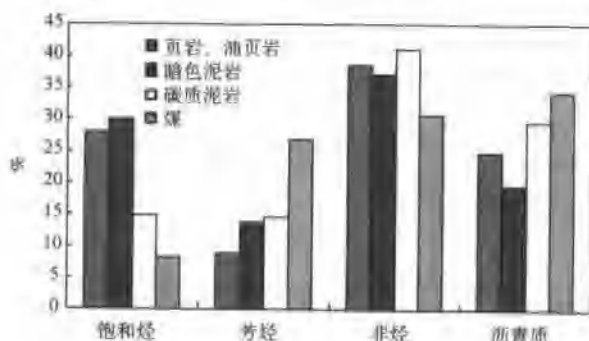


图 6-17 大煤沟侏罗系源岩沥青“A”族组成对比图

岩,其氯仿沥青“A”的族组成是不同的。

从表 6-8 及图 6-17 可以看出,柴北缘侏罗系烃源岩有机质的氯仿沥青“A”及其族组成中,页岩、油页岩和暗色泥岩的饱和烃平均含量较高,平均分别为 27.91% 和 29.99%,其中 J_1 暗色泥岩的饱和烃含量最高,平均达 34.91%,其次是 J_1 的页岩和油页岩,饱和烃平均含量为 29.13%, J_2 的暗色泥岩和页岩、油页岩相对低。

表 6-8 柴北缘侏罗系烃源岩氯仿沥青“A”的族组成统计表

岩类组成		饱和烃/%	芳烃/%	非烃/%	沥青质/%	总烃/ /10 ⁻⁶	饱/芳
页岩、油页岩	J_2	17.0 ~ 30.97 25.05(6)	4.04 ~ 26.43 12.46(6)	30.88 ~ 52.83 39.42(6)	2.61 ~ 31.61 23.05(6)	6 ~ 5637 1079(6)	1.26 ~ 4.21 2.43(6)
	J_1	2.89 ~ 71.73 29.13(14)	2.40 ~ 17.14 7.11(14)	17.31 ~ 67.78 38.23(14)	0.50 ~ 77.40 25.52(14)	10 ~ 50968 12405(14)	1.20 ~ 11.08 4.06(14)
暗色泥岩	J_2	4.66 ~ 77.46 23.73(26)	1.44 ~ 35.38 14.48(26)	6.75 ~ 86.55 39.33(26)	3.12 ~ 50.61 22.50(26)	5 ~ 4157 521(26)	0.26 ~ 8.58 2.46(26)
	J_1	8.20 ~ 72.01 34.91(33)	2.32 ~ 27.86 13.11(33)	12.61 ~ 80.94 35.40(33)	0.50 ~ 37.91 17.10(33)	1 ~ 6602 735(33)	0.61 ~ 12.58 3.67(33)
碳质泥岩	J_2	2.48 ~ 29.75 16.02(12)	2.69 ~ 40.10 14.14(12)	22.46 ~ 74.52 43.20(12)	2.85 ~ 51.94 26.63(12)	9 ~ 3363 535(12)	0.14 ~ 5.21 1.67(12)
	J_1	2.56 ~ 20.77 11.89(5)	1.29 ~ 39.03 15.47(5)	27.28 ~ 46.92 36.17(5)	27.28 ~ 65.38 36.46(5)	248 ~ 15779 3769(5)	0.16 ~ 13.49 3.63(5)
煤	J_2	2.09 ~ 15.60 8.14(22)	5.91 ~ 78.79 27.66(22)	9.30 ~ 53.01 31.40(22)	5.01 ~ 69.77 32.79(22)	103 ~ 44421 7207(22)	0.03 ~ 2.28 0.54(22)
	J_1	3.51 ~ 13.10 8.31(2)	4.02 ~ 30.10 17.06(2)	13.56 ~ 31.68 22.68(2)	25.0 ~ 78.90 51.95(2)	1112 ~ 2095 1640(2)	0.44 ~ 0.87 0.65(2)

注: $\frac{17.0 \sim 30.97}{25.05(6)}$ = 最小值 ~ 最大值
= 平均值(样品数)。

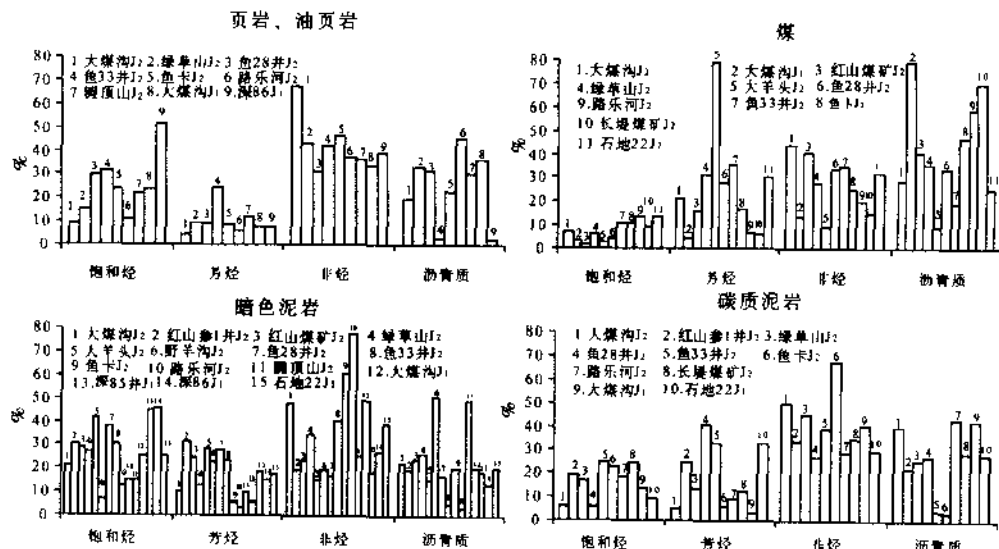


图 6-18 柴北缘不同地区侏罗系各类烃源岩沥青“A”族组成对比图

图 6-18 是不同剖面各类烃源岩的氯仿沥青“A”族组成含量对比图,从中可以看出:在各类烃源岩之间,除随地层时代不同有所差异外,在每个剖面之间也存在着一定的差异,这种差异主要表现在各种组分含量的变化上。页岩、油页岩和暗色泥岩的饱和烃含量大煤沟-红山断陷略高于鱼卡断陷,冷湖地区以冷湖四号最高,煤和碳质泥岩则相反。从页岩、油页岩和暗色泥岩的饱和烃含量对比看,井下样品普遍高于地面样品,这主要是地表样品受风化影响所致。

(二) 饱和烃的组成和分布特征

1. 正构烷烃

正构烷烃是石油的主要成分之一,在自然界普遍存在,其碳数分布范围具有天然连续性,且结构简单。由于正构烷烃分子结构中键的饱和性及其非极性性质,使得这种烃类具较好的化学稳定性。因此研究岩石和原油中正构烷烃的分布,作为地球化学指标,在识别生源母质方面具有较好的效果。在现代沉积物和古代沉积岩石中几乎都含有正构烷烃。大量繁殖于海洋中的低等浮游生物(包括细菌和藻类),其正构烷烃分布主要集中在 C_{20} 之前。高等生物体(主要指陆生植物的树干、蜡层、叶子、花粉及果实)中,一般高分子量的正构烷烃占优势,最丰富的组分是 C_{27} 到 C_{33} 。由此可见岩石中正构烷烃即可以来自海洋中的低等浮游生物,又可以来自陆源高等生物体(包括脂肪酸脱羧,高等植物的叶子、花粉及果实水解、脱羧、还原生成正构烷烃)。它们的种种特征在正构烷烃色谱图上都反映得很清楚。但在应用时要注意排除干扰因素的影响,如在划分和判断母质类型时要排除演化程度的影响,而在判断演化程度时又要排除母质类型的影响等等。

已有饱和烃色谱分析结果表明:柴北缘地区侏罗系烃源岩中,多数样品高碳数饱和烃含量较高,说明母源物质具腐植型和偏腐植型的混合型母质特征。主要表现在(表 6-9):

(1) 碳数分布形态多呈现高碳数单主峰型的分布特征。主峰碳多分布在 $nC_{23} \sim nC_{27}$ 之间。

(2) 碳数分布范围以高碳数为主,一般分布在 $nC_{11} \sim nC_{34}$ 之间。

(3) 重组分多轻组分少,轻/重比除部分样品之外,大都小于 1,同一类烃源岩 $J_1 > J_2$ 。如页岩和油页岩的轻/重比, J_1 平均为 1.04, J_2 平均只有 0.58;暗色泥岩的轻/重比, J_1 平均为 2.70, J_2 平均只有 1.06;煤平均 J_1 为 0.91, J_2 为 0.72(图 6-19)。

(4) nC_{21+22}/nC_{28+29} 比值普遍大于 1。煤平均为 7.21,暗色泥岩平均为 4.01,碳质泥岩平均为 2.52,页岩和油页岩平均为 1.57。这也说明碳数分布范围以 $nC_{21} \sim nC_{27}$ 的高碳数为主。

2. 类异戊二烯烷烃

五环的类异戊二烯烷烃是一类具有规则甲基支链的饱和烷烃,是原油和沉积岩中有有机物的重要组成部分,通常姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)占类异戊二烯烷烃总量的大部分,这类烷烃的热稳定性和抗微生物侵蚀的能力强于正构烷烃。一般认为姥鲛烷、植烷等生物标志物是判断生源和沉积环境的重要指标,一般来说,在沉积和早成岩阶段,厌氧强还原环

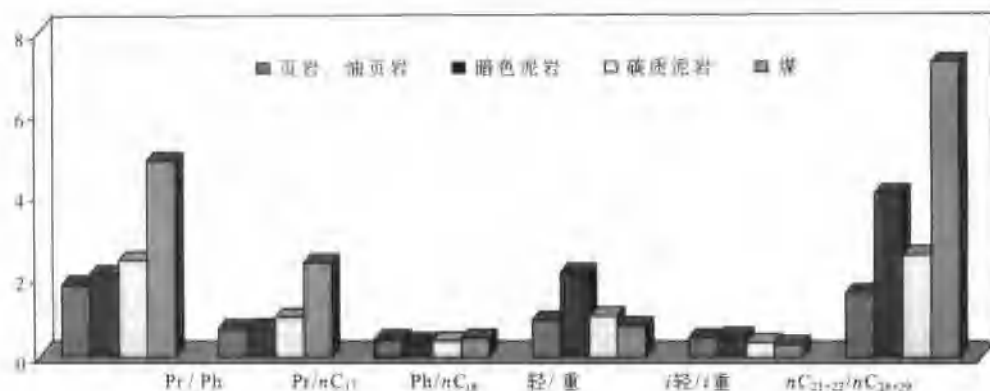


图 6-19 柴北缘侏罗系烃源岩饱和烃色谱参数对比图

境有利于植烷的形成,弱氧化—弱还原的淡水环境有利于姥鲛烷的形成。因此,常用 Pr/Ph 来判断生源和沉积环境。一般来讲, Pr/Ph 大于 1 或更高时,代表淡水、弱氧化—弱还原的环境; Pr/Ph 小于 1 特别是小于 0.5 时,代表厌氧、强还原、趋于咸化的沉积或早成岩环境。研究认为,在低成熟的烃源岩样品中,过高的 Pr/Ph 比 (> 3.0) 并不完全反映沉积环境,而是反映陆源有机质的输入。因此,类异戊二烯烷烃是石油有机地球化学研究中常用的生物标志物。

柴北缘地区烃源岩中类异戊二烯烷烃的分布与我国西北地区其他侏罗系盆地相似,烃源岩中类异戊二烯烷烃比较丰富,与正构烷烃相比,姥鲛烷丰度相对较高,植烷丰度相对较低,从表 6-9 的统计结果就可以说明看出,该地区烃源岩有机质的类异戊二烯烷烃中以姥鲛烷含量高为其特点(图 6-19), Pr/Ph 比除个别样品外,全部都大于 1,平均在 1.5 以上,特别是煤的 Pr/Ph 比,平均为 4.80,最高达到 10.46,暗色泥岩平均 2.04,页岩和油页岩平均 1.77,碳质泥岩平均为 2.38。 Pr/nC_{17} 平均大于 0.6, Ph/nC_{18} 平均小于 0.5。

表 6-9 大煤沟侏罗系烃源岩饱和烃色谱统计表

项目 岩性	主峰碳	OEP ^a	$\frac{nC_{21+27}}{nC_{28+29}}$	轻/重	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}	i轻/i重
油页岩	nC_{23-27}	$\frac{1.01 \sim 1.63}{1.31(15)}$	$\frac{0.29 \sim 3.55}{1.57(15)}$	$\frac{0.15 \sim 2.17}{0.89(15)}$	$\frac{0.62 \sim 4.61}{1.77(15)}$	$\frac{0.22 \sim 1.12}{0.69(15)}$	$\frac{0.16 \sim 1.12}{0.43(15)}$	$\frac{0.20 \sim 0.86}{0.46(15)}$
泥岩	nC_{17-25}	$\frac{1.00 \sim 2.24}{1.30(40)}$	$\frac{0.20 \sim 37.06}{4.01(40)}$	$\frac{0.15 \sim 6.68}{2.08(40)}$	$\frac{0.62 \sim 5.13}{2.04(40)}$	$\frac{0.22 \sim 4.02}{0.70(40)}$	$\frac{0.13 \sim 1.08}{0.36(40)}$	$\frac{0.22 \sim 0.98}{0.50(40)}$
碳质泥岩	nC_{25-27}	$\frac{1.12 \sim 1.65}{1.34(14)}$	$\frac{0.13 \sim 17.24}{2.54(14)}$	$\frac{0.16 \sim 3.41}{0.99(14)}$	$\frac{0.97 \sim 5.17}{2.38(14)}$	$\frac{0.24 \sim 2.82}{0.96(14)}$	$\frac{0.16 \sim 0.87}{0.38(14)}$	$\frac{0.13 \sim 0.59}{0.35(14)}$
煤	nC_{17-27}	$\frac{1.22 \sim 1.54}{1.38(14)}$	$\frac{0.92 \sim 31.28}{7.21(14)}$	$\frac{0.30 \sim 1.95}{0.75(14)}$	$\frac{1.33 \sim 10.46}{4.80(14)}$	$\frac{0.59 \sim 6.91}{2.32(14)}$	$\frac{0.22 \sim 1.05}{0.45(14)}$	$\frac{0.08 \sim 0.72}{0.30(14)}$

注: $\frac{67.60 \sim 69.94}{68.75(2)}$ 最小值—最大值
平均值(样品数)

在平面上不同类型烃源岩之间大都表现出类似的变化特征,其中:①页岩、油页岩在大煤沟—红山断陷饱和烃表现为前高单主峰形态,姥鲛烷含量高, Pr/Ph 比大,以绿草山为

中心向四周减小,到鱼卡断陷饱和烃则表现为单主峰和双主峰形态共存,姥鲛烷含量有所降低,Pr/Ph 比明显减小,到圆顶山和结绿素地区,饱和烃则表现为单主峰形态,但姥鲛烷含量及 Pr/Ph 比变化不大(见图 6-20);②暗色泥岩的饱和烃也表现出类似的特点,所不同的是在大煤沟-红山断陷饱和烃则表现为单主峰和双主峰形态共存,姥鲛烷含量有所降低,Pr/Ph 比明显减小,而鱼卡断陷的 Pr/Ph 比则明显增加,形成以鱼卡为中心向大煤沟-红山断陷和赛什腾拗陷减小(见图 6-21);③煤的饱和烃特征表现出与暗色泥岩相似的特点(图 6-22)。

(三) 甾类化合物的组成与分布

甾烷类标记化合物由于其特殊的碳骨架及较好的热稳定性,在成岩过程中其结构组成不易发生变化,因此,它能较好的反映生物先驱物的本来面目。一般情况下,在规则甾烷中,以 C_{27} 甾烷为主的烃源岩表征着低等水生生物和藻类有机质的输入较多,以 C_{29} 甾烷为主的烃源岩则说明输入的陆生高等植物占主导地位;同时,高含量的甾烷以及高甾/藿比值(≥ 1)似乎主要来源于海相浮游或底栖的藻类生物,相反,低含量的甾烷以及低的甾/藿比值则主要代表着陆源和细菌改造过的有机质。水生浮游生物富含 C_{27} 胆甾烷,陆生高等植物则富含 C_{29} 豆甾烷,所以甾/藿比值是确定母质类型的较好参数。目前,普遍采用 $\alpha\alpha\alpha$ -20R 型的 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 三种甾烷的相对组成来划分母质类型。从图 6-23 可以看出,该地区侏罗系的各种源岩在图中都分布在靠近 C_{28} 的区域内,特别是碳质泥岩和煤,都分布在 III 型范围内,但油页岩相对偏离 C_{29} ,也分布在 II₂ 型和 III 型范围内,表 6-10 的统计数据也说明了这一点。

柴北缘地区侏罗系烃源岩中甾烷的分布(图 6-24)具有如下特征:

(1) C_{29} 甾烷含量普遍高于 C_{27} 甾烷含量,其中: C_{29} 甾烷含量煤最高,平均在 70% 以上,碳质泥岩次之,平均 60% ~ 70%,暗色泥岩平均 50% ~ 60%,页岩、油页岩最低,平均 40% ~ 60%,在各地层中, J_1 高于 J_2 。 C_{27} 甾烷含量则相反,以页岩、油页岩最高,平均在 24% ~ 45% 之间,暗色泥岩次之,平均在 20% ~ 30% 之间,煤 C_{27} 甾烷含量低,平均在 15% 以下,在各地层中, J_1 低于 J_2 (表 6-10)。这说明:在该地区侏罗系烃源岩中,陆生高等植物占优势,但在页岩、油页岩和暗色泥岩中,低等水生生物和藻类有机质的输入要高于煤和碳质泥岩,特别是 J_2 的页岩、油页岩和暗色泥岩又要高于 J_1 。

(2) 煤和碳质泥岩的重排甾烷含量低,重排甾烷/规则甾烷 < 0.4 ,而页岩、油页岩和暗色泥岩的重排甾烷含量相对较高,重排甾烷/规则甾烷一般大于 0.4,尤其是 J_1 和 J_2 中段泥岩的重排甾烷/规则甾烷平均达到 0.6 以上,最低也 > 0.40 ,最高可达 0.99。重排甾烷含量高一般表明陆源黏土矿物和陆源有机质的淡水输入充分,而且处于弱氧化—弱还原的相对淡水环境。

(3) 孕甾烷和升孕甾烷的高低代表着沉积水体的咸化程度,一般在咸化湖相中含量较高,也可以来源于甾烷类的裂解。该地区侏罗系烃源岩中孕甾烷和升孕甾烷含量随着埋藏深度的增加,具有逐渐增加的趋势,表明从上到下,烃源岩沉积时的水体咸化程度逐渐增加。以冷科 1 井为例,在上段泥岩和中段煤中的孕甾烷和升孕甾烷含量最低,孕甾烷

和升孕甾烷/规则甾烷只有 0.2~0.3, 中段泥岩则有所增加, 特别是下段泥岩中, 孕甾烷和升孕甾烷/规则甾烷平均只有 0.08(图 6-24)。

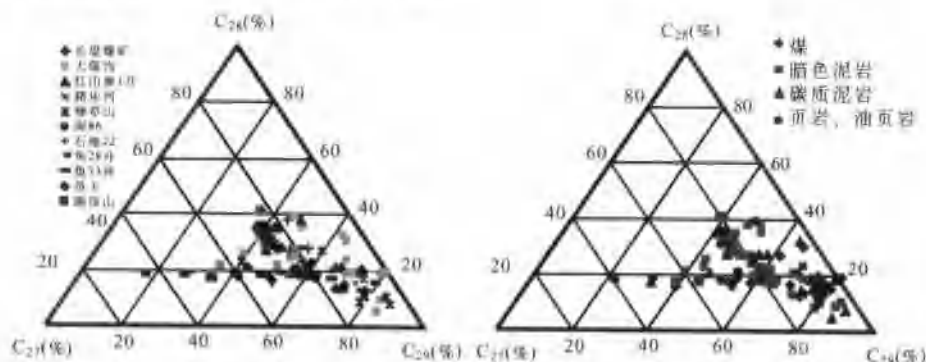


图 6-23 柴北缘侏罗系不同剖面, 不同类型烃源岩三种甾烷组成三角图

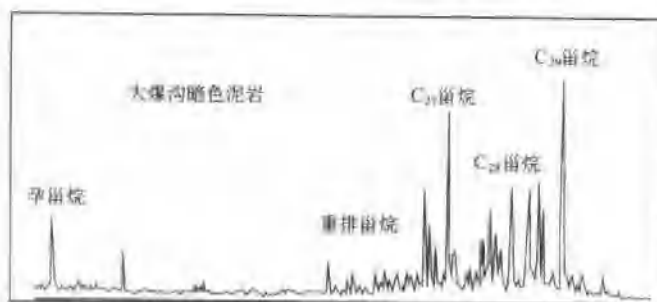


图 6-24 柴北缘侏罗系烃源岩 m/z217 质量色谱图

表 6-10 柴北缘地区侏罗系烃源岩甾烷和萜烷参数统计表

岩性参数	地层	油页岩		泥岩		碳质泥岩		煤	
		J ₂	J ₁	J ₂	J ₁	J ₂	J ₁	J ₂	J ₁
甾烷参数	So - C ₂₇	32.94 - 64.99 44.06(5)	10.06 - 31.07 24.07(11)	4.29 - 48.41 26.09(19)	6.36 - 28.41 22.43(30)	2.65 - 35.26 17.21(10)	4.30 - 48.40 25.60(5)	1.22 - 48.94 14.92(14)	9.22 - 15.43 12.32(2)
	So - C ₂₈	11.86 - 14.0 13.18(5)	7.95 - 27.64 19.26(11)	7.10 - 29.25 15.48(19)	7.62 - 59.04 19.79(30)	6.58 - 23.16 13.75(10)	4.58 - 23.0 16.21(5)	9.72 - 21.92 14.10(14)	6.48 - 9.65 9.56(2)
	So - C ₂₉	21.68 - 35.19 42.76(5)	44.79 - 83.37 56.67(11)	38.45 - 87.52 58.43(19)	43.32 - 86.13 59.15(30)	31.83 - 89.09 69.04(10)	47.0 - 86.78 64.02(5)	38.91 - 84.24 70.98(14)	74.92 - 81.37 78.11(2)
	So - C ₂₇ /C ₂₈	0.60 - 3.0 1.32(5)	0.12 - 0.68 0.47(11)	0.05 - 1.25 0.58(19)	0.07 - 0.65 0.40(30)	0.03 - 1.74 0.37(10)	0.10 - 0.63 0.36(5)	0.01 - 1.26 0.26(14)	0.11 - 0.21 0.16(2)
	So - C ₂₈ /C ₂₉	0.21 - 0.61 0.35(5)	0.10 - 0.57 0.38(11)	0.09 - 0.67 0.30(19)	0.09 - 0.66 0.33(30)	0.07 - 0.41 0.22(10)	0.06 - 0.49 0.29(5)	0.12 - 0.31 0.21(14)	0.12 - 0.13 0.13(2)
萜烷参数	T _m /T _n	2.30 - 13.81 6.31(5)	1.35 - 41.38 12.16(11)	1.44 - 45.58 16.03(19)	0.93 - 48.94 8.31(30)	5.40 - 106.9 39.57(10)	1.21 - 57.10 34.31(5)	9.69 - 206.99 58.43(14)	2.45 - 57.04 29.74(2)
	C ₂₅ Hop/ C ₂₆ Hop	1.59 - 3.81 2.36(5)	1.14 - 2.60 1.82(11)	1.59 - 10.86 2.55(19)	1.39 - 3.35 2.24(30)	1.23 - 2.93 1.80(10)	1.31 - 2.46 1.77(5)	1.08 - 2.76 1.65(14)	1.36 - 2.49 1.92(2)
	C ₂₅ Hop/ C ₂₆ Hop	1.37 - 3.44 2.40(5)	0.83 - 6.47 3.59(11)	0.79 - 5.49 2.34(19)	1.47 - 6.10 3.40(30)	1.19 - 3.27 1.85(10)	1.59 - 3.66 2.42(5)	0.86 - 3.91 1.99(14)	1.57 - 2.42 2.0(2)
	γ-蜡烷/ C ₂₅ Hop	0.01 - 3.48 0.81(5)	0	0.03 - 5.29 0.96(19)	0	0.02 - 6.86 1.13(10)	0.24 - 2.18 1.80(5)	0.02 - 0.78 0.15(14)	0.53 - 2.26 1.40(2)

注: $\frac{67.60 - 69.94}{68.75(2)}$ = 最小值~最大值
平均值(样品个数)

(四) 萜类化合物的组成与分布

柴北缘地区侏罗系烃源岩中普遍存在以 $m/e191$ 为基峰的三环二萜烷和五环三萜烷系列,三环二萜烷与五环三萜烷相比含量要低,系列不够完整。以 $m/e191$ 为基峰的 C_{24} 四环二萜烷在谱图上始终出现较强的峰(图 6-25),诺勃莱(Noble)早在 1985 年就把四环萜作为陆源高等植物输入的重要标志,可见该地区侏罗系烃源岩有机质主要来源于陆源高等植物是无可非议的。其中:

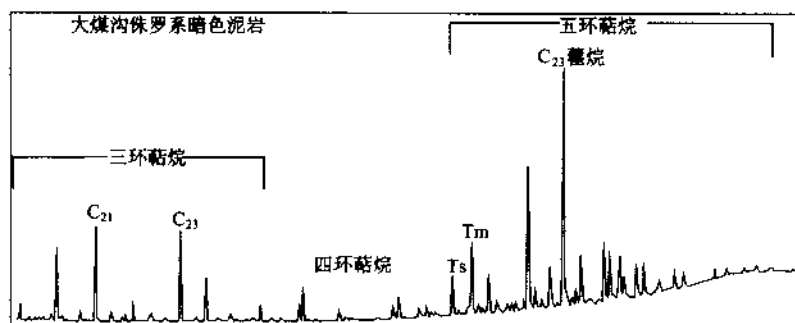


图 6-25 柴北缘侏罗系烃源岩 $m/z191$ 质量色谱图

(1) 三环萜类:它们主要来源于原生动物的细胞膜。陆源高等植物的 $C_{19} \sim C_{20}$ 三环萜烷可能较高;湖相烃源岩中主要是 $C_{19} \sim C_{28}$ 三环萜烷,并以 C_{23} 和 C_{21} 含量最高为特征;煤及煤系烃源岩中 C_{21} 以前的三环萜烷常常高于 C_{23} 以后的三环萜烷,以低碳数三环萜烷占优势。柴北缘地区侏罗系页岩、油页岩及暗色泥岩中一般都含有三环萜烷(图 6-26),但含量较低,并有向下增高的趋势,其三环萜烷/ C_{20} 藿烷比值平均由 0.18 增至 0.46,煤和碳质泥岩的三环萜烷/ C_{30} 藿烷比值一般小于 0.15。

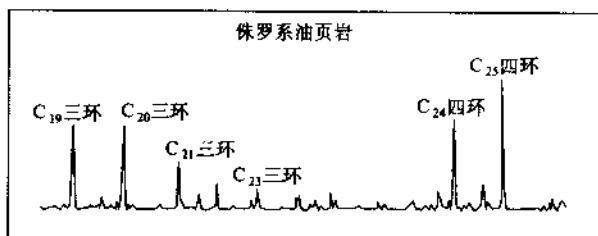


图 6-26 柴北缘侏罗系烃源岩三环萜烷分布形式图

(2) 四环萜烷类:主要来源于沼泽相煤系烃源岩中或五环三萜烷的 E 环断裂。该地区烃源岩中煤和碳质泥岩的四环萜烷含量高于页岩、油页岩和暗色泥岩。

(3) 五环三萜烷类:在五环三萜烷中分布着 $C_{27} \sim C_{35}$ 完整的藿烷系列和 γ -蜡烷等化合物。其中以 C_{30} 藿烷占优势,其次是 C_{29} 降藿烷。它们主要来源于细菌成因。升藿烷($C_{31} \sim$

C₃₅)被认为是来源于细菌藿烷四醇和原核微生物中,高含量的 C₃₅可能与沉积环境中强烈的细菌活动有关。该地区侏罗系烃源岩中以 C₂₇、C₂₉、C₃₀和 C₃₁藿烷为主,并以 T_m含量高, T_i含量极低为特征,特别是煤和碳质泥岩更是如此,其 T_m/T_i比值最高达到 206.99, J₂ 平均为 58.43, J₁ 平均为 29.74,这反映出陆源沼泽相的特征。页岩、油页岩的 T_m/T_i 比值最低, J₂ 最低 2.30, 平均为 6.31,这说明柴北缘地区侏罗系烃源岩之间的沉积环境存在着一定的差异。此外,煤和碳质泥岩中 C₃₁ 以上藿烷含量较其他类型烃源岩要低得多。

(4) γ -蜡烷含量的高低,代表着沉积水体的含盐度。柴北缘地区侏罗系烃源岩中 γ -蜡烷含量一般不高,主要分布在煤和碳质泥岩及 J₂ 暗色泥岩和页岩、油页岩中, γ -蜡烷/C₃₀藿烷 J₁ 的煤和碳质泥岩最高,平均分别为 1.40 和 1.80, J₂ 的暗色泥岩和页岩、油页岩平均都小于 1(表 6-10)。这也表明烃源岩的沉积水体的咸度的,这与干酪根的含硫量,泥岩中的钙含量和微量元素等是一致的。

第三节 柴北缘侏罗系烃源岩有机质类型的平面分布

一、中侏罗统

(一) J₂⁺ 页岩、油页岩

这类烃源岩分布范围相对于暗色泥岩来讲要小得多,以混合型干酪根为主,在鱼卡断陷鱼 28 井、鱼 33 井表现腐植腐泥型(或偏腐泥型)(II₁)的特征,主要分布在鱼卡断陷—德尊马海湖深湖一半深湖相一带,赛什腾深洼槽内如果湖深湖一半深湖相存在,也可能发育有 II₁ 型的有机相带,大煤沟地区也可能部分发育 II₁ 型母质,总体呈东南—西北向断续的条带状分布;但是腐泥腐植型(或偏腐植型)(II₂)分布范围相对较大,分布在赛什腾拗陷 J₂⁺ 的大部分地区(图 6-27)。

(1) 有机显微组分以腐泥组为主,平均含量在 43%,主要生油组分为沥青质体和矿物沥青基质,平均含量分别为 34.58%和 46.1%,其次是层状藻类体,平均含量为 6.84%。镜质组中主要是均质镜质体和基质镜质体,且含量相当,分别达 6.3%和 5.7%。半镜质组含量极低,均为无结构半镜质体。

(2) 氢元素含量高,平均 5.7%, H/C 原子比大,平均 1.06, O/C 原子比最低,平均 0.19,在范氏图上主要分布在 II 型区内,个别样品进入了 I 型区域。

(3) 干酪根碳同位素轻, $\delta^{13}\text{C}$ 平均为 -28.8‰。

(4) 有机官能团以脂族基团为主, 2920cm⁻¹、1460cm⁻¹及 1380cm⁻¹的吸收强度大,反映芳核 C=C 共轭双键的伸缩振动吸收的 1600cm⁻¹吸收峰强度很低,其 1460cm⁻¹/1600cm⁻¹与 2920cm⁻¹/1600cm⁻¹比值分别为 1.28 和 3.70。

(5) 饱和烃含量较高,平均为 25.05%,其色谱峰表现为前高单主峰形态,轻/重比较小,一般平均为 0.58, Pr/Ph 比较低,平均 1.61。

(6) 甾烷含量高, 5 α -C₂₇ 含量高于 5 α -C₂₉, 其平均含量分别为 44.6%和 42.76%,重排甾烷/规则甾烷一般较低。

(7) 一般都含有一定数量的三环萜烷, T_m/T_s 比值平均为 6.31。

(二) $J_2^{\text{中}}$ 暗色泥岩

这类烃源岩分布范围相对于页岩、油页岩来讲要大得多。以 II_2 型和 III_1 型为主, 局部边缘地区的河流—沼泽相带有发育有 III_2 型干酪根。 II_2 型干酪根分布范围小, 主要分布在鱼卡断陷—德尊马海湖深湖—半深湖相一带, 赛什腾深洼槽内的湖深湖—半深湖相也可能发育有 II_2 型的有机相带, 大煤沟地区也可能部分发育 II_2 型母质, 总体呈东南—西北向断续的条带状分布; 但是 III_1 型干酪根分布范围相对较大, 主要分布在赛什腾拗陷 $J_2^{\text{中}}$ 的大部分地区(图 6-28); III_2 型干酪根主要分布在赛什腾拗陷北部山前边缘地区等的河流—沼泽相带, 例如潜西地区。主要特征表现为:

(1) 有机显微组分中镜质组含量相对较高, 平均含量达 37.71%, 主要是均质镜质体和基质镜质体, 腐泥组含量次之, 平均为 34.34%, 壳质组含量较高, 平均只有 20.96%。腐泥组中主要是藻类体, 一般不含沥青质体, 富氢组分含量相对较少, 主要生油组分为层状藻类体(含量 3.88%)、孢子体(含量 2.1%)和角质体。

(2) 氢元素含量较页岩、油页岩低, 平均 4.21%, H/C 原子比平均 0.83, O/C 原子比平均 0.25, 在范氏图上主要分布在 $II_2 \sim III_1$ 型区内。

(3) 干酪根碳同位素较重, $\delta^{13}C$ 平均为 -24.4‰ 。

(4) 有机官能团中, 脂族基团减少, 2920cm^{-1} 、 1460cm^{-1} 及 1380cm^{-1} 的吸收强有所减弱, 反映芳核 $C=C$ 共轭双键的伸缩振动吸收的 1600cm^{-1} 吸收峰强度有所增强, 其 $1460\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 与 $2920\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 比值分别为 0.11 和 0.33。

(5) 饱和烃含量平均 23.73%, 其色谱峰表现为前低后高的双主峰形态, 轻/重平均 1.06, Pr/Ph 平均 2.33。

(6) 甾烷含量较高, 平均在 20% ~ 60% 之间, 重排甾烷/规则甾烷与页岩、油页岩相当, 一般大于 0.5。

(7) 一般都含有少量的三环萜烷, T_m/T_s 比平均 16.03。

(三) $J_2^{\text{中}}$ 煤和碳质泥岩

这类烃源岩分布较广, 以煤质 III_2 型干酪根为主, 部分发育 III_1 型干酪根。 III_1 型主要分布在区域上与暗色泥岩 II_2 型相一致的地区, 即主要分布在鱼卡断陷—德尊马海湖深湖—半深湖相一带, 赛什腾深洼槽内的湖深湖—半深湖相以及大煤沟地区, 总体呈东南—西北向断续的条带状分布; III_2 型干酪根则分布在 III_1 型以外的赛什腾拗陷及红山断陷的大部分地区(图 6-29)。整体上, $J_2^{\text{中}}$ 煤和碳质泥岩的有机质类型比 $J_2^{\text{中}}$ 暗色泥岩差一个级别。

主要特征表现为:

(1) 有机显微组分以镜质组含量为主, 平均含量在 55% 以上, 特别是煤的镜质组含量平均高达 78.98%, 主要由均质镜质体和基质镜质体组成, 腐泥组含量很少, 平均不到

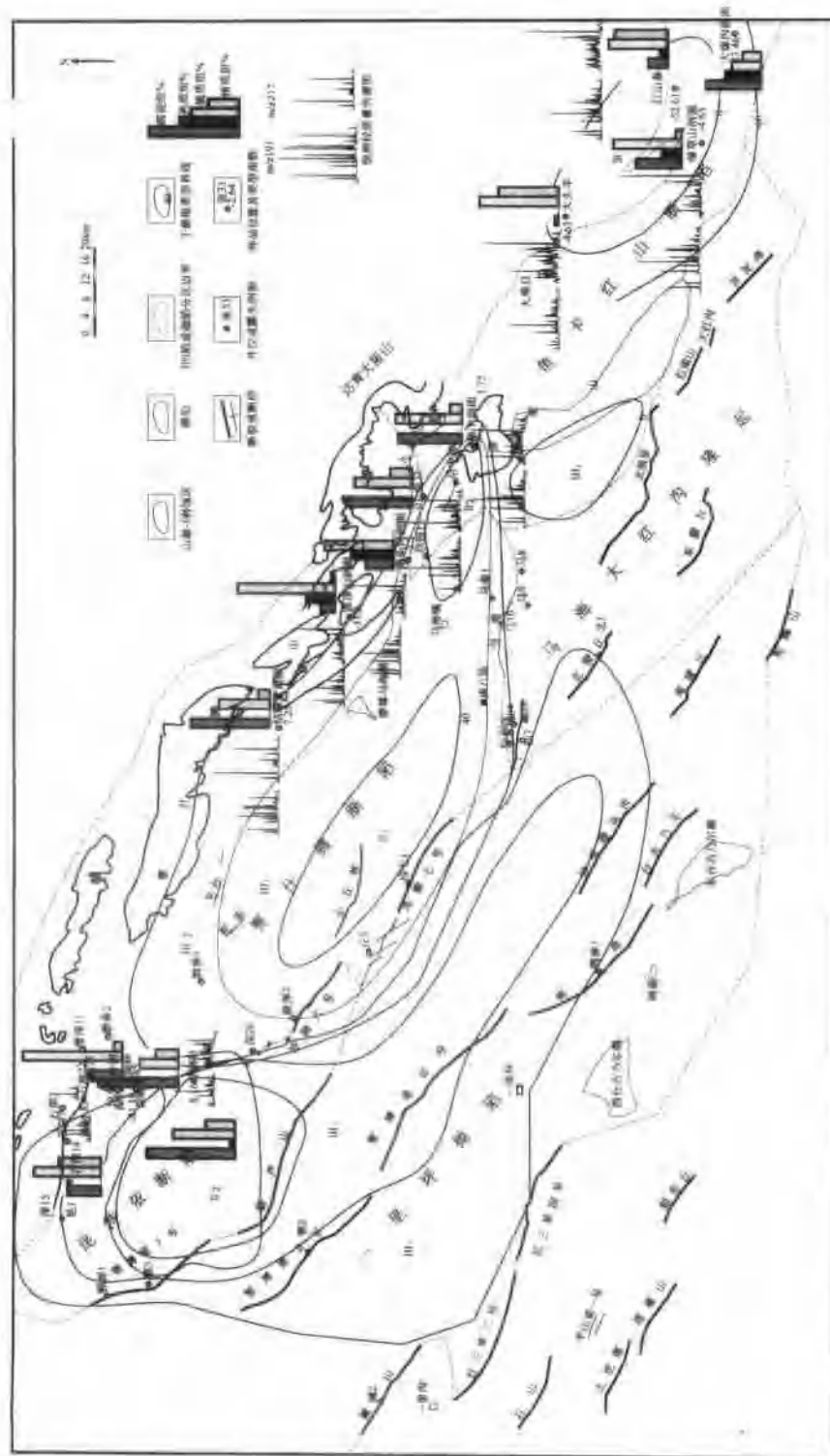


图 6-28 柴北缘地区侏罗系中、下统暗色泥岩有机质类型分布图

20%,煤平均只有 7.07%,碳质泥岩略高,也只有 19.29%,富氢组分含量极少,主要生油组分为角质体和孢子体,其含量分别为 5.9%和 4.79%,其次为树脂体及壳屑体。

(2) 氢元素含量低,平均不到 4.5%,H/C 原子比平均 < 0.75 ,在范氏图上主要分布在 III₂ 型区内,少量落在 III₁ 型区内。

(3) 干酪根碳同位素较重, $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 平均在 $-24.1\text{‰} \sim -23.3\text{‰}$ 之间。

(4) 有机官能团以反映芳核 $\text{C}=\text{C}$ 共轭双键的伸缩振动吸收的 1600cm^{-1} 吸收峰为主, 2920cm^{-1} 、 1460cm^{-1} 及 1380cm^{-1} 的吸收弱,其 $1460\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 与 $2920\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 比值分别 < 0.2 和 < 0.3 。

(5) 饱和烃含量不高,煤平均只有 8.14%,其色谱峰多表现为前低后高的单主峰形态,轻/重比平均 < 1.0 ,Pr/Ph 比高,一般 > 2.5 ,煤平均高达 4.6。

(6) C_{29} 甾烷含量高达 70%以上,重排甾烷含量低,重排甾烷/规则甾烷 < 0.4 。

(7) 一般不含三环萜烷,而含有一定量的四环萜烷, T_m/T_o 比高达 40 以上。

二、下侏罗统烃源岩有机相分布特征

(一) J₁ 中、上段暗色泥岩

下侏罗统中、上段暗色泥岩是中、下侏罗统烃源岩的主体,以 II₂ 型和 III₁ 型干酪根为主,在扇三角洲相、河流—沼泽相带也发育有 III₂ 型干酪根。II₂ 型干酪根主要分布在昆特依断陷冷西凹陷的深湖—半深湖相内;III₁ 型干酪根主要分布在一里坪拗陷浅湖相的大部分地区;III₂ 型干酪根则主要分布在昆特依断陷北部的鄂博梁 I 号构造—冷湖一、二、三及四号构造以及南八仙以南的一里坪拗陷东部的扇三角洲相和河流—沼泽相带分布区(图 6-28)。

下侏罗统中、上段暗色泥岩的有机地球化学特征与中侏罗统暗色泥岩基本一致,所不同的是:

(1) 有机显微组分中腐泥组含量相对较高,平均含量达 47.13%,主要是藻类体,一般不含沥青质体,富氢组分含量相对较少,主要生油组分仍为层状藻类体,镜质组含量较低,平均为 33.04%,壳质组含量较高,平均有 22.45%。

(2) 氢元素含量略高于 J₂^中 暗色泥岩,平均 4.31%,H/C 原子比平均 0.88,O/C 原子比平均 0.23,在范氏图上仍分布在 II₂ ~ III₁ 型区内。

(3) 干酪根碳同位素较轻, $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ 平均为 -27.1‰ 。

(4) 有机官能团中,脂族基团含量比 J₂^中 有所增加,其 $1460\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 与 $2920\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 比值分别为 0.15 和 0.39。

(5) 饱和烃含量比 J₂^中 明显增加,平均达 34.91%,其色谱峰表现为前略高后低的双主峰形态,轻/重比平均为 2.70,Pr/Ph 比较 J₂^中 低,平均只有 1.86。

(6) 甾烷含量较高,但 T_m/T_o 比明显降低,平均只有 8.51。

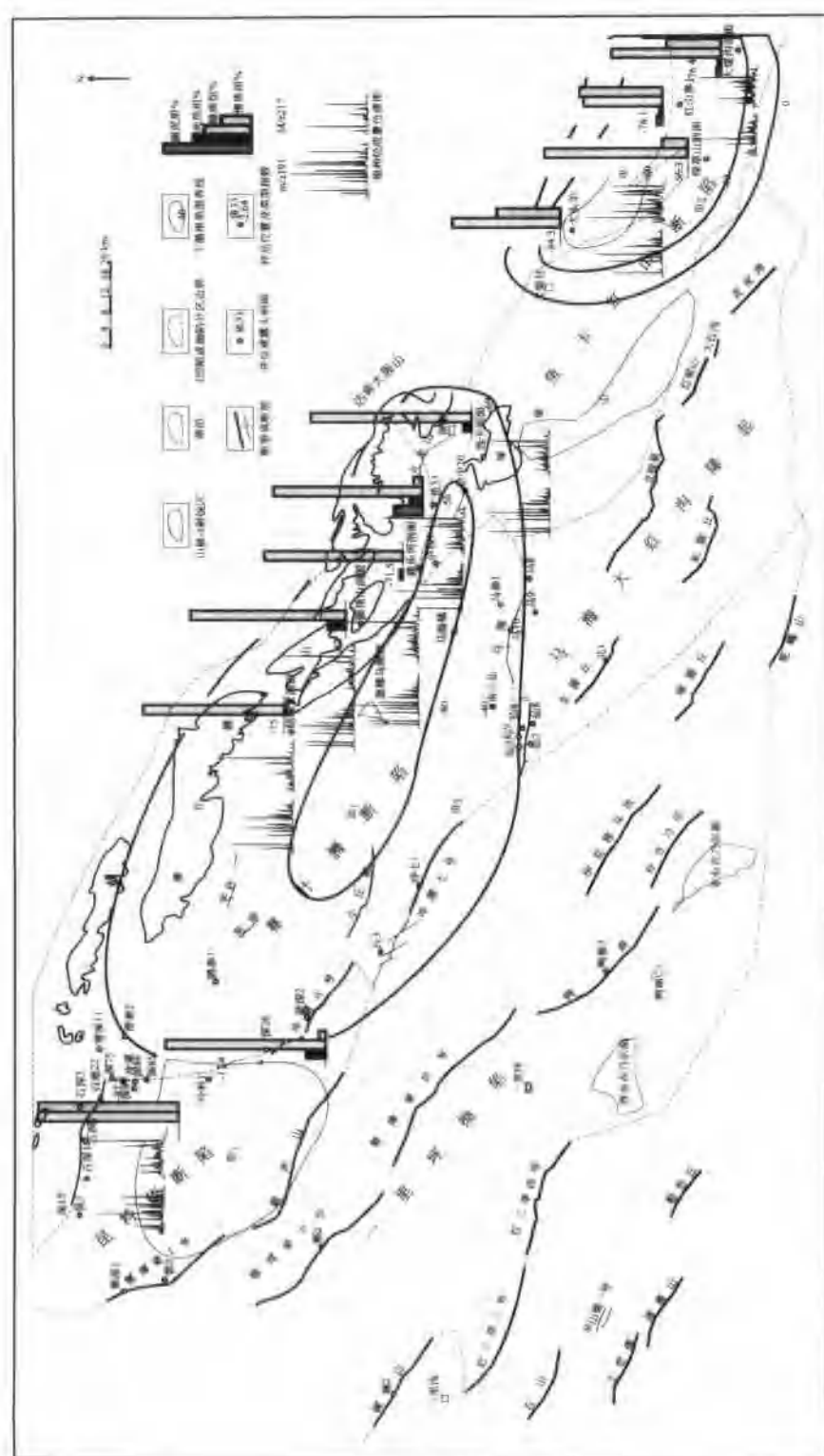


图 6-29 柴北缘地区侏罗系中、下统煤有机质类型分布图

(二) $J_1^{\text{中}}$ 煤和碳质泥岩

以Ⅲ₁和Ⅲ₂型干酪根为主。Ⅲ₁型干酪根主要分布在与暗色泥岩Ⅱ₂型干酪根相对应的地区,即主要分布在昆特依断陷冷西凹陷的深湖—半深湖相内;Ⅲ₂型干酪根则主要分布在一里坪拗陷—昆特依断陷其他的滨浅湖相、扇三角洲相和河流—沼泽相的大部分地区(图6-29),其分布趋势在区域上与暗色泥岩分布一致。

$J_1^{\text{中}}$ 煤和碳质泥岩主要特征与中侏罗统煤和碳质泥岩相比表现为:

(1) 有机显微组分仍以镜质组含量为主,其含量比 $J_2^{\text{中}}$ 煤还高,平均高达84.29%,其组成变化不大,腐泥组含量更少,平均只有6.16%,富氢组分含量极少,主要生油组分与 $J_2^{\text{中}}$ 基本一致。

(2) 氢元素含量,平均只有3.80%,H/C原子比平均0.71,在范氏图上主要分布在Ⅲ型区内。

(3) 有机官能团中 1460cm^{-1} 及 1380cm^{-1} 的吸收极弱,其 $1460\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 与 $2920\text{cm}^{-1}/1600\text{cm}^{-1}$ 比值 <0.1 。

(4) 饱和烃色谱峰表现为前低后高的单主峰形态,轻/重比平均 <1.0 ,Pr/Ph比更高,平均高达6.1。

(5) C_{20} 甾烷含量高达75%以上, T_m/T_s 比低于 $J_2^{\text{中}}$,平均 <30 。

(三) $J_1^{\text{中}}$ 页岩、油页岩

$J_1^{\text{中}}$ 页岩、油页岩只局部分布在柴北缘东部的大煤沟地区,以混合型干酪根为主。

(四) $J_1^{\text{下}}$ 暗色泥岩

$J_1^{\text{下}}$ 暗色泥岩分布范围可能相对局限,多集中在昆特依断陷冷西凹陷的浅湖—半深湖相内,以Ⅲ型干酪根为主;其他地区 $J_1^{\text{下}}$ 暗色泥岩或有效烃源岩不发育。

小 结

(1) 柴北缘地区侏罗系主要发育有扇三角洲、湖泊、河流—沼泽及冲积扇四种类型的沉积相。其中湖泊相、扇三角洲相和河流—沼泽相是中、下侏罗统地层的主要沉积类型,而河流和冲积扇相则是上侏罗统地层的主要沉积类型。深湖—半深湖相对应的有机质类型一般较好,暗色泥岩多为Ⅱ₂型和Ⅲ₁型干酪根,油页岩可以到Ⅱ₁型干酪根,煤及碳质泥岩多为Ⅲ₁型干酪根;滨浅湖相对应的有机质类型一般相对差一些,暗色泥岩多为Ⅲ₁型干酪根,煤及碳质泥岩多为Ⅲ₂型干酪根;扇三角洲相和河流—沼泽相对应的有机质类型一般差,暗色泥岩多为Ⅲ₂型干酪根,煤及碳质泥岩为Ⅲ₂型干酪根。

(2) 柴北缘地区侏罗系烃源岩有机质以偏腐植混合型及腐植型母质为主。表现为

H/C原子比不高,平均 <1 ,碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值偏重,多数在 -22‰ 与 -26‰ 之间,岩石热解氢指数偏低,大多数分布在 250mg/g 以下,沥青“A”族组成中饱和烃含量偏低,平均含量 $<25\%$,芳烃含量偏高,平均含量 $>15\%$,饱和烃色谱主峰靠后,多分布在 $n\text{C}_{23} \sim n\text{C}_{27}$ 之间,具姥鲛烷优势, C_{29} 甾烷含量普遍高于 C_{23} 甾烷含量,五环三萜烷和四环萜烷含量高于三环萜烷含量, γ -蜡烷含量一般不高。

(3) 柴北缘地区侏罗系烃源层中发育有四种类型的干酪根,即: II_1 、 II_2 、 III_1 和 III_2 型干酪根。它们的平面分布又有所不同:

1) J_2^{I} 页岩(或泥页岩)、油页岩以混合型($\text{II}_1 \sim \text{II}_2$ 型)干酪根为主。 II_1 型干酪根主要分布在鱼卡断陷—德尊马海湖、赛什腾深洼槽及大煤沟地区的深湖一半深湖相内,总体呈东南—西北向断续的条带状分布; II_2 型干酪根分布范围相对较大,主要分布在赛什腾拗陷 J_2^{I} 的大部分地区。

2) J_2^{II} 暗色泥岩以 II_2 型和 III 型干酪根。 II_2 型干酪根分布范围小,主要分布在鱼卡断陷—德尊马海、赛什腾深洼槽及大煤沟地区,总体呈东南—西北向断续的条带状分布; III_1 型干酪根分布范围相对较大,主要分布在赛什腾拗陷 J_2^{II} 的大部分地区; III_2 型干酪根主要分布在赛什腾拗陷北部等地区等的河流—沼泽相带,例如潜西地区。

J_2^{III} 煤和碳质泥岩以煤质 III_2 型干酪根为主,部分发育 III_1 型。 III_1 型主要分布在区域上与暗色泥岩 II_2 型相一致的地区,即主要分布在鱼卡断陷—德尊马海、赛什腾深洼槽以及大煤沟地区等,总体呈东南—西北向断续的条带状分布; III_2 型干酪根则分布在 III_1 型以外的赛什腾拗陷及红山断陷的大部分地区。整体上, J_2^{III} 煤和碳质泥岩的有机质类型比 J_2^{II} 暗色泥岩差一个级别。

3) 下侏罗统中上段暗色泥岩是中、下侏罗统烃源岩的主体,以 II_2 型和 III 型干酪根为主。 II_2 型干酪根主要分布在昆特依断陷冷西凹陷的深湖一半深湖相内; III_1 型干酪根主要分布在一里坪拗陷浅湖相的大部分地区; III_2 型干酪根则主要分布在昆特依断陷北部的鄂博梁Ⅰ号构造—冷湖一、二、三及四号构造以及南八仙以南的一里坪拗陷东部的扇三角洲相和河流—沼泽相带分布区。

J_2^{IV} 煤和碳质泥岩以 III 型干酪根为主。 III_1 型干酪根主要分布在与暗色泥岩 II_2 型干酪根相对应的地区,即主要分布在昆特依断陷冷西凹陷的深湖一半深湖相内; III_2 型干酪根则主要分布在一里坪拗陷—昆特依断陷其他的滨浅湖相、扇三角洲相和河流—沼泽相的大部分地区,其分布趋势在区域上与暗色泥岩分布一致。整体上,煤和碳质泥岩的有机质类型比同层位的暗色泥岩差一个级别。

J_2^{V} 页岩、油页岩只零星分布在柴北缘东部的大煤沟地区,以混合型干酪根为主。

4) J_1^{F} 暗色泥岩分布范围可能相对局限,以 III 型干酪根为主;其他地区 J_1^{F} 暗色泥岩或有效烃源岩不发育。

第七章 柴北缘侏罗系烃源层有机质的热演化及生烃史分析

第一节 有机质热演化程度的研究方法

现代成油理论认为,沉积岩中分散或富集有机质的丰度和类型是油气生成的物质基础,烃源岩有机质热演化程度是油气生成的关键,干酪根只有达到一定的演化程度才能大量生烃和排烃。即有机质只有在各种地质应力特别是在热力作用下才能降解,而油气的转化过程才得以发生。因此,研究烃源岩的热演化程度是油气勘探的重要方面,这对我们认识烃源层,掌握油气分布规律,计算资源量,具有重要的指导意义。

烃源岩有机质的成熟度指标是研究有机质热演化程度的最主要指标,特别是根据不同地区已有钻井的镜质组反射率与埋藏深度的变化关系,可以推测不同埋藏深度烃源岩有机质的热演化程度。由于各地区地温梯度和剥蚀厚度不同,要因地制宜。首先,应选择剥蚀厚度不大或影响不大的相对继承性沉积的地区,计算出镜质组反射率与埋藏深度、现今地温与镜质组反射率和现今地温与埋藏深度的相互关系式。这样根据地震资料所提供的侏罗系中、下侏罗统顶底反射界面埋深等值线图和实测的镜质组反射率可以推算出侏罗系中、下侏罗统顶底镜质组反射率等值线图,以便确定柴北缘侏罗系中、下侏罗统烃源岩现今的热演化程度。

一、镜质组反射率的纵向演化规律和与埋藏深度的关系

(一) 冷湖五号构造冷科1井侏罗系烃源岩

从第四章第一节中可知,冷科1井下侏罗统烃源岩的 R^0 半对数坐标随埋藏深度的变化的回归方程(图4-14)为:

$$H = 1909 \ln(R^0) + 5036.8$$

从公式中可以得出:

(1) 应用 R^0 与现今埋藏深度的回归方程推算上覆地层的最大剥蚀厚度,当 $R^0 = 0.15\% \sim 0.2\%$ 时,现今埋藏深度为1350~1900m,即下侏罗统烃源岩的 R^0 出现“欠演化”,也就是说,现今埋藏深度应为历史上最大埋藏深度或接近历史上的最大埋藏深度。造成“欠演化”的主要原因可能是新老地层(上第三系和侏罗系)时间的差异和第三系时期的快速沉降、短时间快速加温及低地温梯度等所致。

(2) 热演化阶段可以划分为:

未成熟阶段, $R^0 < 0.5\%$,现今埋藏深度小于3600m;

成熟阶段, $R^0 = 0.55\% \sim 1.3\%$,现今埋藏深度变化在3600~5550m,

高成熟阶段, $R^0 = 1.3\% \sim 2\%$,现今埋藏深度变化在5550~6400m;

过成熟阶段, $R^{\circ} > 2\%$, 现今埋藏深度 $> 6400\text{m}$ 。

冷科 1 井下侏罗统烃源岩 R° 与现今埋藏深度的回归方程具有一定的代表性, 例如, 冷湖四号构造深 86 井、南八仙地区仙 3 井下侏罗统烃源岩实测 R° 的变化规律与冷科 1 井相似, 成熟门限深度均为 3600m 左右, 因此, 可以把冷科 1 井下侏罗统烃源岩 R° 与现今埋藏深度的回归方程所确定的埋藏深度和温度作为代表性曲线, 甚至在赛什腾拗陷内剥蚀厚度不大的地区, 中侏罗统也可以使用。但是, 赛什腾山前等剥蚀厚度较大的地区不能使用。

(二) 一里坪拗陷早 2 井第三系

从第八章第一节中可知, 早 2 井上第三系烃源岩实测镜质组反射率随埋藏深度的变化曲线回归方程(图 8-3)为

$$H = 2406 \ln(R^{\circ}) + 4557.6$$

从公式中可以得出:

(1) 应用 R° 与现今埋藏深度的回归方程推算上覆地层的最大剥蚀厚度, 当 $R^{\circ} = 0.15\% \sim 0.2\%$ 时, 现今埋藏深度为 $7 \sim 685\text{m}$, 也就是说, 现今埋藏深度应为历史上最大埋藏深度或接近历史上的最大埋藏深度。

(2) 热演化阶段可以划分为:

未成熟阶段, $R^{\circ} < 0.6\%$, 底界埋深小于 3300m 。

成熟阶段, R° 变化在 $0.6\% \sim 1.3\%$ 之间, 埋深 $3300 \sim 5200\text{m}$ 。

高成熟阶段, R° 变化在 $1.3\% \sim 2.0\%$ 之间, 埋深 $5200 \sim 6250\text{m}$ 。

过成熟阶段, $R^{\circ} > 2.0\%$, 埋深 $> 6250\text{m}$ 。

早 2 井上第三系烃源岩 R° 与现今埋藏深度的回归方程也具有一定的代表性, 与冷科 1 井相比, 它们的规律基本相当, 只是前者 ($3^{\circ}\text{C} \pm 1/100\text{m}$) 地温梯度高于后者 ($2^{\circ}\text{C} \pm 1/100\text{m}$)。因此, 可以把早 2 井上第三系烃源岩 R° 与现今埋藏深度的回归方程所确定的埋藏深度和温度作为代表性曲线, 适用于剥蚀厚度不大的地区, 对于剥蚀厚度较大的地区也不能使用。

二、镜质组反射率、埋藏深度和现今地温的关系

(一) 冷湖五号构造冷科 1 井侏罗系烃源岩

冷科 1 井实测地温与埋藏深度的关系式为

$$H = 48.353 T - 1200.6$$

即: $T = 0.02068 H + 24.83$

在结合冷科 1 井下侏罗统烃源岩的 R° 半对数坐标随埋藏深度的变化的回归方程为

$$H = 1909 \ln(R^{\circ}) + 5036.8$$

从中可以得出 R° 与现今地温的关系式: $T = 39.48 \ln(R^{\circ}) + 129$

从关系式中可以得出: 应用现今地温与 R° 的关系式可以用现今地温推算烃源岩的

R^0 值,但是要求现今埋藏深度应为历史上最大埋藏深度或接近历史上的最大埋藏深度。现今地温可以用地温梯度等值线图和地震测线解释的中、下侏罗统顶底反射界面埋深等值线图求得。

该井热演化阶段可以划分与镜质组与埋藏深度关系一样。

(二) 一里坪拗陷早 2 井第三系

早 2 井实测地温梯度上部为 $3.6^{\circ}\text{C}/100\text{m}$, 向下逐渐变小, 下部为 $2.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。这与该井下粗上细的大型沉积旋回相对应, 即泥岩导热系数小, 地温梯度大; 砂岩导热系数大, 地温梯度小。至井底低温高达 198°C 。

早 2 井实测地温与埋藏深度的关系式为

$$H = 32.895T - 592.1$$

即:

$$T = 0.0304H + 18.1$$

在结合早 2 井第三系烃源岩的 R^0 半对数坐标随埋藏深度的变化的回归方程为

$$H = 2406\ln(R^0) + 4557.6$$

从中可以得出 R^0 与现今地温的关系式:

$$T = 73.142\ln(R^0) + 156.55$$

从关系式中可以得出: 应用现今地温与 R^0 的关系式可以用现今地温推算烃源岩的 R^0 值, 但是要求现今埋藏深度应为历史上最大埋藏深度或接近历史上的最大埋藏深度。

三、地层剥蚀厚度和古、今地温梯度的讨论

(一) 地层剥蚀厚度

地层剥蚀厚度的恢复对于研究盆地的沉积史、构造史、油气演化史具有十分重要的意义。柴北缘地区侏罗系地层经历燕山和喜马拉雅两次大的构造运动, 使之经历了两个从沉积到剥蚀的大旋回, 即晚侏罗到白垩纪的抬升剥蚀和晚第三纪到第四纪的抬升剥蚀, 其结果使早期沉积的侏罗系地层遭到不同程度的剥蚀, 并且由于构造位置的不同, 其剥蚀厚度相差很大。目前地层剥蚀厚度恢复的方法很多, 如地层厚度延推法或未剥蚀厚度趋势延伸法, 声波时差法、镜质组反射率法等, 根据柴北缘地区的实际情况, 并结合沉积、构造演化特征, 我们在利用地震测线解释的地层厚度延推法或未剥蚀厚度趋势延伸法的基础上, 主要采用声波时差法和镜质组反射率法进行剥蚀厚度的恢复。

1. 声波时差法

根据测井资料我们做出了柴北缘地区不同构造单井的泥岩声波时差与埋深变化曲线(图 7-1), 从中可以看出: 在柴北缘地区的各个构造均有不同程度的剥蚀, 其中深 74 井剥蚀厚度在 1400m 左右、石深 15 井 1500m, 深 85 井为 1500~1800m、石深 5 井在 1500m、尕西 1 井 1700m。另外, 据姜正龙研究仙 3 井剥蚀厚度 0~100m、马参 1 井 714m、潜深 2 井 1634m、深 75 井 859m。

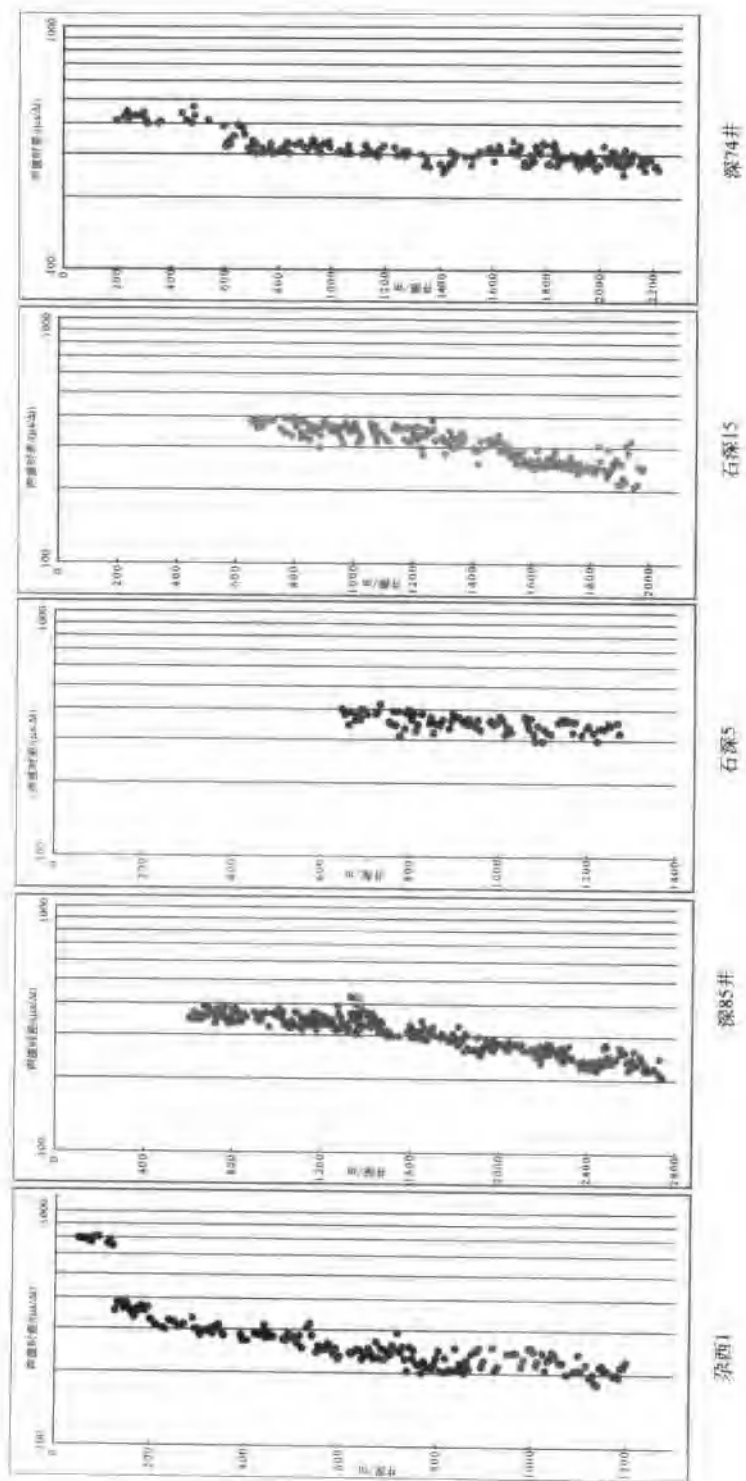


图 7-1 柴北缘地区泥岩声波时差随深度变化曲线

从冷科1井的地面测量和地震剖面都反映出构造上第三系遭受到较大程度的剥蚀,估计剥蚀量在1500m左右,如果仅简单的加在第三系上,就会得出历史上门限深度为5100m,从目前的研究看,这显然是不可能的。因此,我们推测冷科1井剥蚀模式可能表现为:上第三系的沉积本身在构造上可能并不大,地层剥蚀主要来自于逆冲推覆的上盘,具体表现为上第三系末到第四系的强烈挤压,使得沉积的上第三系地层先遭受剥蚀,然后逆冲推覆的上盘地层遭受到较大厚度的剥蚀。也就是说冷科1井剥蚀的厚度主要是来自逆冲上盘的地层。

2. 镜质组反射率法

沉积岩的镜质组反射率在连续沉降的盆地中表现为随深度的增加而有规律的不断增加,镜质组反射率与埋深呈半对数线性关系。根据不同地区、不同构造和同一井的不同井段实测的 R^o 值,我们做出了柴北缘地区中、下侏罗统 R^o -H关系图(图7-2)

柴北缘由于后期的构造运动较强烈,使得 R^o -深度关系不明显,尤其是在冷湖三号、潜西、大煤沟等地区。因此,本次研究主要是依据钻遇侏罗系地层较深且有系统取样的冷科1、深86、石地22井为基础,并参考剥蚀厚度较小的仙3井的资料初步探讨其关系。

冷科1井现今的门限深度大致在3600m左右,此深度的确定,不但是根据实测 R^o 的数据,还对应了生标、显微组分荧光参数、热解、可溶有机质热演化、饱和烃气相色谱等参数的变化规律而确定的^①。同时,冷科1井4315m和4316m所测的包裹体形成温度分别为90.4~101.7℃和89~108℃,也证明其相应深度经受的温度并不高。

深86井3600m以上烃源岩的 R^o 值为0.44%~0.49%,泥岩 T_{max} 和其他生标异构化参数更明显反映出未熟特征,其成熟门限也在3600m左右。另外,仙3井3600m左右所测的 R^o 值为0.66%、0.67%和0.69%,这三口井都说明了现今的门限深度分布在3500~3600m左右,抬升前的最大埋深要大于此深度范围。

在以上分析的基础上,以深86井镜质组反射率随深度变化的关系曲线为准,作出本区中、下侏罗统 R^o 和深度对应的散点图(图7-2),从图中可以看出:①在每一个构造带上, R^o 都表现为随深度增大而变大;②下侏罗统剥蚀厚度以冷湖三号构造和红山断陷的大煤沟剖面最大、四号、五号和南八仙最少;③从 R^o 的分布看,绝大多数位于0.5%~1.0%,正处于成熟阶段的早中期。同时,我们注意到深86井 R^o 与深度的关系曲线的延长线至地面的 R^o 为0.3%,也就是说,深86井肯定不会遭受较大的剥蚀;④从图中还可以粗略的估计出,冷湖三号曾经遭受到3000~3500m左右的剥蚀量,仙3井为200~300m。

柴北缘不同构造上剥蚀量表现为如此大的差别,主要原因是冷湖三号地区由于处于阿尔金山前,晚喜马拉雅期的构造运动非常强烈,使得第三系地层遭受到强烈的剥蚀,现今的残余厚度较小,但变化较大,也反映出断块抬升的差异性使得剥蚀厚度差别较大,尤其是下侏罗统地层在冷湖三号表现的更为突出。实际上,赛什腾山前的地表露头、潜西地区等实测 R^o 均在0.5%~0.6%左右,说明它们的第三系剥蚀厚度可能更大,有的全部被剥蚀掉,有的可能被断层断掉,其剥蚀厚度可能大于3000m。因此,也可以较容易的理解四号的深86井由于处于三、四号构造间的鞍部而深85井则处于断块的高部位,使得二者

① 赵长毅,柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩与油气地球化学特征,1999。

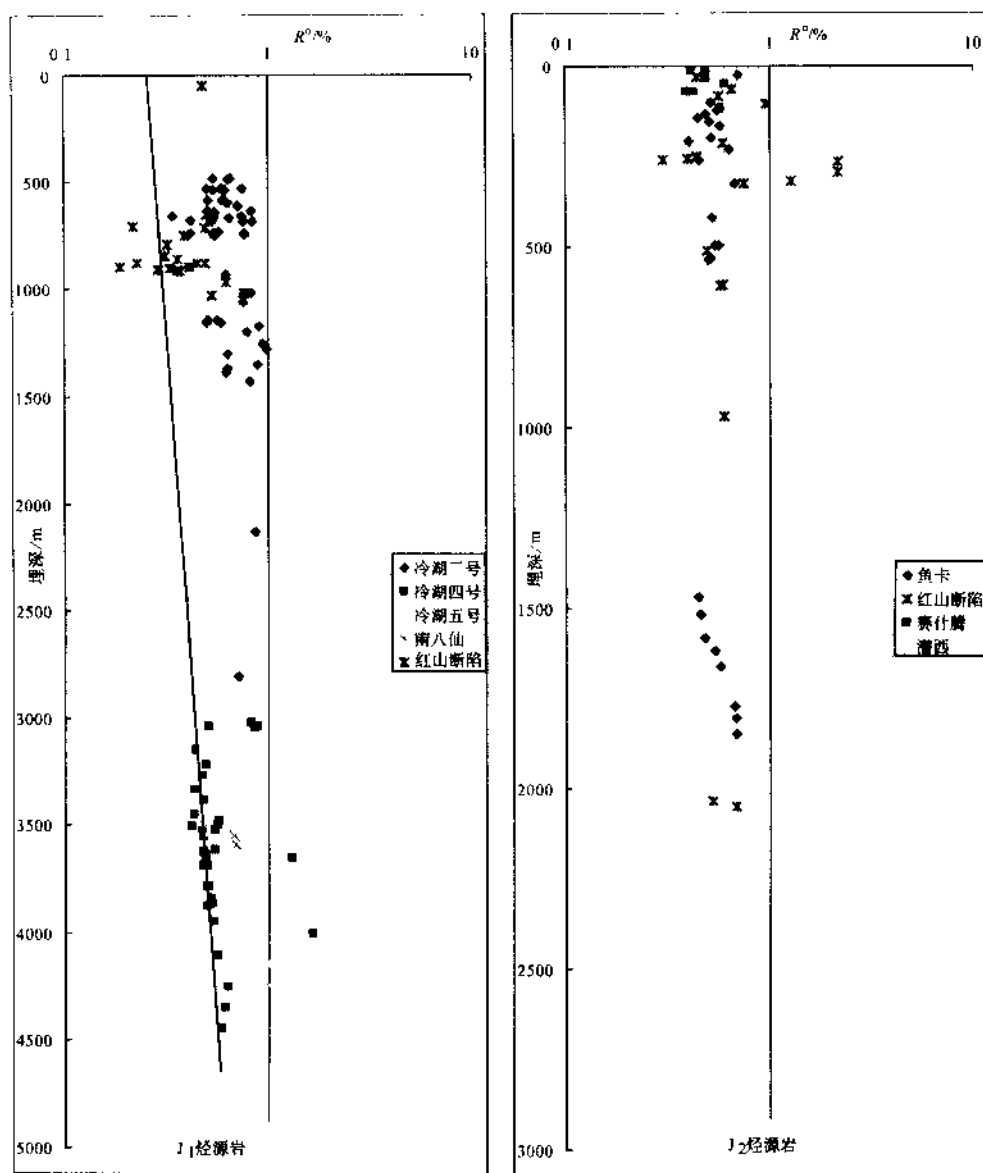


图 7-2 柴北缘地区侏罗统烃源岩 R° 随深度变化图

剥蚀厚度差别也较大的原因所在。

(二) 古、今地温梯度

1. 今地温梯度

柴达木盆地井内测定的现今地温梯度等值线见图 7-3,从中可以看出:①柴北缘的现今地温梯度一般都较低,变化在 $2 \sim 3.02^\circ\text{C}/100\text{m}$ 之间;②沿冷湖地区(一、二、三号)一赛

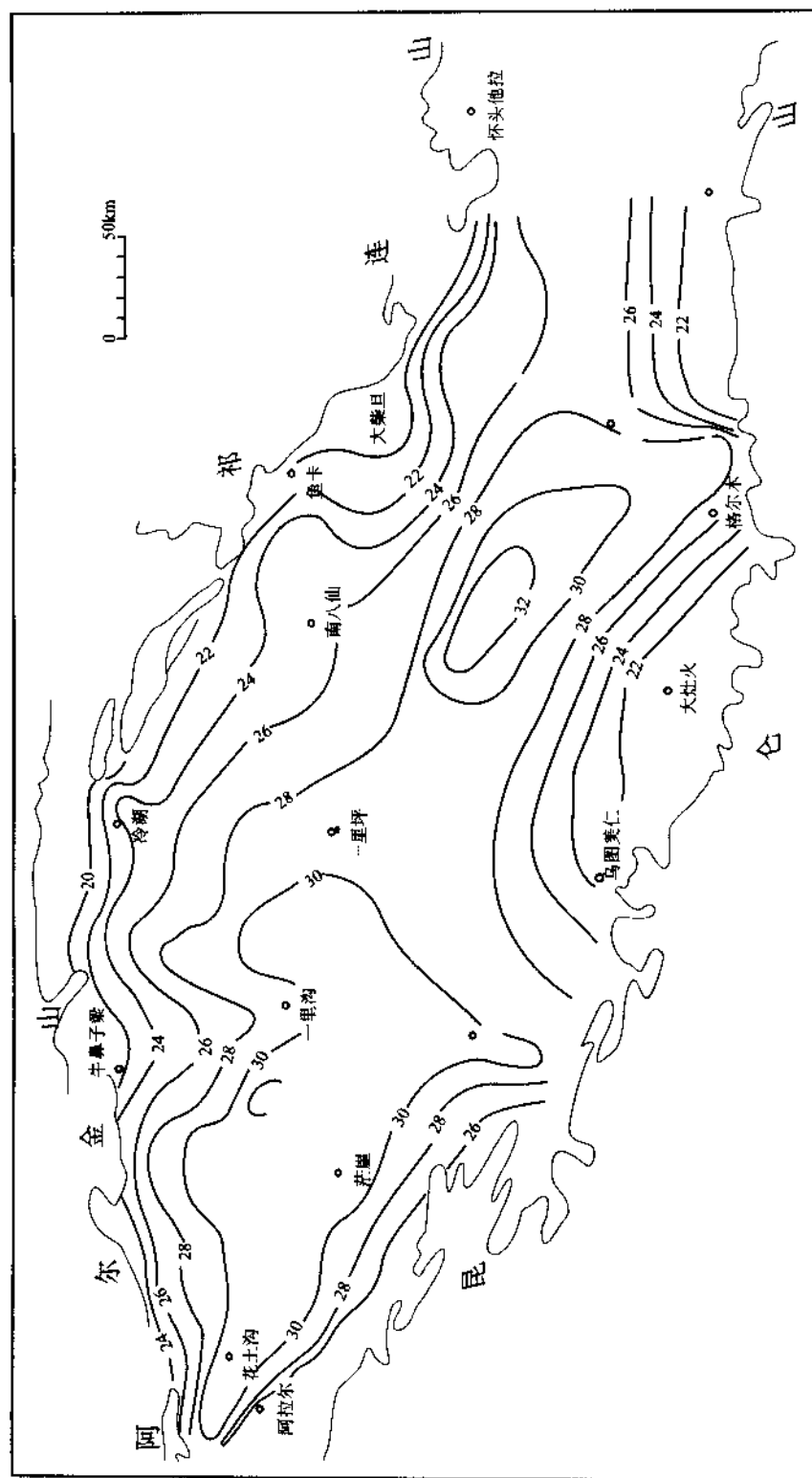


图 7-3 柴达木盆地 0~4km 深度段的地温梯度 (°C/1000m) 等值线图

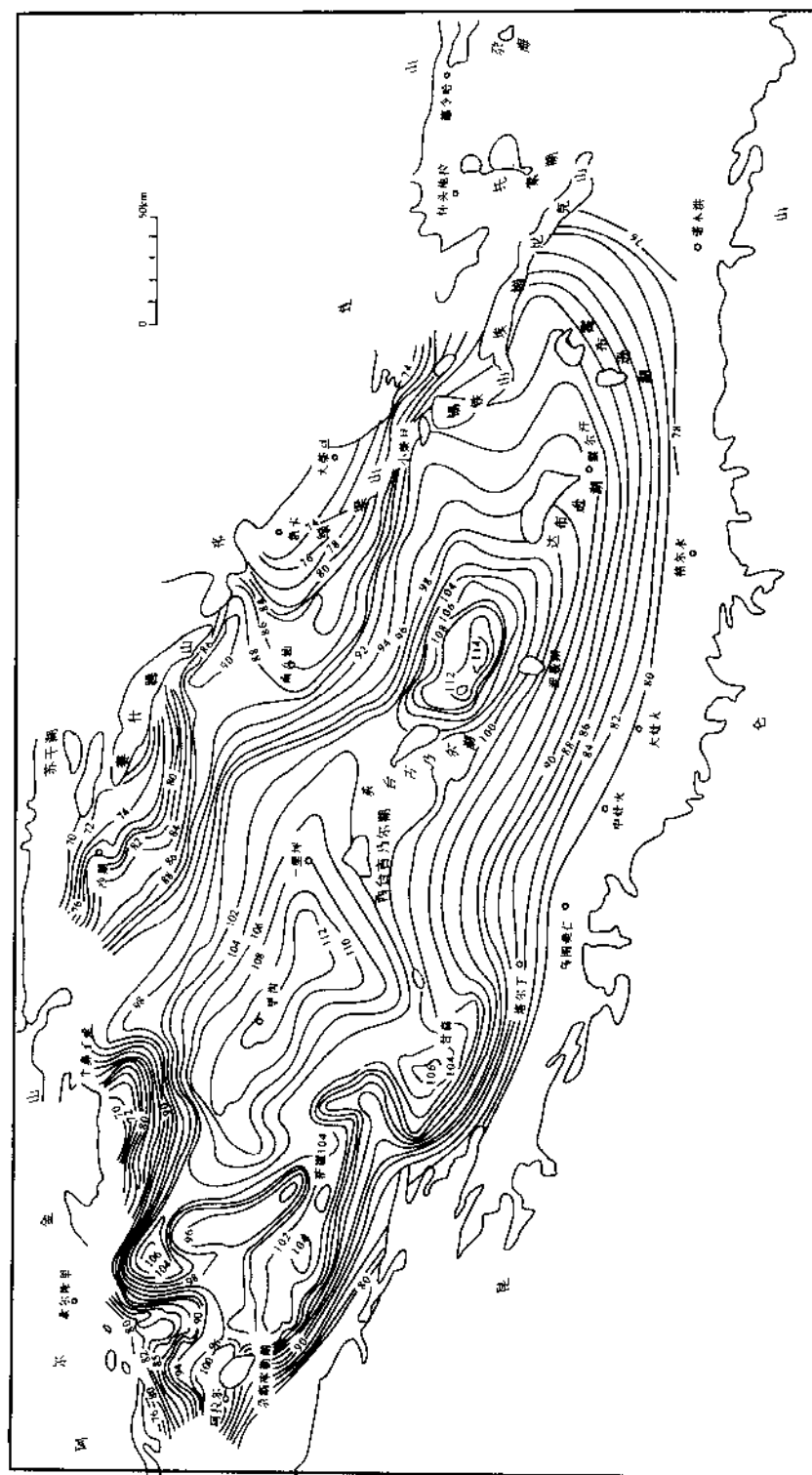


图 7-4 柴达木盆地 3000m 深等温线分布图

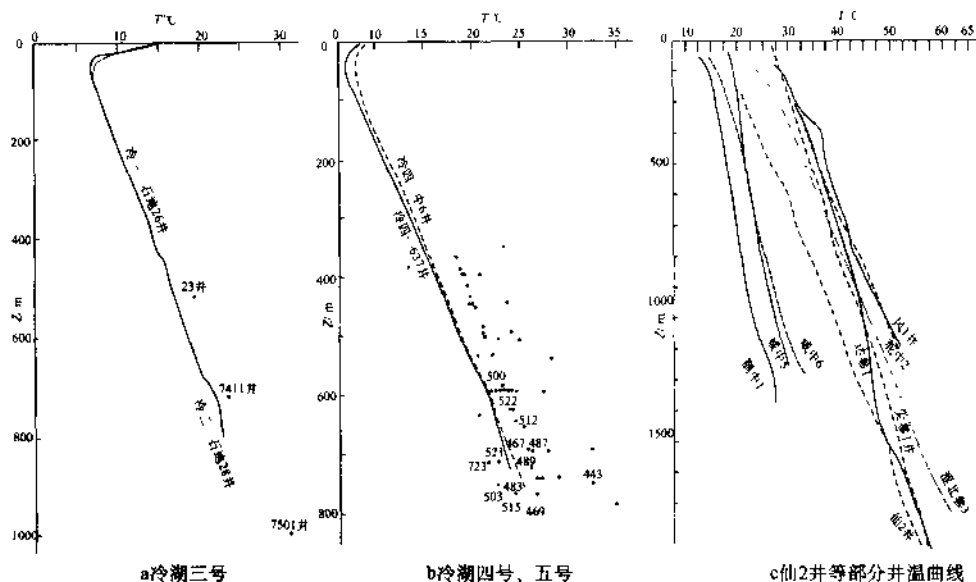


图 7-5 柴达木盆地不同地区测温曲线

什腾山前一鱼卡地区地温梯度相对最低,一般只有 $2 \sim 2.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$;③马海—南八仙地区稍高,约为 $2.47 \sim 2.7^{\circ}\text{C}/100\text{m}$;④向南逐渐增高,至一里坪拗陷地温梯度可增加到 $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,例如早 2 井地温梯度平均就为 $3.04^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。

总体上,从四周山前向盆地内具有地温梯度逐渐增高的趋势,这与一般盆地的变化规律正好相反,这可以从 3000m 深度的等温线图 7-4 中看的更为清楚。同是 3000m 埋深,冷湖地区只有 $70 \sim 85^{\circ}\text{C}$,而一里沟——一里坪地区竟达 $105 \sim 112^{\circ}\text{C}$ 。看来,现今地温梯度等值线图是确定有机质演化程度的关键因素。

柴北缘现今地温梯度纵向上变化也较大(图 7-5),从测井地温随埋藏深度的变化可知,①冷湖地区按测井地温来推地表温度较低,一般只有 5°C 左右;而盆地西部等按测井地温来推地表温度最高可达 25°C 左右,差别明显;②随岩性不同,纵向上现今地温梯度变化很大,例如,早 2 井实测地温梯度上部为 $3.6^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,向下逐渐变小,下部为 $2.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,这与该井下粗上细的大型沉积旋回相对应,即泥岩导热系数小,地温梯度大;砂岩导热系数大,地温梯度小。

2. 古地温梯度

石油大学邱楠生等做的磷灰石裂变径迹认为,侏罗纪时期的占地温梯度为 $3.1 \sim 3.34^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,平均 $3.2^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,地温的变化趋势是逐渐降低的,即占地温梯度明显的大于今地温梯度。

但是,我们认为并非如此。有关古地温梯度的高低一直是一个有争议的问题,并且难以以下结论。我们认为应以实际资料为依据,例如,实测的包裹体均一温度,尽管它还存在着一些问题,仍不失为一项好资料,这在青藏高原中生界烃源岩研究中得到证实。从实测的南八仙地区第三系不同埋藏深度岩石样品的包裹体均一温度分布(图 7-6)可以看出,每个

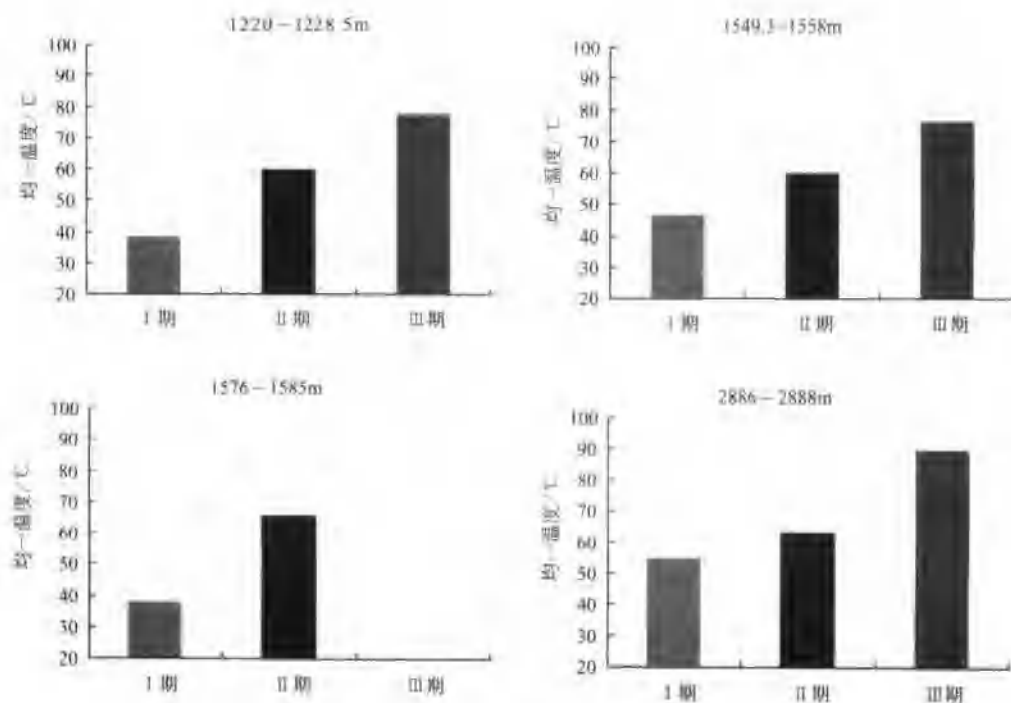


图 7-6 南八仙地区第三系不同深度包裹体均一温度分布图

(或每组)样品在方解石脉或石英脉中均有三期包裹体均一温度,例如,在 1220~1228.5m,第 I 期温度为 38.5℃、第 II 期温度为 60℃、第 III 期温度为 77.7℃;而在 2886~2888m,第 I 期温度为 55℃、第 II 期温度为 63.5℃、第 III 期温度为 90℃。它们均随埋藏深度的增加而增加(图 7-7),反映的应是当时的古地温或古地温梯度,这里的古地温值得研究,但是,古地温梯度同时消除了一些影响,相对来说较为可靠一些。从它们的古地温梯度均很低(小于 1℃/100m,只有 0.85℃/100m 左右)可知,古地温梯度可能远小于现今地温梯度。

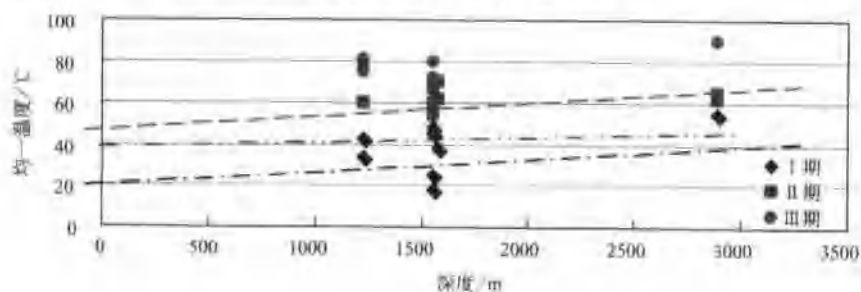


图 7-7 南八仙地区第三系包裹体均一温度与埋藏深度的关系

因此,可以根据现今地温梯度等值线图(图 7-3)和地震测线解释的侏罗系中、下侏罗统顶底反射界面埋深等值线图(图 7-8、图 7-9)求得烃源岩的 R^0 值,以确定烃源岩的成熟阶段。

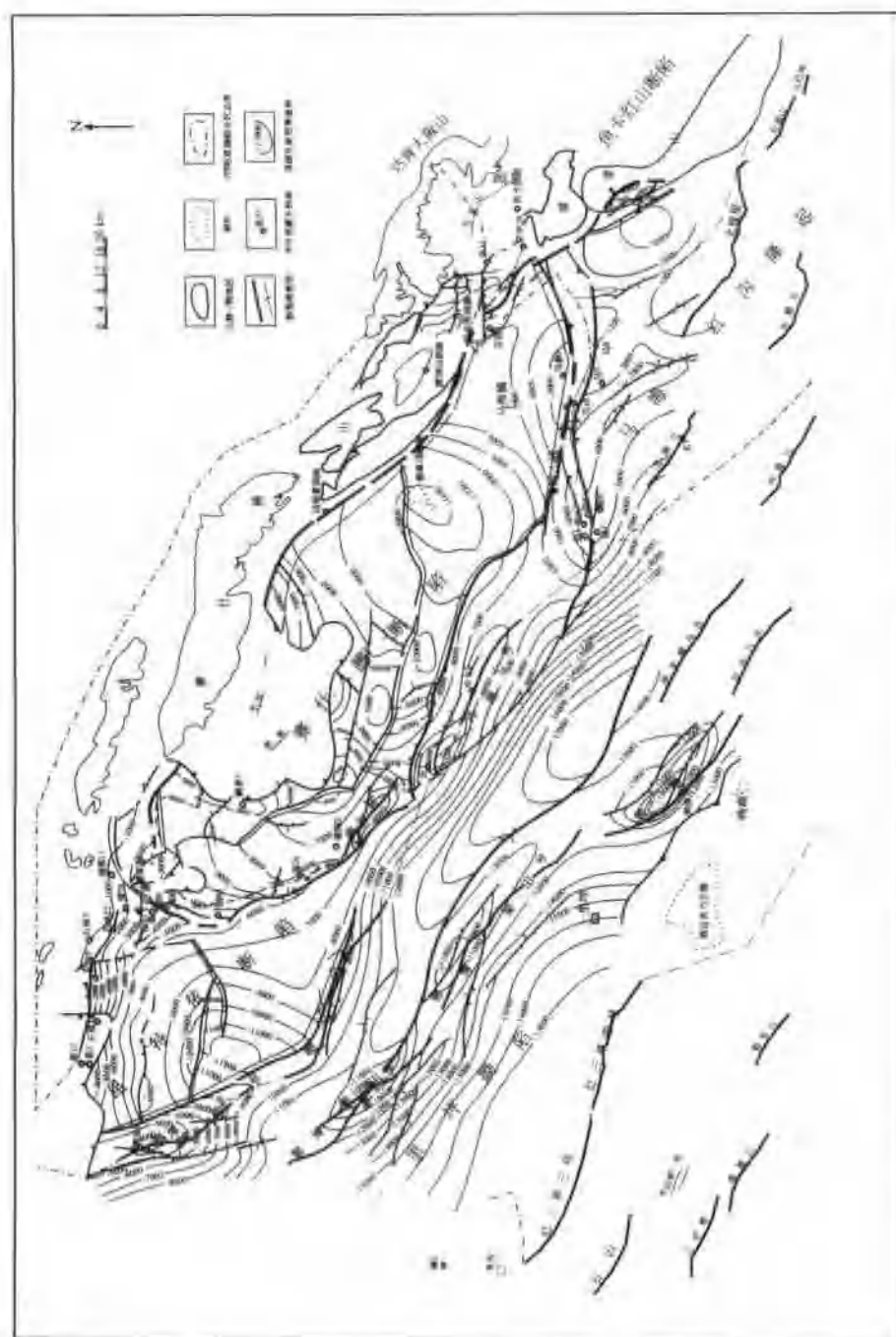


图 7-8 柴北缘地区中生界顶面反射层构造图



图 7-9 柴达木盆地北缘地区体罗系界面反射层构造图

四、综合有机地球化学指标划分成熟阶段

(一) 下侏罗统

1. 未成熟阶段

下侏罗统烃源岩还未开始大量生成和排出烃类的阶段其特征是, $R^o < 0.5\%$, 热解 T_{max} 小于 $430 \sim 435^\circ\text{C}$; 地温一般低于 100°C ; 现今埋深小于 3600m , “A”/TOC 小于 4% ; HC/TOC 小于 3% ; 干酪根中壳质组颜色为浅黄—黄色, 一般为浅黄色; 甾烷的 $20S/20(S+R)C_{29}$ 小于 20% ; $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 小于 20% ; 萘烷 $22S/22RC_{31}$ 比值小于 1.0 ; 饱和烃气相色谱的 OEP 或 CPI 大于 1.27 。

2. 成熟阶段

下侏罗统烃源岩大量生成和排出烃类阶段, 特征是: R^o 在 $0.5\% \sim 1.3\%$, 热解 T_{max} 在 $430 \sim 475^\circ\text{C}$; 地温一般在 $100 \sim 138^\circ\text{C}$; 现今埋深在 $3600 \sim 5500\text{m}$, “A”/TOC 和 HC/TOC 开始大量增加, 一般“A”/TOC 大于 4.0% , 最高能达 20% 左右; HC/TOC 大于 3% ; 干酪根中壳质组颜色为黄色—棕黄—棕色; 甾烷的 $20S/20(S+R)C_{29}$ $20\% \sim 45\%$; $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 在 $20\% \sim 70\%$; 萘烷 $22S/22RC_{31}$ 比值大于 1.0 ; 饱和烃气相色谱的 OEP 或 CPI 小于 1.2 。依据镜质组反射率等又可以分为早、中、晚三个亚段(主要是冷科 1 井下侏罗统烃源岩); 成熟阶段早期, $R^o = 0.55\% \sim 0.8\%$, 现今埋藏深度变化在 $3600 \sim 4200\text{m}$; 成熟阶段中期(生油高峰期), $R^o = 0.8\%$ 左右, 现今埋深变化在 $4200 \sim 4600\text{m}$; 成熟阶段晚期, $R^o = 0.8\% \sim 1.3\%$, 现今埋深变化在 $4600 \sim 5550\text{m}$;

3. 高成熟阶段

下侏罗统烃源岩大量生成和排出天然气阶段, 推测该阶段的特征是: R^o 在 $1.3\% \sim 2.0\%$, 热解 T_{max} 在 $475 \sim 540^\circ\text{C}$; 地温一般在 $138 \sim 155^\circ\text{C}$; 现今埋深在 $5500 \sim 6400\text{m}$ “A”/TOC 和 HC/TOC 又开始逐渐变小 “A”/TOC 小于 4% ; HC/TOC 小于 3% ; 在该阶段有大量的凝析油和天然气形成。

4. 过成熟阶段

下侏罗统烃源岩大量天然气生成和排出的枯竭阶段, 推测该阶段的特征是: R^o 要大于 2.0% , 热解 T_{max} 大于 540°C ; 地温一般在大于 138°C ; 现今埋藏深度 $> 6400\text{m}$ 。其他参数如 “A”/TOC 和 HC/TOC 变得很小, 几乎为 0 。干酪根中壳质组颜色变为黑色。

(二) 中侏罗统烃源岩(以鱼卡地区鱼 33 井为代表)

1. 未成熟阶段

现今埋深小于 1600m , 烃源岩还未开始大量生成和排出烃类, $R^o < 0.5\%$, 热解 T_{max} 小

于 430~435℃;“A”/TOC 小于 4%;HC/TOC 小于 3%;干酪根中壳质组颜色为浅黄—黄色,一般为浅黄色;甾烷的 $20S/20(S+R)C_{29}$ 小于 20%; $\beta\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$ 小于 20%;萜烷 $22S/22RC_{31}$ 比值小于 1.0;饱和烃气相色谱的 OEP 或 CPI 大于 1.2。

值得说明的是,这一阶段的烃源岩中如果含有大量的早期生烃的藻类、树脂体、木栓质体或烃源岩的母质类型较好(I~II₁),则可以使成熟门限提前,即 R^o 在 0.35%~0.6%之间,就可以形成成熟度较低的原油,即未熟—低熟油。大煤沟剖面是柴北缘中侏罗统重点研究剖面,且泥岩、碳质泥岩、油页岩和煤等各类源岩都有分布。据对该剖面有机岩石学研究发现,不同类型的源岩显微组分组成变化很大。泥岩中以碎屑镜质体为主,但层状藻类体常见,这些层状藻类体呈蠕虫状分散分布,具有黄色—亮黄色荧光,而矿物沥青基质一般不发育。油页岩中沥青质体丰富,呈透镜状—条带状分布,并具有黄色—褐黄色荧光;其次是矿物沥青基质,具褐黄色荧光,镜质组组分常见。煤中壳质组含量一般<10%,但在某些分层中含量可达40%以上,有些显微分层甚至达到85%以上,形成残植煤显微分层(如J₂中的部分样品),在壳质组中以小孢子体和薄壁角质体为主,其次是树脂体。鱼33井中侏罗统1492m泥岩有机显微组成,中形态有机质含量2.5%,其中以碎屑镜质体为主,但藻类体常见。矿物沥青基质含量高达50%以上。鱼33井中侏罗统煤有二种特征,其一是上以1716m和1770~1775m煤样代表,壳质组含量高达45%以上,局部可达90%,达到烛煤程度,壳质组中以小孢子体、薄壁角质体、树脂体和壳屑体混杂为特征,且以小孢子体为主,有时能见到沥青质体。另一种以1810m煤样为特征,壳质组含量一般<1.5%,主要是镜质组。在鱼卡地区在中侏罗统煤中见沥青质体从树脂体(母体)中渗出,(图版III-1),其油浸反射光下呈灰黑色。从以上的分析可以看出,柴北缘地区中侏罗统烃源岩早期生油的显微组分发育,有机质热演化程度较低 R^o 小于 0.65%,具备了形成未熟—低熟油的条件,可以形成一定数量的未熟—低熟油。

2. 成熟阶段

现今埋深 1600~2250m 之间,中侏罗统烃源岩开始大量生成和排出烃类阶段, R^o 大于 0.5%,小于 1.3%,最高热解峰温 T_{max} 在 430~475℃;“A”/TOC 和 HC/TOC 开始大量增加,一般“A”/TOC 大于 4.0%,最高能达 20%左右;HC/TOC 大于 5%;干酪根中壳质组颜色为黄色—棕黄;甾烷的 $20S/20(S+R)C_{29}$ 在 20%~45%; $\beta\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$ 在 20%~70%;萜烷 $22S/22RC_{31}$ 比值大于 1.0;饱和烃气相色谱的 OEP 或 CPI 小于 1.2。有机质处于成熟阶段。

3. 高成熟阶段

推测现今埋深大于 2250m, R^o 大于 1.3%。

由以上的分析可以看出:在柴北缘地区中、下侏罗统地层中,纵向上均存在着几套成熟阶段不同的烃源岩,即未成熟、成熟、高成熟和过成熟阶段烃源岩。在冷湖等剥蚀厚度不是很大的地区的下侏罗统烃源岩(冷湖三号构造除外)成熟门限在 3600m 左右,埋深在 5500m 左右,进入凝析油湿气阶段,埋深在 6400m 左右,进入过成熟阶段。在柴北缘西部的中侏罗统烃源岩(鱼 33 井为代表),成熟门限在 1600m 左右,埋深在 2250m 左右,进入凝

析油湿气阶段,埋深在 3000m 左右,进入过成熟阶段。但在潜伏地区(潜深 4 井)的成熟门限大概在 2200m 左右,中侏罗统烃源岩处于成熟阶段。这要视不同地区剥蚀厚度的不同而有所差异。

第二节 柴北缘中、下侏罗统烃源层的热演化特征

我们通过对不同地区中、下侏罗统地层的有机质成熟度用地球化学等方法分别研究,对柴北缘地区的烃源岩的热演化特征有了一个较深入的认识。研究主要从不可溶有机质的干酪根(源岩)镜质组反射率值、岩石热解最高峰温 $T_{\max}$ 值和可溶有机质中的生物标志化合物、烃类转化率等参数,对柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩现今成熟度进行探讨。表 7-1、7-2 是本区中、下侏罗统烃源岩井下或地面露头样品实测的主要成熟度参数。

一、镜质组反射率

镜质组反射率是研究烃源岩成熟度和进行成熟阶段划分的最佳指标之一,首先它在烃源岩中普遍存在(海相的腐泥型有机质除外),容易测定;在有机质的热演化过程中,镜质组反射率的变化具有连续性、不可逆性、与有机质的各种化学性质呈连续函数关系。因此,镜质组反射率已被广大地质学家广泛接受和应用,常常用来作为成熟度的标尺,并且是目前国际上烃源岩成熟度评价中惟一可对比和标准的成熟度参数。

(一) 下侏罗统

从表 7-1 中可以看出,柴北缘各地区下侏罗统烃源岩的现今成熟度具有一定差异,在冷湖三号构造(代表井有石地 22、10、23、28、石深 3、25、深 75 等井), R^o 值为 0.55% ~ 0.99%,一般都小于 0.90%,有 74% 的样品在 0.5% ~ 0.8% 之间,只有 19% (石深 25 井)的样品大于 0.8%,但小于 1.0%,为低熟—成熟阶段,大部分烃源岩正处于低熟阶段,只有石深 25 井成熟度较高,处于生烃高峰期(图 7-10)。

冷湖四号构造(代表井有深 86、85 井), R^o 值为 0.40% ~ 1.65%,显示出该区烃源岩应处于未熟—成熟—高成熟阶段,但 34% 的样品小于 0.5%,45% 的样品的 R^o 值为 0.5% ~ 0.6%;表明该区烃源岩多数处于未熟—成熟阶段。

冷湖五号(主要以冷科 1 井为代表), R^o 值为 0.48% ~ 1.37%,从未熟—成熟—高熟阶段均有分布,有 67% 的样品 R^o 值在 0.6% ~ 1.0%,多数烃源岩处于成熟阶段,34% 的样品 R^o 值小于 0.5%,处于未成熟阶段,另有 13% 的样品在 1.0% ~ 1.3% 之间,处于高熟阶段,因此,冷湖五号地区下侏罗统烃源岩处于未熟—成熟—生烃高峰期阶段。

马海—南八仙地区揭示的下侏罗统烃源岩很少,从仅有的数据显示(表 7-1),烃源岩主要处于低成熟阶段。地表露头(大煤沟剖面)揭示 300m 左右的下侏罗统烃源岩, R^o 值在 0.19% ~ 0.76%,从未熟—成熟均有分布,但平均值只有 0.41%,有 76% 的样品 R^o 值小于 0.5% 处于未成熟阶段,只有 24% 的样品 R^o 值在 0.5% ~ 0.8% 之间,处于成熟阶段(图 7-10)。

表 7-1 柴北缘下侏罗统源岩有机质成熟度参数

地区	剖面名称	R ^o /%	T _{max} /°C	20S/ (20S + 20R)C ₂₉	30/ΣC ₂₉ /%	OEP	22R/22S - C ₃₁	"A"/TOC /%	HG/TOC /%
冷湖三号	石地 10 井	$\frac{0.77 \sim 0.83}{0.80(2)}$		$\frac{0.44}{0.44(1)}$					
	石地 20 井	$\frac{0.79}{0.79(1)}$							
	石地 22 井	$\frac{0.50 \sim 0.65}{0.58(8)}$	$\frac{417 \sim 534}{452(44)}$	$\frac{0.30 \sim 0.42}{0.32(14)}$	$\frac{39.2 \sim 53.8}{42.92(15)}$	$\frac{1.1 \sim 1.54}{1.29(6)}$	$\frac{0.52 \sim 1.34}{1.01(11)}$	$\frac{0.1 \sim 3.6}{1.29(12)}$	$\frac{0.02 \sim 1.7}{0.54(11)}$
	石地 23 井	$\frac{0.62}{0.62(1)}$							
	石地 28 井	$\frac{0.31 \sim 0.79}{0.59(4)}$							
	石深 1 井	$\frac{0.63}{0.63(1)}$							
	石深 3 井	$\frac{0.55}{0.55(2)}$		$\frac{0.13 \sim 0.33}{0.23(2)}$					
	石深 7 井	$\frac{0.63}{0.63(2)}$							
	石深 18 井	$\frac{0.62}{0.62(1)}$							
	石深 25 井	$\frac{0.94 \sim 0.99}{0.96(2)}$	$\frac{425 \sim 432}{429(3)}$						
冷湖四号	深 75 井	$\frac{0.71}{0.71(1)}$		$\frac{0.06 \sim 0.10}{0.08(2)}$					
	深 85 井	$\frac{0.83 \sim 1.65}{1.04(7)}$	$\frac{421 \sim 426}{425(4)}$	$\frac{0.14 \sim 0.15}{0.145(2)}$	$\frac{0.24}{0.24(1)}$		$\frac{0.36}{0.36(1)}$		
	深 86 井	$\frac{0.42 \sim 0.63}{0.51(30)}$	$\frac{372 \sim 453}{427(98)}$	$\frac{0.06 \sim 0.39}{0.22(19)}$	$\frac{0.2 \sim 0.49}{0.35(19)}$	$\frac{1 \sim 1.78}{1.18(19)}$	$\frac{0.41 \sim 1.33}{0.91(19)}$	$\frac{0.53 \sim 19.2}{4.07(19)}$	$\frac{0.19 \sim 14.99}{2.57(19)}$
冷湖五号	冷科 1 井	$\frac{0.48 \sim 1.37}{0.88(57)}$	$\frac{417 \sim 446}{437(133)}$	$\frac{0.28 \sim 0.43}{0.37(16)}$	$\frac{0.22 \sim 0.63}{0.44(15)}$	$\frac{0.98 \sim 1.79}{1.20(17)}$	$\frac{1.33 \sim 1.51}{1.43(17)}$	$\frac{1.65 \sim 36.34}{6.52(49)}$	$\frac{0.46 \sim 18.52}{3.02(45)}$
南八仙	仙 3 井	$\frac{0.67 \sim 0.69}{0.68(2)}$	$\frac{424 \sim 435}{430(2)}$	$\frac{0.401 \sim 0.434}{0.42(2)}$	$\frac{0.50}{0.50(2)}$		$\frac{1.34 \sim 1.53}{1.44(2)}$		
大煤沟		$\frac{0.19 \sim 0.76}{0.41(21)}$	$\frac{421 \sim 593}{478(14)}$	$\frac{0.136 \sim 0.363}{0.26(3)}$	$\frac{0.11 \sim 0.42}{0.27(15)}$	$\frac{1.09 \sim 1.62}{1.27(14)}$	$\frac{0.48 \sim 1.79}{0.84(15)}$	$\frac{0.25 \sim 57.90}{19.83(21)}$	$\frac{0.04 \sim 13.89}{4.96(19)}$

注: $\frac{0.77 \sim 0.83}{0.80(2)} = \frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值(样品数)}}$ 。

表 7-2 柴北缘中侏罗统源岩有机质成熟度参数表

地区	剖面名称	R/%	T _{max} /°C	20S/(20S+20R)/C ₉ /%	δ ¹³ C ₉ /‰	OEP	22R/22S-C ₉	"A"/TOC/%	HC/TOC/%
潜西	潜深 4 井	0.52~1.42 0.87(7)		0.38 0.38(1)					
	潜深 6 井	1.21 1.21(1)		0.33~0.46 0.40(3)					
赛什腾	新高泉	0.63~0.9 0.82(4)	427~431 428.5(4)						
	结绿寨	0.39~1.4 0.59(8)	419~464 430(15)	0.02~0.05 0.03(3)	0.23~0.31 0.26(3)	1.81~2.04 1.96(3)	0.14~0.24 0.17(3)	1.45~1.98 1.71(3)	0.18~0.38 0.29(3)
鱼卡	鱼 28 井	0.56~0.71 0.65(4)	415~433 425(13)	0.074~0.23 0.163(3)	0.37~0.48 0.43(3)		0.21~0.60 0.39(4)	0.87~8.07 3.04(4)	0.40~3.09 1.28(4)
	鱼 33	0.41~0.71 0.59(28)	397~438 427(44)	0.08~0.37 0.22(10)	0.17~0.24 0.21(10)	1.23~1.44 1.32	0.83~1.52 1.12(10)	0.83~4.55 2.18(10)	0.44~1.69 1.05(10)
	路乐河	0.52~0.58 0.54(6)	420~456 434(10)	0.06~0.21 0.10(5)	0.22~0.40 0.26(5)	1.39~1.43 1.41(3)	0.57~0.79 0.71(3)	0.20~0.58 0.39(3)	0.04~0.12 0.71(3)
	长堤煤矿	0.51~0.56 0.55(4)	423~482 436.7(7)	0.06~0.07 0.07(2)	0.25 0.25(2)	1.40~1.42 1.41(2)	0.71~0.83 0.77(2)	0.18~0.79 0.49(2)	0.07~0.12 0.69(2)
	鱼卡煤矿	0.41~0.66 0.56(11)	422~486 436.6(26)	0.05~0.22 0.12(8)	0.19~0.35 0.27(8)	1.12~1.58 1.33(8)	0.38~1.09 0.78(8)	0.08~11.21 2.37(10)	0.02~4.94 0.66(10)
	圆顶山	0.45~0.89 0.62(34)	420~482 434(14)	0.03~0.17 0.10(3)	0.15~0.24 0.18(3)	1.41~1.63 1.50(3)	0.30~0.43 0.37(3)	0.55~3.51 1.73(3)	0.14~1.23 0.58(3)
红山断陷	绿阜山	0.32~0.88 0.58(14)	418~449 432.3(31)	0.04~0.42 0.10(8)	0.07~0.47 0.25(8)	1.23~2.24 1.60(9)	0.1~1.44 0.70(8)	0.32~4.44 1.64(14)	0.12~3.84 0.74(14)
	野羊沟	0.47 0.47(1)	503~506 504(4)	0.24 0.24(1)	0.40 0.40(1)	1.21 1.21(1)	0.92 0.92(1)	0.69 0.69(1)	0.20 0.20(1)
	大头羊	2.17~2.18 2.175(2)	512~580 535.5(4)					0.16~0.34 0.25(2)	0.13~0.23 0.18(2)
	红山煤矿	1.35~1.53 1.44(2)	419~420 419.5(2)					1.1~1.28 1.22(2)	0.24~0.62 0.43(2)
	红山参 1 井	0.52~0.69 0.58(3)	413~433 424(11)	0.19~0.35 0.27(2)	0.39~0.47 0.43(2)	1.72 1.72(1)	0.35~0.53 0.44(2)	0.81~0.84 0.82(2)	0.37~0.50 0.44(2)
	大煤沟	0.30~1.28 0.63(18)	425~593 478(14)	0.02~0.14 0.07(21)	0.07~0.46 0.33(10)	1.1~1.51 1.33(7)	0.15~1.26 0.42(10)	0.03~31.17 10.49(15)	0~9.52 2.56(15)

注: 0.77~0.83 = 最小值~最大值
0.80(3) = 平均值(样品数)。

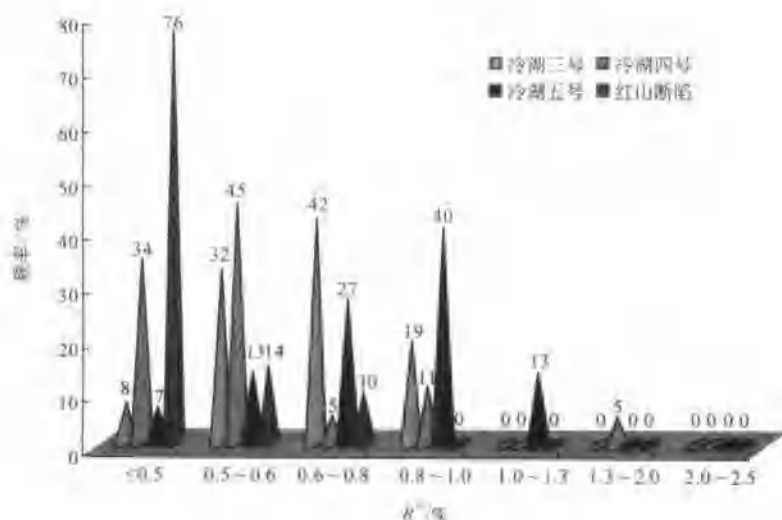


图 7-10 柴北缘下侏罗统烃源岩镜质组反射率分布图

侏罗系烃源岩 R^o 值的这种普遍存在的变化范围较大的原因,除了在第四章第一节冷科 1 井所讨论的原因外,可能还与构造带的强烈不均挤压生烃有关,有关这方面的研究成果原苏联专家曾作过实验和报道,我们在青藏高原海相烃源层的油气生成一书中也作了详细论述(赵政璋,秦建中,2000)。

从柴北缘地区下侏罗统镜质组反射率随深度变化曲线图(图 7-11)可以看出:冷湖地区的源岩有机质成熟度随深度变化曲线具有明显增大的趋势,但变化很小。冷湖五号地区冷科 1 井下侏罗统源岩有机质成熟度在 4250~4300m 深度附近镜质组反射率 R^o 出现跳跃是断层影响的结果。

从镜质组反射率剖面图(7-11)中也可以得出,自冷湖三号构造的石地 22 井、石深 3 井至冷湖四号构造石深 85、深 86 井再至冷湖五号构造的冷科 1 井,源岩的生烃门限深度自小于 600m 逐渐增至 3600m,大量生烃深度自 635 m 增至 4200m,揭示源岩最深的冷湖四号构造的冷科 1 井下侏罗统源岩的底界深度为 5200m,镜质组反射率仅为 1.1%,演化阶段划分为:成熟阶段早期, $R^o = 0.55\% \sim 0.8\%$, 现今埋藏深度变化在 3600~4200m;生油高峰期, $R^o = 0.8\%$ 左右, 现今埋深变化在 4200~4600m;成熟阶段中后期, $R^o = 0.8\% \sim 1.05\%$, 现今埋深变化在 4600~5200m;由此推算,在埋深现今 5500~6400m, $R^o = 1.3\% \sim 2.0\%$, 烃源岩处于高成熟阶段;在现今埋深大于 6400m, $R^o > 2.0\%$, 烃源岩处于过成熟阶段。表明冷湖地区侏下罗统烃源岩大部分正处于成熟—生烃高峰阶段,有利于油藏的形成。同时,生烃门限的巨大差异也反映出不同构造的剥蚀厚度变化。而大煤沟地区下侏罗统烃源岩正处于低成熟阶段。

根据上述地化研究结果结合地震测线解释的下侏罗统顶底反射界面研究成果(图 7-8、图 7-9),现今地温(图 7-3)研究成果,具体方法见本章第一节,综合编绘出了柴北缘地区下侏罗统(顶面、底面) R^o 等值线图 7-12 和图 7-13。可以看出:

1) 现今下侏罗统烃源岩成熟度分布具有一定规律性,在冷湖地区,对于同一层位的

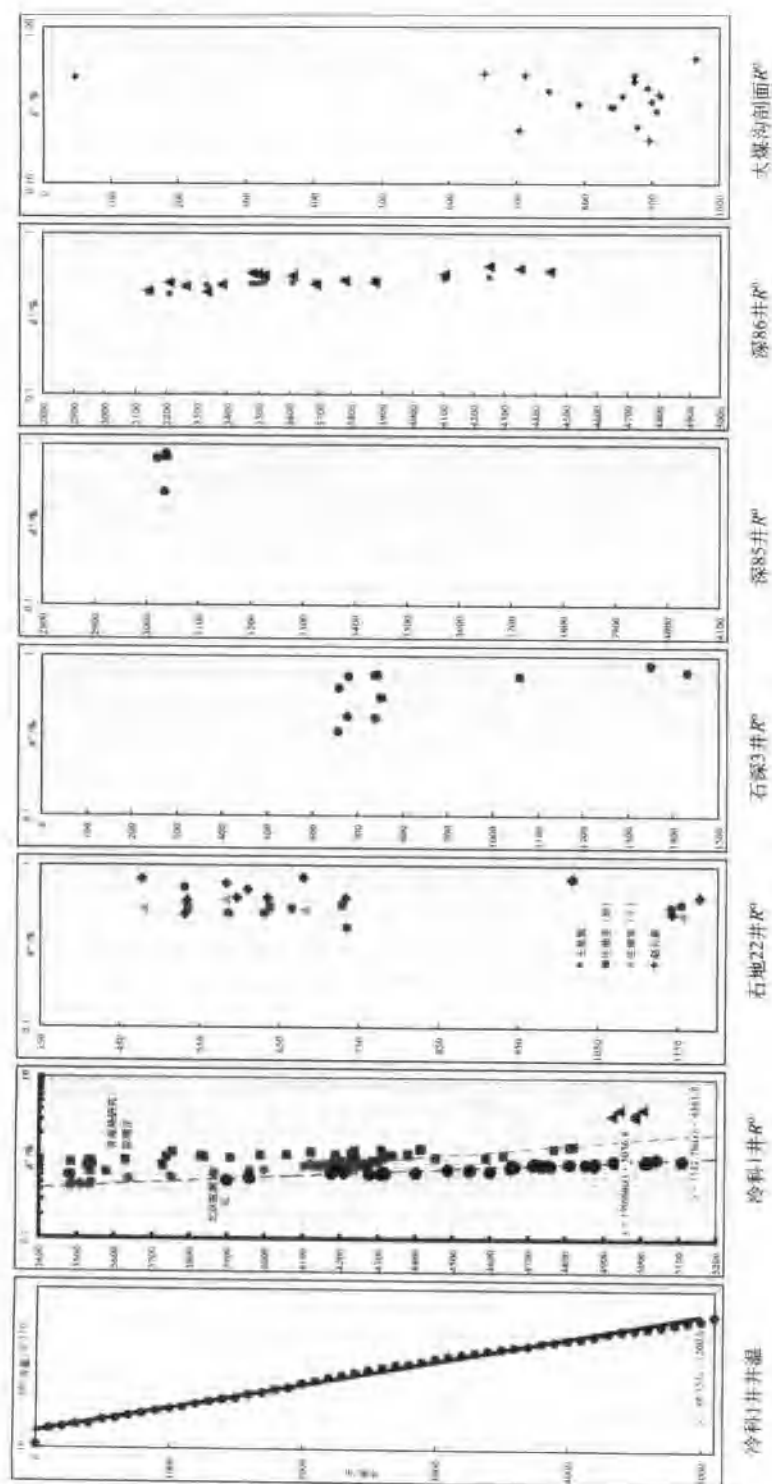


图 7-11 柴北缘地区下侏罗统烃源岩镜质组反射率随深度变化曲线图

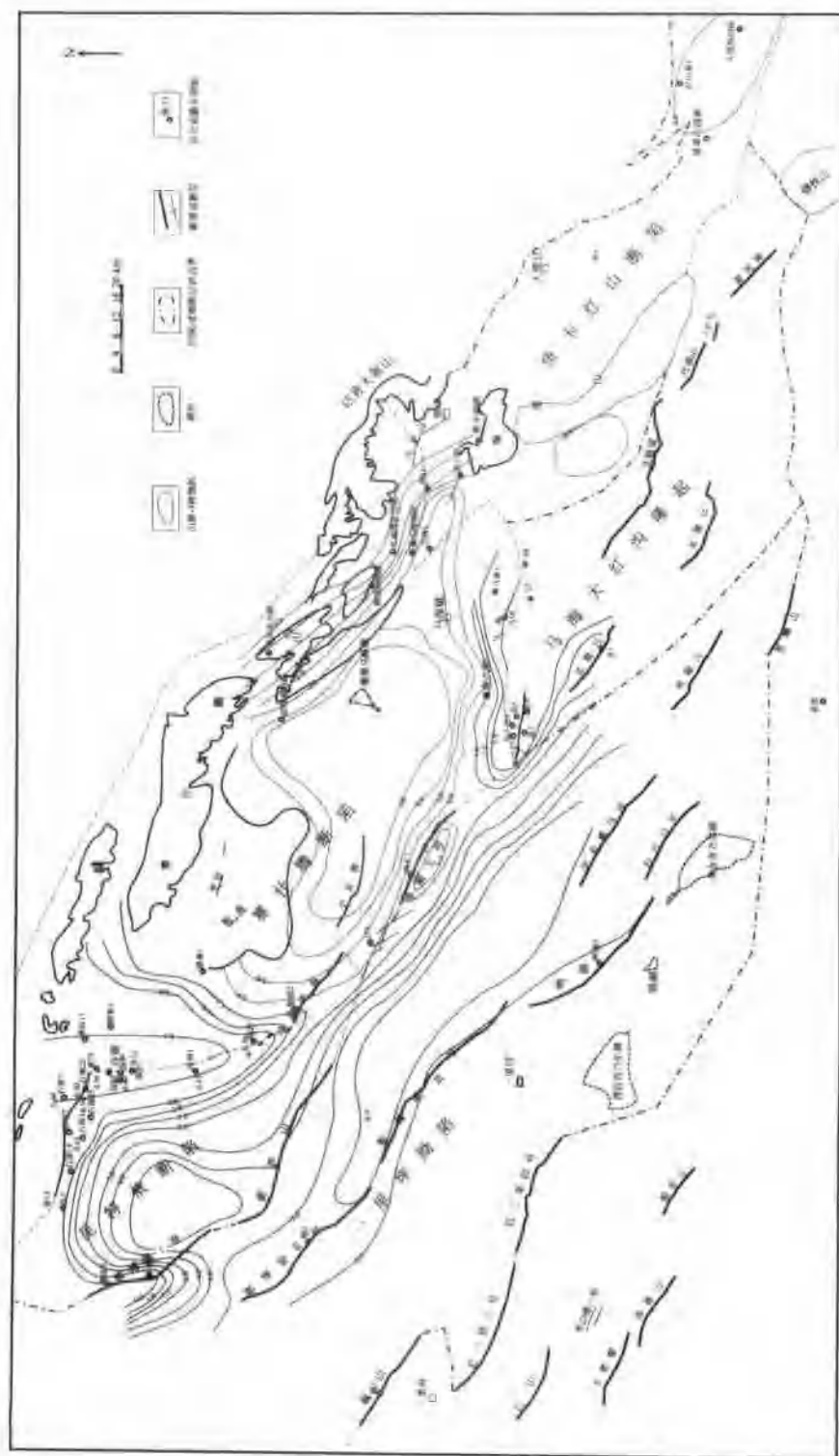


图 7-12 柴北缘地区下侏罗统顶与中侏罗统底镜质组反射率等值线图



图 7-13 柴北缘地区下侏罗统底镜质组反射率等值线图

不同构造,自冷湖三号—四号—五号—六号—七号,成熟度逐渐增加,从以未成熟—低成熟为主,变为以低成熟—成熟,进而达到成熟—高成熟,甚至过成熟。

2) 马海—南八仙地区为一古隆起,下侏罗统烃源岩正处于低成熟—成熟阶段。

3) 鄂博梁 1 号构造的下侏罗统烃源岩正处于低熟—成熟阶段。

4) 冷湖以西地区除鄂博梁 1 号构造外的昆特依断陷内,下侏罗统埋藏深度可在万米以上,烃源岩 R^o 几乎全部大于 2%,均处于过熟阶段。

5) 一里坪拗陷的下侏罗统埋藏深度很大,一般超过 1 万~1.5 万 m,烃源岩 R^o 也几乎全部大于 2%,有的甚至达到 4%~5% 以上,均处于过熟阶段。

6) 从现今下侏罗统烃源岩的成熟度来看,除鄂博梁 1 号—冷湖三、四号—五号构造附近、南八仙地区周围为成熟阶段的油源区外,其他地区(包括昆特依断陷和一里坪拗陷的大部分地区)几乎全部为高成熟—过成熟阶段的气源区。

7) 下侏罗统顶面和底面 R^o 等值线的差异就是下侏罗统顶底烃源岩现今成熟度的差异,主要与下侏罗统的地层厚度和地温梯度高低有关。

(二) 中侏罗统

从表 7-2 和图 7-14、图 7-15 中可以看出,柴北地区中侏罗统烃源岩在平面上由于构造位置的不同,造成现今成熟度具有一定差异。在潜西地区中侏罗统烃源岩 R^o 值为 0.52%~1.42%,其中 R^o 值为 0.6%~0.8% 和 1.0%~1.3% 的样品分别占 40%, R^o 值为 1.3%~2.0% 的样品占 20%,可见该地区烃源岩已经达到成熟—生烃高峰乃至后期阶段,有相当一部分已达到高成熟阶段,特别是潜深 6 井成熟度较高,平均值已达 1.21%,是处于生烃高峰期的烃源岩。

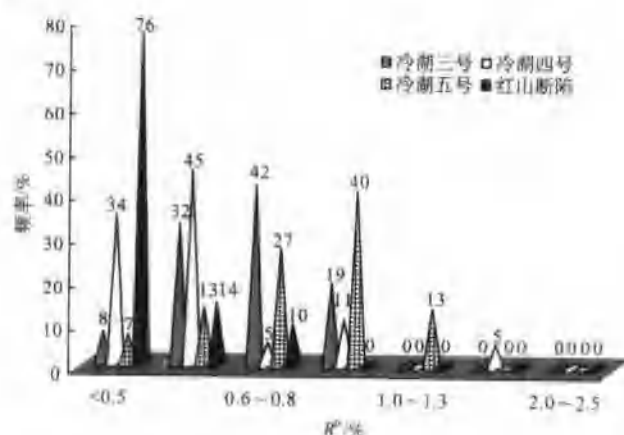


图 7-14 柴北缘中侏罗统烃源岩镜质组反射率分布图

赛什腾山前新高泉和结绿素地表揭露的中侏罗统烃源岩, R^o 值为 0.39%~1.4%,处于低熟—成熟—高熟阶段,其中,43% 的样品的 R^o 值小于 0.5%,属于未成熟阶段,有 50% 的样品的 R^o 值在 0.6%~1.0% 之间,处于成熟阶段,只有 3% 的样品的 R^o 值大于

1.3%,但小于2.0%,表明烃源岩处于高熟阶段,因此赛什腾山前大部分烃源岩处于成熟阶段。

鱼卡地区中侏罗统烃源岩,包括鱼卡煤矿、鱼28、33井、路乐河剖面、长堤煤矿、圆顶山剖面等地区,鱼33井中侏罗统烃源岩 R^o 值为0.41%~0.71%,平均值为0.59%,显示出该区烃源岩应处于未成熟—低成熟阶段,其成熟门限深度应在1600m左右。

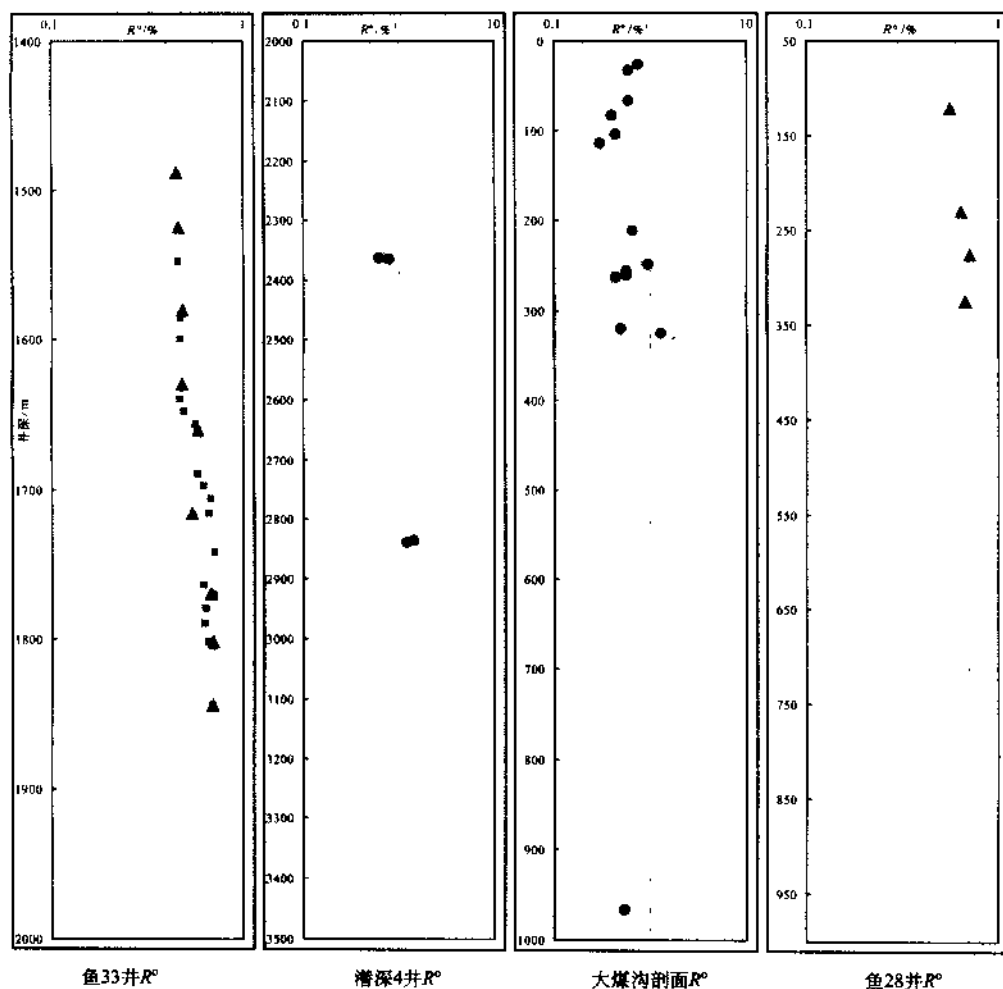


图 7-15 柴北缘中侏罗统烃源岩镜质组反射率随深度变化曲线

鱼28井中侏罗统烃源岩 R^o 值为0.56%~0.71%,平均值为0.65%,显示出该区烃源岩应处于低成熟—成熟阶段;鱼卡煤矿中侏罗统烃源岩 R^o 值为0.41%~0.66%,平均值为0.56%,烃源岩应处于低熟—临近成熟阶段。

圆顶山中侏罗统烃源岩, R^o 值为0.45%~0.89%,平均值为0.62%,烃源岩应与鱼卡煤矿烃源岩一样处于未成熟—低成熟阶段。

路乐河剖面中侏罗统烃源岩, R^o 值为0.52%~0.58%,平均值为0.54%,显示出该区烃源岩应处于低熟阶段。

长堤煤矿剖面中侏罗统烃源岩, R^o 值为 0.51% ~ 0.56%, 平均值为 0.55%, 烃源岩处于低熟成熟阶段。

总的来说, 鱼卡地区周围—赛什腾山前中侏罗统烃源岩的成熟度相对较低, 以未熟—低熟烃源岩为主, 烃源岩 R^o 值有 73% 的样品在 0.5% ~ 0.8% 之间, 属于低成熟度的烃源岩, 只有 27% 的样品小于 0.5%, 属未成熟烃源岩。

红山断陷的中侏罗统烃源岩的成熟度各地区之间变化较大, 红山参 1 井、野羊沟、绿草山地表揭露的源岩, R^o 值小于 0.88%, 以未成熟—低成熟烃源岩为主, 而野羊沟中侏罗统烃源岩的 R^o 值为 0.47% 是未成熟烃源岩, 而其他成熟度指标相对较高, 应属于成熟度较高的烃源岩。

大煤沟剖面中侏罗统烃源岩 R^o 值为 0.30% ~ 1.28%, 未熟—低熟—成熟烃源岩均有发育。

红山煤矿、大头羊 R^o 值为 0.85% ~ 2.18%, 均已达到成熟—过熟阶段。

因此, 红山断陷的中侏罗统烃源岩的成熟度存在明显差别, 未成熟—成熟—高成熟烃源岩均有发育。 R^o 值小于 0.5% 的样品占总样品数的 27%, 属未成熟烃源岩, 主要分布在绿草山、大煤沟剖面等地区; R^o 值在 0.5% ~ 0.8% 的样品占总样品数的 46%, 以低成熟烃源岩为主, 主要分布在大煤沟剖面、绿草山、红山参 1 井等地区; R^o 值在 0.8% ~ 1.3% 的样品占总样品数的 13%, 为成熟的烃源岩, 主要分布在大煤沟剖面、绿草山等地区; R^o 值为 1.3% ~ 2.5% 的样品占总样品数的 13%, 为高—过成熟的烃源岩, 主要分布在大头羊、红山煤矿等地区。

中侏罗统烃源岩 R^o 值的这种宽范围的变化或同一剖面同时存在未成熟—成熟—高成熟烃源岩, 看来很有可能与构造带的强烈不均衡挤压作用有关, 经原苏联专家的人工低温加不均衡高压(几十到几百兆帕)模拟实验结果可知, 烃源岩 R^o 值可以从小于 0.5% 到大于 2%, 即可以生烃(赵政璋、秦建中, 2000)。

根据上述柴北缘地化研究结果、中侏罗统烃源岩镜质组反射率随深度变化曲线(图 7-15)并结合地震测线解释的中侏罗统底和中生界顶反射界面(图 7-8、图 7-9)和现今地温(图 7-3)综合编绘出了柴北缘地区中侏罗统(顶面、底面) R^o 等值线图 7-12 和图 7-16。可以看出:

(1) 由于构造位置的不同, 成熟门限有明显的差异, 鱼 33 井成熟门限在 1600m, 潜西地区的潜深 4 井成熟门限大概在 2200m, 而大煤沟地区的中侏罗统烃源岩在地表就已显示成熟的特征, 这是由于侏罗系沉积之后的构造运动使之遭受了不同程度的抬升和剥蚀所致。

(2) 在柴北缘地区自盆地边界向盆地内部, 同一层位的中侏罗统烃源岩的成熟度由未成熟—成熟, 进而达到高成熟—过成熟, 呈逐渐增加趋势。

(3) 柴北缘中侏罗统烃源岩在赛什腾拗陷内 R^o 多大于 1.3% ~ 2%, 已经处于高成熟—过成熟阶段, 有利于天然气的形成。

(4) 鱼卡地区中侏罗统烃源岩则主要处于低成熟阶段, 有利于形成未熟—低熟油藏。

根据地温梯度、井温、实测镜质组反射率等资料我们绘制了柴北缘侏罗系地层 R^o 为 1.3% 时的烃类相态等深线分布图 7-17, R^o 小于 1.3% 的烃源岩分布范围生成的是液态烃类, R^o 大于 1.3% 的烃源岩分布范围生成的是气态烃类, 分布在赛什腾、昆特依断陷和一



图 7-16 柴北缘地区中侏罗统顶镜质组反射率等值线图



图 7-17 柴北缘地区侏罗系地层镜质组反射率为 1.3% 等深线分布图

里坪拗陷的大面积区域,即柴北缘侏罗系烃源岩主要是生气的,尤其是 R^o 大于 2% 的干气。从埋藏深度来看,柴北缘下侏罗统烃源岩在现今埋深 5500m 以下进入凝析油湿气阶段,而西北部的中侏罗统烃源岩在现今埋深 2600m 以下进入凝析油湿气阶段。

二、岩石热解特征

烃源岩在热演化过程中随着有机质成熟度的增高,生成的油气越来越多,从而导致烃源岩本身所含的可溶烃逐渐增大,而产油气潜力,表现在烃源岩热解参数就是 S_1 逐渐增大, S_2 越来越小。因此我们可以利用热解烃指数 $I_{HC}(S_1/TOC)$ 和产率指数 $I_P(S_1/(S_1 + S_2))$ 来研究烃源岩的成熟度。由于可溶烃 S_1 易受到各种因素的影响,例如采样方法、钻井过程中的污染、源岩本身的排驱性质等,所以在利用这些参数时应注意和其他指标的综合分析。烃源岩的产率指数在生油门限附近达到最小值,而后随着成熟度的增大而增大,到高成熟阶段又逐渐变小。岩石热解最高峰温 T_{max} 是另一个重要的成熟度参数,它是烃源岩干酪根热裂解 S_2 峰的最大生烃强度点所对应的温度, T_{max} 具有快速、简便、容易测定等特点,它与 R^o 值一样,可以判定有机质演化的各个阶段,它也会受到烃源岩有机质类型、丰度及成熟度等因素的影响。但当 S_2 峰较低时(S_2 小于 0.2mg/g), T_{max} 精度不稳定,有时甚至失真,失去使用价值。研究发现,一般情况下,煤系烃源岩 T_{max} 值在 430℃ 为成油门限, T_{max} 在 430~475℃ 为成熟阶段, T_{max} 在 470~540℃ 为高成熟阶段。

(一) 下侏罗统

从表 7-1 和柴北缘冷湖地区下侏罗统烃源岩热解参数随深度变化曲线(图 7-18)中可以看出,冷湖三号构造石地 22 井下侏罗统烃源岩 T_{max} 值为 417~534℃,平均值 452℃,明显地显示出成熟烃源岩的特征;冷湖四号构造深 86 井 T_{max} 值为 372~453℃,深 85 井为 421~426℃,明显偏低,呈现出未熟—低成熟的特征;冷湖五号构造冷科 1 井 T_{max} 值为 417~446℃,随埋深的增加, T_{max} 由逐渐增高的趋势,由埋深小于 3600m 的平均 429℃ 逐渐增加到 436~437℃(埋深变化在 3600~4600m)再增加到 440~442℃(埋深变化在 4600~5200m);但 T_{max} 随埋深的变化斜率或变化幅度很小,烃源岩从未熟逐渐过渡到成熟阶段;马海—南八仙地区为 424~435℃,表现未熟特征。

岩石热解的烃指数(S_1/TOC)和产率指数($S_1/(S_1 + S_2)$)参数随深度变化的关系见图 7-18。可以看出,柴北缘下侏罗统源岩 T_{max} 和烃指数以及产率指数随深度的变化曲线整体上表现为逐渐增大特征。在冷湖三号地区,深度为 490m 时 T_{max} 达到 458℃,烃指数与产率指数为最高,表明进入了生烃高峰,这一点和镜质组反射率及其他分析结果基本相同。

在冷湖四号地区的深 86 井,3300m 以上其比值一般都大于 10%~15%,这并非是有有机质的成熟度高,而是外来可溶烃类的渗入所致,在井深 3300~3600m 明显降低,表明有机质尚未成熟。3600~4000m 以下 $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 明显增大,一般大于 10%~15%,最大可达 45%, T_{max} 一般大于 435℃,说明有机质已经处于成熟阶段乃至生油高峰阶段。

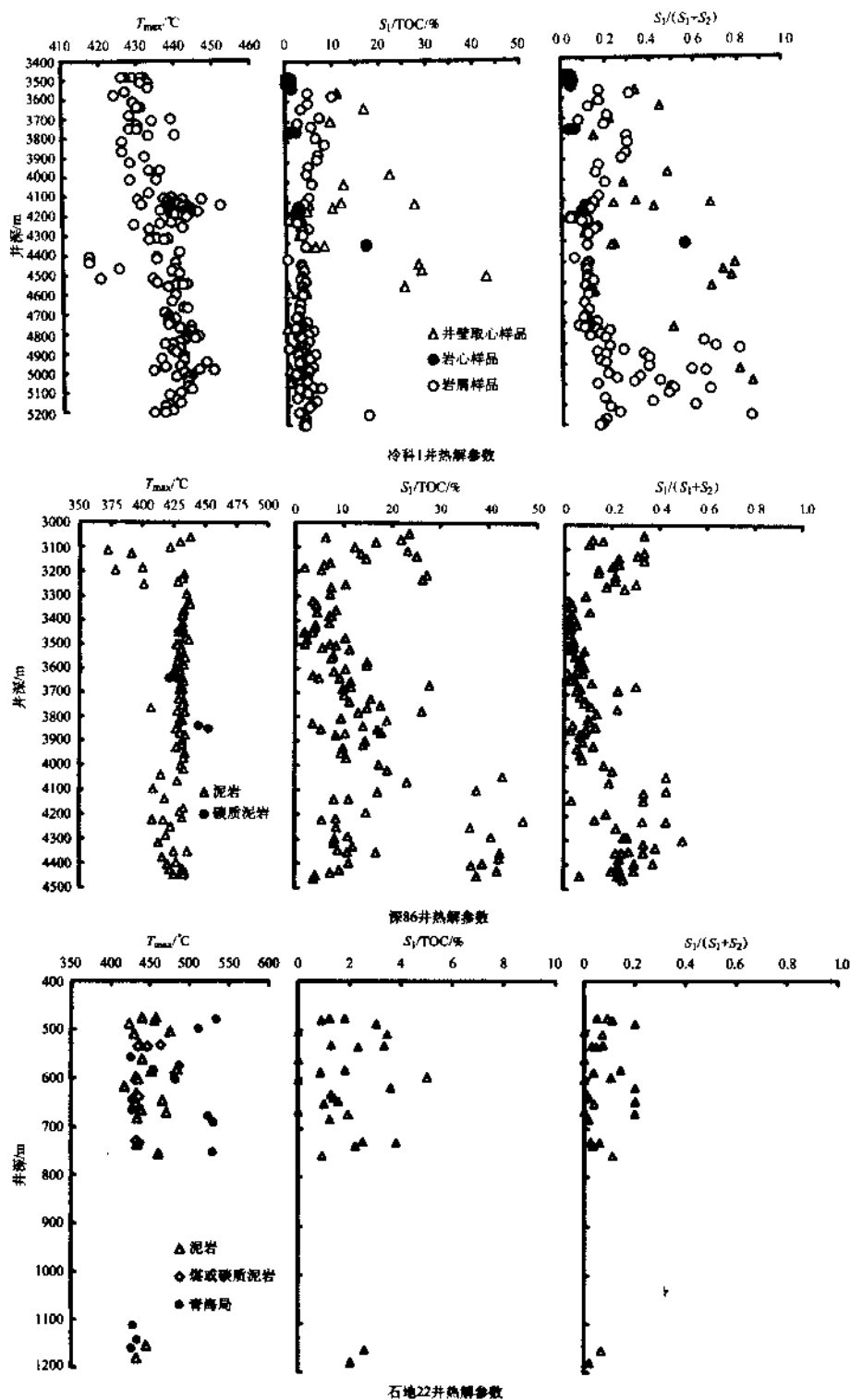


图 7-18 柴北缘冷湖地区下侏罗统烃源岩热解参数随深度变化图

而在冷湖五号地区,深度为 3640m 时达到 430℃,基本上进入生烃门限,这一点和镜质组反射率及其他分析结果基本相同。3640 ~ 4100m 以 430 ~ 445℃ 为主,有机质成熟度处于低成熟阶段。4100 ~ 4200m 范围内的 $T_{\max}$ 明显增高,形成一个峰值,最大可达 455℃,有机质成熟度处于成熟阶段,4200 ~ 5200m 深度内的 $T_{\max}$ 值变化于 430 ~ 450℃ 之间,其中最大温度位于 4984m(450℃),从曲线变化来看,基本上表现为随深度增大而变大。

(二) 中侏罗统

赛什腾地区新高泉和结绿素中侏罗统烃源岩的 $T_{\max}$ 值为 419 ~ 464℃,平均值为 429 ~ 430℃,表现为未熟—低成熟;鱼卡地区的鱼卡煤矿中侏罗统烃源岩 $T_{\max}$ 值为 421 ~ 486℃,鱼 33 井的 $T_{\max}$ 值变化在 397 ~ 438;圆顶山 $T_{\max}$ 值为 420 ~ 482℃,路乐河剖面 $T_{\max}$ 值为 420 ~ 456℃;长堤煤矿的 $T_{\max}$ 值为 423 ~ 482℃;表现为未熟—低成熟;红山断陷中侏罗统烃源岩中红山参 1 井和绿草山剖面的 $T_{\max}$ 值分别为 413 ~ 433℃ 和 418 ~ 449℃,表现为未熟—低成熟;大煤沟 $T_{\max}$ 值为 425 ~ 593℃,平均值为 478℃,表明有一部分烃源岩已达高成熟阶段;野羊沟和大头羊 $T_{\max}$ 值分别为 504 ~ 506℃ 和 512 ~ 580℃,表现为过成熟的特征。

$T_{\max}$ 值、 $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 等指标基本上表现为随深度增大而变大,鱼卡地区的 $T_{\max}$ 值变化于 415 ~ 450℃ 之间, $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 随埋藏深度的增加而逐渐增加,最大可达 15%,表明鱼卡地区中侏罗统源岩有机质处于低熟—成熟阶段,这一变化和镜质组反射率曲线变化表现出的特征是基本吻合的;红山断陷的中侏罗统烃源 $T_{\max}$ 值变化于 425 ~ 593℃ 之间, $S_1/(S_1 + S_2)$ 最大为 1.0, S_1/TOC 最大为 15%,表明红山断陷的中侏罗统源岩处于低熟—成熟—高成熟阶段。值得说明的是,鱼卡和红山断陷的中侏罗统源岩的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 和 S_1/TOC 比值在埋藏很浅时,就显示出了较高的比值,例如鱼 33 井在井深 1400 ~ 1510m 时 S_1/TOC 就达到了 10% ~ 15%,明显高于 1510 ~ 1600m 井段的烃源岩, $S_1/(S_1 + S_2)$ 在此阶段也高于下部地层(鱼 33 井的成熟门限在 1600m),有此特征的还有绿草山剖面、大煤沟煤矿等地区,表明柴北缘地区的中侏罗统烃源岩中由于含有较多的早期生油的有机显微组分,使得有机质还未进入成熟门限就已经有可溶烃类形成,形成未熟—低熟油。

三、可溶有机质演化特征

烃源岩可溶有机质的数量与烃类组成随深度递增而变化亦可反映有机质热降解成烃作用。一般来说,随着埋藏深度的增加,岩石中可溶有机质发生规律性的变化:在生油门限之前(R^o 为 0.5% ~ 0.6%),氯仿沥青“A”转化率(A/TOC)低于 5%,烃转化率(HC/TOC)低于 3%,增加幅度有限;至生油门限附近,沥青转化率可达 5%,烃转化率达到 3%,其值增加幅度显著;在生油门限至生油高峰,氯仿沥青“A”转化率和烃转化率随热演化程度增加而增大,在生油高峰时达到最大值,而生油高峰以后,随热演化程度增加而减小。除了成熟度的影响外,烃源岩有机质类型和丰度也是重要的影响因素,在相同成熟度条件下,Ⅰ型和Ⅱ型烃源岩的转化率大于Ⅲ型,而煤和碳质泥岩则小于湖相泥岩。

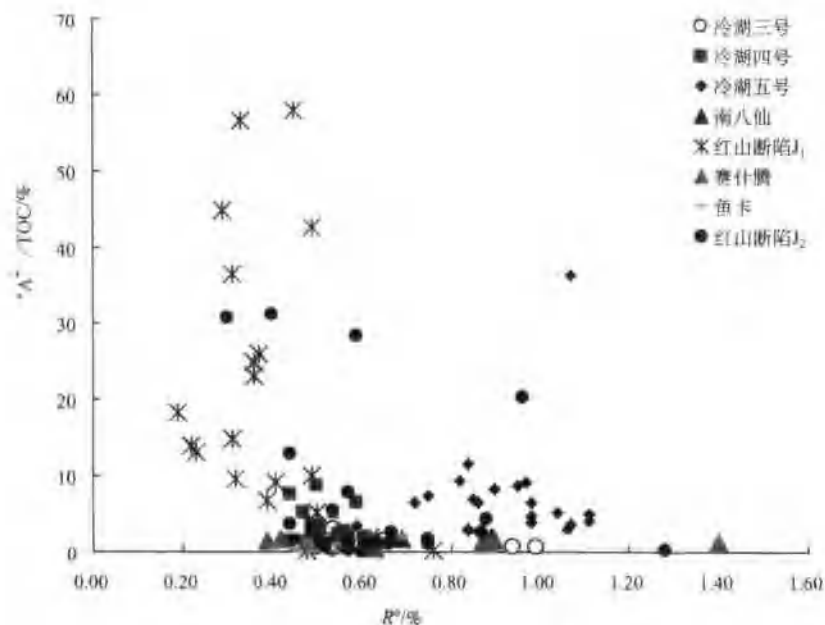


图 7-19 柴北缘侏罗系烃源岩沥青“A⁺”/TOC 随镜质组反射率的变化图

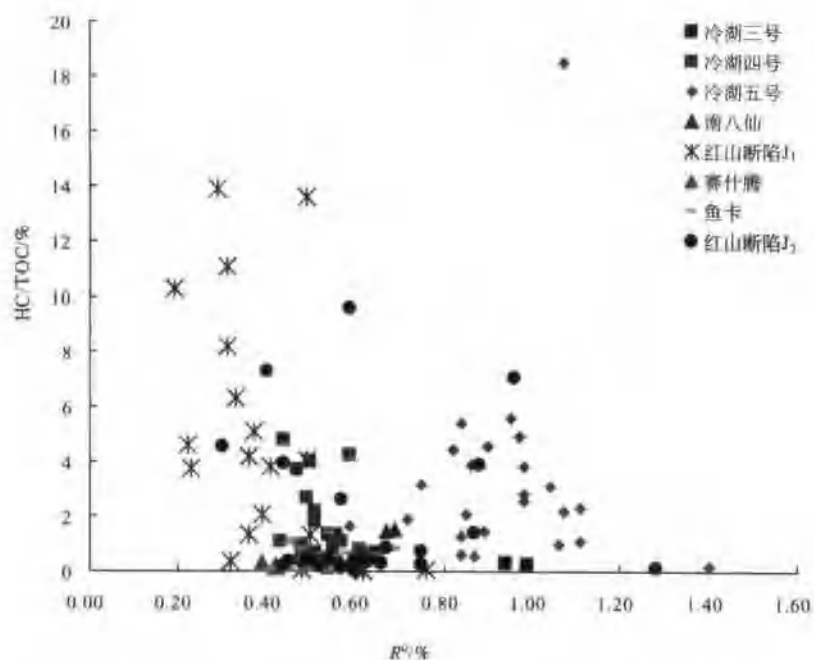


图 7-20 柴北缘侏罗系烃源岩 HC/TOC 随镜质组反射率的变化图

从柴北缘烃源岩 HC/TOC 随 R^o 变化图上(图 7-20)可以看出:柴北缘各地区下侏罗统

烃源岩在 R^o 小于 0.5%, 烃源岩未成熟时, 红山断陷下侏罗统烃源岩(主要是大煤沟剖面)的 HC/TOC 很高, 所有样品都大于 7%, 有的油页岩的 HC/TOC 甚至达到了 60%, 为该地区形成未熟—低熟油提供了良好的物质基础和必要条件; 当烃源岩的 R^o 在 0.5% ~ 0.7% 时, HC/TOC 在一般 5% 左右, 只有冷湖四号构造的 HC/TOC 略高一些为 7% ~ 8%, 主要为一些成熟较低的烃源岩, 冷湖五号构造的烃源岩在 R^o 为 0.7% ~ 1.2% 时, HC/TOC 达到峰值, 一般在 10% 左右, 表明烃源岩处于生油高峰阶段。下侏罗统烃源岩的 HC/TOC 变化规律与“A”/TOC 相似(图 7-19), 预示着柴北缘下侏罗统烃源岩在红山断陷(主要是大煤沟地区)以形成未熟—低熟油为主, 冷湖四号构造的烃源岩处于成熟阶段, 且成熟度较低, 冷湖五号构造的烃源岩从低成熟—高成熟都有, 并且以处于生油高峰阶段的烃源岩居多。

柴北缘中侏罗统烃源岩在红山断陷表现出较高的转化率, R^o 从 0.2% 到 1.0% 所有样品的 HC/TOC 都在 5% ~ 30% 之间, 其高的转化率持续到了 R^o 为 1.0%, 为该地区提供了良好油源条件; 其他地区的 HC/TOC 变化不大, 一般小于 5%, 而烃源岩的镜质组反射率集中在 0.4% ~ 0.6% 之间, 表明柴北缘露头区中侏罗统烃源岩为一些成熟较低的烃源岩, 中侏罗统烃源岩的 HC/TOC(图 7-20)变化规律与“A”/TOC 相似, 表明柴北缘地区露头区和鱼 33 井以及大煤沟剖面的中侏罗统烃源岩的成熟度较低, 多形成一些成熟较低的原油。只有那些埋藏很深(大于 3500m)的地区烃源岩的成熟度较高, 属于过成熟阶段。

四、生物标志物特征

随着烃源岩成熟度的增加, 饱和烃甾烷的生物构型向地质构型转化。在石油窗之前的未熟阶段, C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha\alpha$ S/(S + R) 和 $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 比值一般小于 0.25, 热演化终点即平衡值为 0.55, 此时相当于镜质组反射率 R^o 大约 0.8%。22S/22RC₃₁ 萜烷未成熟阶段小于 1.0, 成熟以后大于 1.0。

从柴北缘地区烃源岩生标异构化参数可以看出(表 7-1), 下侏罗统烃源岩, 冷湖三号构造烃源岩的 C_{29} 甾烷 S/(S + R) 和 $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 比值分别为 0.23 ~ 0.44 和 0.43, 显示出烃源岩大部分处于成熟阶段。

冷湖四号地区的烃源岩的 C_{29} 甾烷 S/(S + R) 和 $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 比值分别为 0.16 ~ 0.22 和 0.35, 表明烃源岩处于未成熟—成熟阶段。而冷湖五号地区烃源岩基本处于成熟阶段, 只有上部个别样品处于未熟阶段。

南八仙地区烃源岩的 C_{29} 甾烷 S/(S + R) 和 $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 比值分别为 0.42 和 0.50, 显示出烃源岩处于成熟阶段。

红山断陷大煤沟剖面烃源岩的 C_{29} 甾烷 S/(S + R) 和 $\beta\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 比值虽然分别只有 0.14 ~ 0.36 和 0.11 ~ 0.42, 显示出烃源岩处于未成熟—成熟阶段, 但它的转化率和高的有机质丰度, 使得烃源岩具有形成未熟—低熟油的条件, 在该地区可以形成未成熟—低成熟烃类。

中侏罗统烃源岩, 由于烃源岩所处构造位置的不同, 其成熟度有所差异(表 7-2)。潜西地区烃源岩的 C_{29} 甾烷 S/(S + R) 为 0.38 ~ 0.40, 与其他成熟度分析结果一致, 表现出了较高的成熟度, 烃源岩处于成熟—生油高峰阶段; 在结绿素和鱼卡地区烃源岩的 C_{29} 甾烷

$S/(S+R)$ 比值较低在 0.05~0.37, 只有鱼 33 井、鱼 28 井和鱼卡煤矿的少部分样品达到了 0.22~0.37, $\beta\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$ 的比值相对较高平均在 0.18~0.43 之间, 表明这一地区的中侏罗统烃源岩处于未成熟—成熟阶段; 红山断陷烃源岩的 C_{29} 甾烷 $S/(S+R)$ 和 $\beta\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$ 差别较大, 平均值分别在 0.07~0.42 和 0.25~0.43, 显示大煤沟和绿草山中侏罗统源岩的成熟度较低, 处于未熟—低熟阶段, 其他地区相对较高, 处于未成熟—成熟阶段, 与其他成熟度分析结果一致。

综上所述: 柴北缘地区下侏罗统烃源岩大部分已成熟, 只有部分地区未成熟, 下侏罗统上部烃源岩除冷湖四、五号构造的顶部未进入成熟阶段外, 其他地区均已进入生油高峰阶段, 有的甚至进入过成熟阶段, 中侏罗统烃源岩除大煤沟、南八仙、鱼卡剖面(露头)、路乐河、绿草山等露头区成熟度较低, 未进入生油高峰阶段外, 而野羊沟剖面、大头羊剖面和红山煤矿的部分样品地区均进入生油高峰期, 有些地方甚至已经进入过成熟阶段。这说明柴北缘中、下侏罗统烃源岩已经能够生成大量的液态烃和气态烃, 只要有足够的烃源岩体积, 高的有机质丰度、好的圈闭保存条件和与油气生成期的匹配条件, 就能够形成油气藏。

潜伏和鱼卡剖面(露头)、路乐河等地区烃源岩的成熟度差别不大, 说明现今暴露地表的侏罗系地层, 曾经埋藏较深, 只是后期抬升遭受剥蚀才暴露出地表的。总体上表现出由盆地边缘地区向盆地内部成熟度逐渐增加, 从低成熟向成熟、高成熟过渡, 在巨厚的侏罗系地层沉积区的烃源岩可以达到过成熟。

第三节 柴北缘地区中、下侏罗统埋藏史与生烃史分析

柴北缘不同地区的地层序列、埋藏史和生烃史存在明显差别, 这使得中、下侏罗统烃源岩在不同的构造带生烃时间也有明显差别。下侏罗统地层主要分布在冷湖—南八仙构造带以西和大煤沟剖面, 该在冷湖—南八仙构造带以西地区缺失上侏罗统一白垩系地层, 经历了较长时间的抬升剥蚀, 现今仅存在下侏罗统地层。而中侏罗统地层主要分布在鱼卡—赛什腾拗陷—红山断陷地区, 上侏罗统一白垩系仅在局部地区缺失, 中生界地层未遭受强烈的剥蚀。到第三纪时, 巨厚的沉积对源岩成熟度和生烃作用、时间都产生了重大影响。

我们以不同构造带上的实钻和人工井为对象, 重点研究不同地区、不同层位烃源岩的埋藏史和生烃史。

一、下侏罗统源岩的埋藏史和生烃史

油气藏的形成与演化严格地受盆地形成与演化的控制, 柴北缘作为柴达木盆地的一部分, 其形成和演化与盆地的整体背景和环境是密不可分的。柴达木盆地的发育演化具有周期性, 造就了盆地内发育有多套生油层以及多次生排烃的出现及多期次油气聚集。而多次的构造运动又可能导致已形成的油气藏被改造或破坏。柴北缘的构造演化也不例外, 具有多期性的特点。

从表 7-3 可以看出不同地区的热演化程度有所不同, 从北向南热演化程度逐渐增大, 而且由于下侏罗统地层本身的厚度比较大, 使得其上、下部的热演化程度也表现出明显的差异性。

表 7-3 昆特依—里坪拗陷不同地区源岩埋藏史和生烃史数据分析表

构造带热演化阶段 (R^o)	北部						南部	
	冷西次凹		鄂博梁次凹		昆 1 号		伊 克 雅 乌 汝 次 凹	
	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部
生烃门限(0.5)	E_{1+2} 中期	N_7 初	E_3 早期	N_1 中期	N_1 早期	N_1 中期	E_{1+2} 中期	N_1 早期
成熟早期(0.5~0.7)	E_3 晚期	N_2 早期	E_3 末	N_2 早期	N_1 中期	N_1 末	E_{1+2} 晚期	N_1 中期
成熟中期(0.7~1.0)	N_1 早中期	N_2 中期	N_1 早中期	N_2 晚期	N_1 末	N_2 早期	E_3 中期	N_1 晚期
成熟晚期(1~1.3)	N_1 中晚期	N_2 晚期	N_1 晚期	N_2 末	N_2 早期	N_2 中期	E_3 晚期	N_2 早期
高成熟期(1.3~2.0)	N_2 早期	N_2 末	N_2 早中期	未达到	N_2 中期	N_2 晚期	N_1 中期	N_2 中期
过成熟期(>2.0)	N_2 晚期	未达到	N_2 晚期	未达到	N_2 晚期	N_2 末	N_1 晚期	N_2 晚期

(一) 南部一里坪拗陷东部伊克雅乌汝凹陷

伊克雅乌汝凹陷为基本连续型的埋藏史和生烃史,表现为下侏罗统在中生界晚期的抬升剥蚀厚度较小,为 100~200m 左右,总体上呈现连续沉降,早第三纪较大厚度的沉积使得中断的生烃很快继续演化,在 E_{1+2} 晚期进入生烃门限,其门限深度在 3600m 左右, $E_3 \sim N_1$ 为其主要的生油高峰期, N_2 早期源岩顶面 R^o 已达到 1.3%,现今 R^o 演化到过成熟干气阶段(图 7-21)。总体上,反映出生油窗的范围较窄,生油时间较短,晚第三系巨厚的沉积使得现今的热演化程度非常高,生成大量的干气,现已无生烃能力。

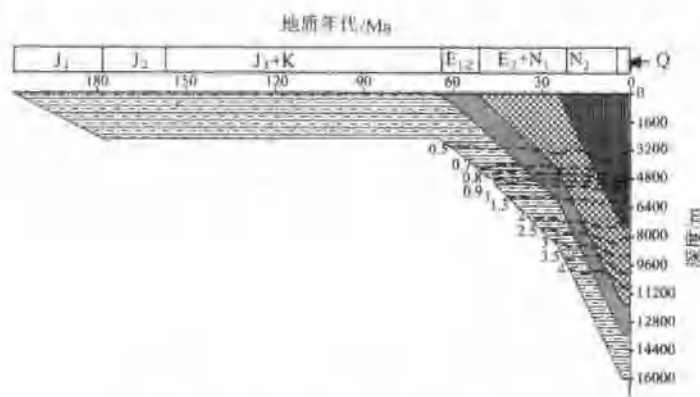


图 7-21 伊克雅乌汝次凹埋藏史、生烃史图

(二) 昆特依断陷

由于北部受到强烈的拉张断陷,形成了“两凹一隆”的构造格局。在冷西次凹和鄂博梁次凹,沉积了巨厚的下侏罗统地层,半—深湖相发育,为主要的生烃中心。生油层进入

生烃门限相对较早,为 E_{1-2} 的晚期,生烃门限在 3400~3600m 左右。由于上覆第三系相对于中南部较薄,使得生烃演化较慢,生油窗跨越的时间较长,晚第三纪为主要的生烃高峰期。现今尽管其下部的热演化已超过 2%,但下侏罗统中上部主力生油层多处于高成熟阶段。如冷西次凹生油层中上部为 1.3%~2%,鄂博梁次凹生油层中上部为 1.2%~1.8% 左右(图 7-22)。下侏罗统的最大埋深多在 9000~10000m 左右(图 7-8、图 7-9)。从生烃史可知,这两个主要生油凹陷目前正处于大量生气阶段。在沉积时相对隆起的昆 1 号附近,侏罗系的沉积相对较薄,但由于上覆的第三系沉积厚度大,其主要的生烃期在上第三系的早期,生油层顶部现今的热演化已达 2.5%,为过成熟阶段。

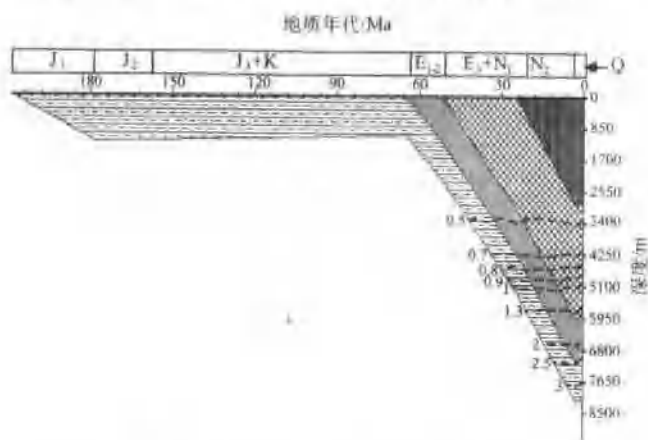


图 7-22 冷西次凹埋藏史、生烃史图

(三) 冷湖构造带

该构造带从山前一直延续到赛什腾断陷中部,由于上覆第三系的展布和受山前构造活动强弱的不同,使得构造带上的热演化可以分成两种(表 7-4)。

表 7-4 冷湖构造带烃源岩埋藏史和生烃史分析表

热演化阶段 (R^o)	冷湖三号				冷湖四号				冷湖五号		冷湖六号		冷湖七号	
	石深 3 井		深 75 井		深 85 井		深 86 井		冷科 1 井		陡深 1 井附近		冷七 1 井	
	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部	底部	顶部
生烃门限 (0.5)	N_2 中期	N_2 晚期	N_2 初	N_2 中期	N_1 早期	N_2 末	E_3 早期	—	E_3 早期	—	E_3 晚期	N_1 早期	N_1 初	N_1 中期
成熟早期 (0.5~0.7)	N_2 晚期	—	N_2 早期	N_2 晚期	N_1 晚期 - N_2 早期	—	N_1 晚期	—	N_1 早期	—	N_1 早期	N_1 中期	N_1 中期	N_2 早期
成熟中期 (0.7~1.0)	N_2 末	—	N_2 中期	N_2 末	N_2 中 - 末期	—	N_2	—	N_1 晚期	—	N_1 中 晚期	N_2 早期	N_2 早期	N_2 中期
成熟晚期 (1~1.3)	—	—	N_2 末	—	—	—	—	—	N_2 末	—	N_1 晚期	N_2 中期	N_2 中期	N_2 末
高成熟期 (1.3~2)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	N_2 早期	N_2 晚期	N_2 晚期	—

注:“—”表示未达到。

1. 冷湖三、四、五号构造带

冷湖三、四、五号构造带属“间断”型的生烃史,其特征为中生界晚期的抬升强烈,剥蚀厚度大,达 700~1200m 左右,下第三系的沉积厚度主要用来补偿抬升剥蚀造成的温度停滞效应。使得中上部的源岩多在晚第三纪早期进入生烃门限,生烃门限多在 3600~3800m 左右,现今多处于生烃高峰期(图 7-23、图 7-24、图 7-25)。如冷湖四号的深 86 井,中上部的源岩在 N_1 的中期进入生烃门限,到晚第三纪末达到最大埋深时,才演化到成熟阶段的早中期。晚喜马拉雅期的抬升使得演化停止,现今仍处于生油窗内。从深 86 井 3500m 实测的镜质组反射率仅在 0.5% 左右,也说明了这一点。另外,从模拟的三、四、五号构造井的生烃史与实测的镜质组反射率(见前述)看,都表现为现今的成熟度处于成熟阶段。

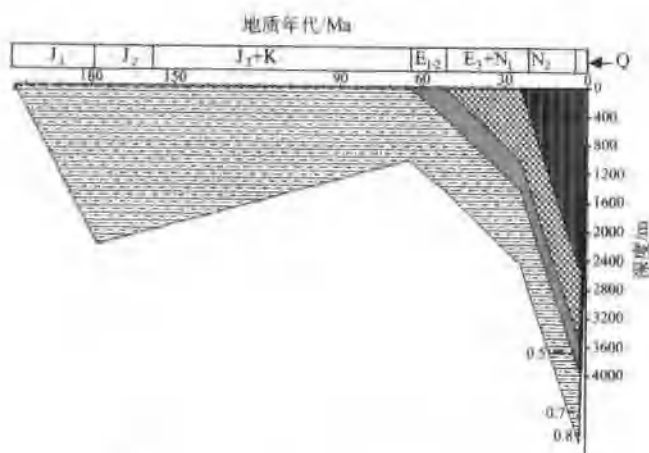


图 7-23 冷湖三号埋藏史和生烃史图

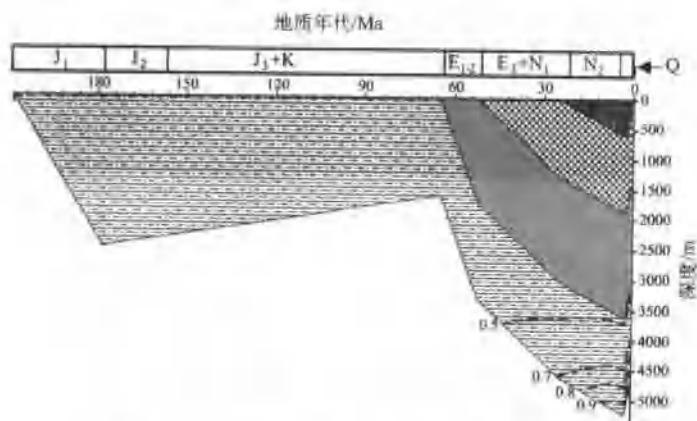


图 7-24 冷湖四号深 86 井埋藏史和生烃史图

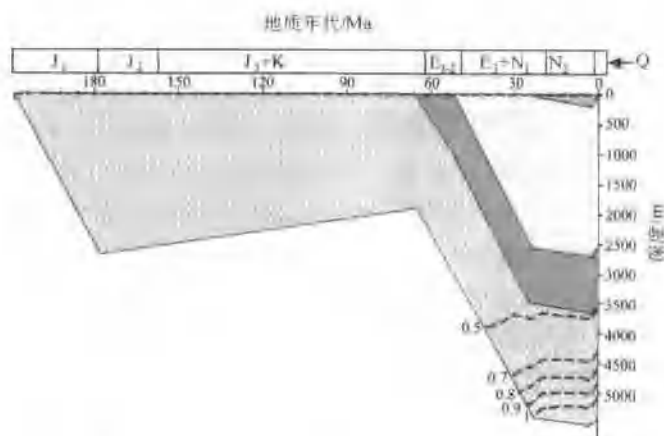


图 7-25 冷湖五号冷科 1 井埋藏史和生烃史图

2. 冷湖六、七号

下侏罗统遭受的抬升剥蚀小于三、四、五号的剥蚀厚度,进入生烃门限的时间为早第三纪的中期,主要的生烃期为晚第三纪的早中期,现今的热演化多处于成熟晚期—高成熟期,生油层顶面镜质组反射率为 1.0%~2.0%之间(图 7-26、图 7-27)。

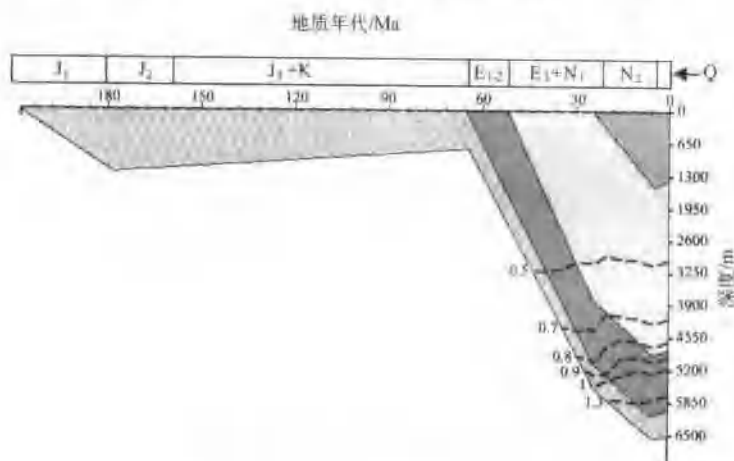


图 7-26 冷湖六号埋藏史和生烃史图

(四) 南八仙构造带

其埋藏史、生烃史属“古隆起”型,表现为—长期继承性的“古隆起”,中、下侏罗统和第三系的沉积厚度都不大,使得尽管地温梯度相对较高,但热演化程度不高,晚第三纪末才刚刚进入门限深度,现今镜质组反射率为低成熟演化阶段(图 7-28)。

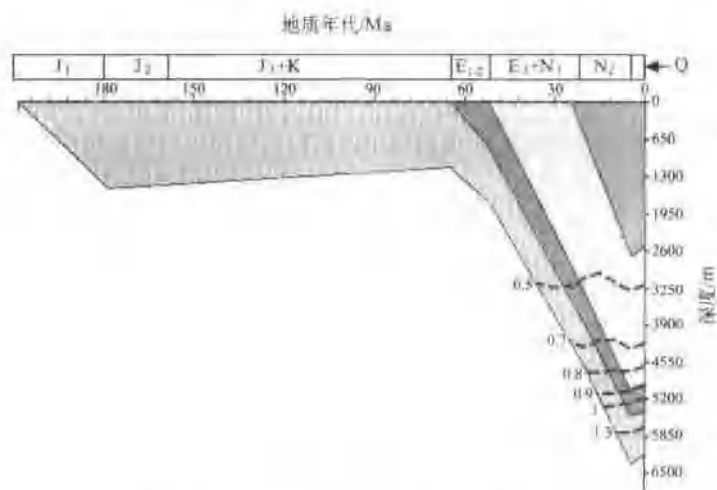


图 7-27 冷湖七号埋藏史和生烃史图

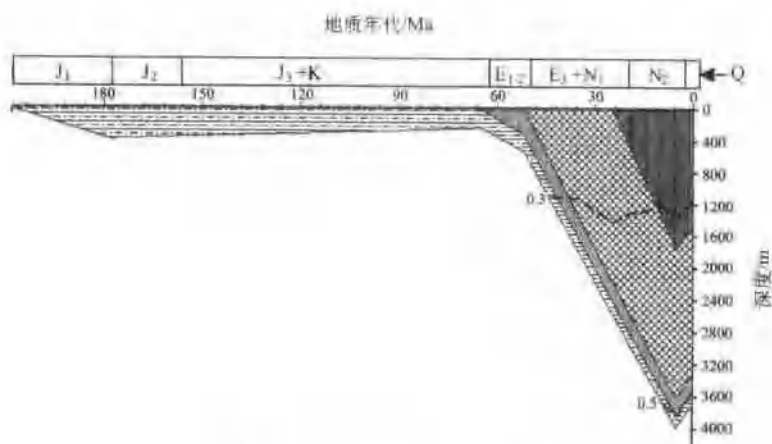


图 7-28 仙 3 井埋藏史和生烃史图

二、中侏罗统埋藏史与生烃史

中侏罗世时,随着沉积、沉降中心从昆特依断陷迁移到赛什腾拗陷,中侏罗统经历了不同于下侏罗统的埋藏、生烃史。中侏罗统地层之上,沉积了上侏罗统一白垩系地层,中生界末的抬升, $J_3 \sim K$ 地层遭受到较小规模的剥蚀,其上沉积了第三系。

(一) 赛什腾拗陷

1. 潜西地区

潜西地区无上侏罗统一白垩系沉积,中侏罗统遭受一定程度的剥蚀, N_2 的中期进入

生烃门限,到晚第三纪末镜质组反射率达0.7%~0.8%,正处于生油窗内(图7-29)。

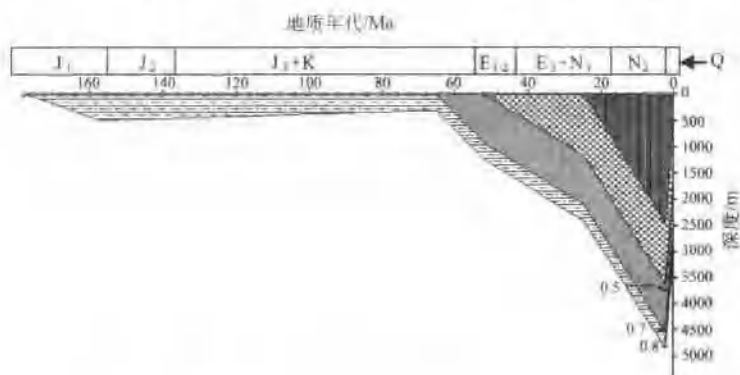


图 7-29 赛什腾凹陷北部潜参 2 井埋藏史、生烃史图

2. 赛什腾凹陷

不同的区块其埋藏史、生烃史有一定的差别,主要取决于上覆的 $J_1 \sim K$ 和第三系地层的沉积厚度和剥蚀厚度。

潜伏 2、3 号之间:烃源岩在晚第三纪的早期进入生油门限,生烃门限在 3600m 左右, N_1 中期 ~ N_2 的早期为生油窗, N_2 的中期已达到高成熟阶段,现今中侏罗统的顶面 R^o 大于 2%,演化到过成熟阶段。

潜伏 6 号附近: N_1 末进入生烃门限,生烃门限在 3600m 左右, N_2 早中期为生油高峰期,现今处于高成熟阶段。

德尊马海湖附近: N_1 中期进入生烃门限,生烃门限在 3500m 左右, N_1 晚期 ~ N_2 早期为主要的生烃高峰期, N_2 的中期已达到高成熟阶段,现今中侏罗统顶面 R^o 已演化到 2.9% 以上,埋深达 7500m 甚至 11000m 以上(图 7-30)。

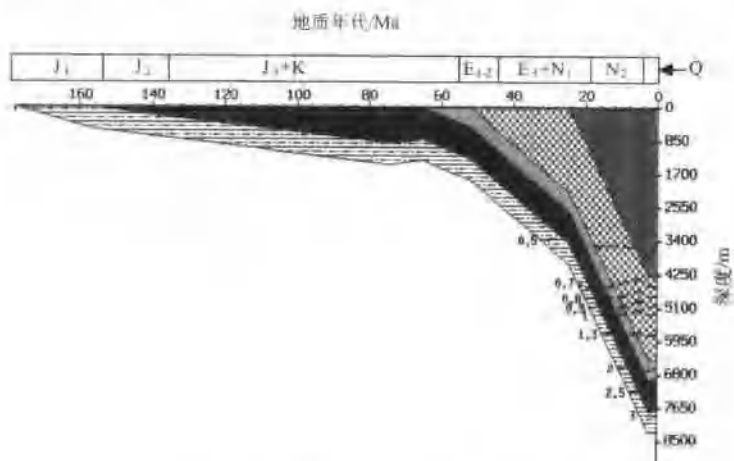


图 7-30 德尊马海湖附近埋藏史、生烃史图

(二) 鱼卡凹陷

凹陷内发育有较厚的侏罗系和白垩系地层,白垩系剥蚀 300~500m 左右,残留较厚的第三系主要分布在尕西地区,厚度在 2000~3500m 左右,估计第三系的剥蚀厚度在 1500m 以上。向马海尕秀,鱼卡,残留厚度可能在 1500m 以内,鱼卡其他的地区由于逆冲推覆强烈,主要出露上侏罗统地层,有机质的热演化程度较低,刚达到低成熟阶段, R^o 在 0.5%~0.7% 左右。相对来说,尕西地区的热演化程度较高, E_2 的早期进入生油门限,主要的生烃高峰期在晚第三纪,现今中侏罗统源岩的底界 R^o 为 1.3%,顶界为 1.0% (图 7-31)。

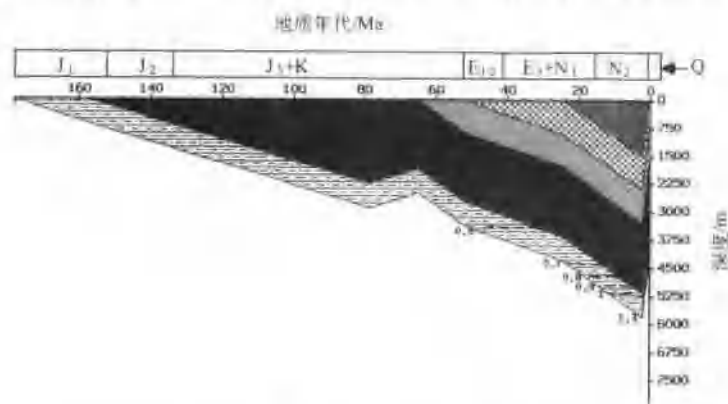


图 7-31 尕西 1 井地层埋藏史、生烃史图

小 结

(1) 烃源岩的有机地球化学成熟度指标是研究有机质热演化程度的最主要指标,特别是根据不同地区已有钻井的镜质组反射率与埋藏深度的变化关系式,可以推测不同埋藏深度烃源岩有机质的热演化程度。由于各地区地温梯度和剥蚀厚度不同,要因地制宜。首先,应选择剥蚀厚度不大或影响不大的相对继承性沉积的地区,计算出镜质组反射率与埋藏深度、现今地温与镜质组反射率和现今地温与埋藏深度的相互关系式。这样根据地震资料所提供的中、下侏罗统顶底反射界面埋深等值线图可以计算出中、下侏罗统顶底镜质组反射率等值线图,以便确定柴北缘中、下侏罗统烃源岩现今的热演化程度。

下侏罗统烃源岩一般热演化划分为:未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$, 现今埋藏深度小于 3600m, 现今地温 $< 100^\circ\text{C}$; 成熟阶段, $R^o = 0.55\% \sim 1.3\%$, 现今埋藏深度变化在 3600~5550m, 现今地温变化在 $100 \sim 139^\circ\text{C}$; 高成熟阶段, $R^o = 1.3\% \sim 2\%$, 现今埋藏深度变化在 5550~6400m, 现今地温变化在 $100 \sim 156^\circ\text{C}$; 过成熟阶段, $R^o > 2\%$, 现今埋藏深度 $> 6400\text{m}$, 现今地温 $> 156^\circ\text{C}$ 。它具有一定的代表性,但是,剥蚀厚度较大的地区不能使用。

剥蚀厚度以冷湖三号构造(约 3000~3500m 左右)和红山断陷的大煤沟剖面最大,四号、五号和南八仙最少。赛什腾山前的地表露头、潜西地区等剥蚀厚度可能更大,有的全

部被剥蚀掉,有的可能被断层断掉,其剥蚀厚度可能大于3000m。

柴北缘现今地温梯度一般都较低,变化在 $2 \sim 3.02^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 之间,沿冷湖地区(一、二、三号)—赛什腾山前—鱼卡地区地温梯度相对最低,一般只有 $2 \sim 2.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,马海—南八仙地区稍高,约为 $2.47 \sim 2.7^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,向南逐渐增高,至一里坪拗陷地温梯度可增加到 $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。总体上,从四周山前向盆地内具有地温梯度逐渐增高的趋势,这与一般盆地的变化规律正好相反。从实测的南八仙地区第三系不同埋藏深度岩石样品的包裹体均一温度分布来看,可能古地温梯度小于现今地温梯度。

(2) 柴北缘下侏罗统烃源岩现今成熟度分布具有一定规律性,在冷湖地区,自冷湖三号—四号—五号—六号—七号,成熟度逐渐增加,从未成熟—低成熟—成熟—高成熟,甚至过成熟。鄂博梁1号构造、马海—南八仙地区正处于低成熟—成熟阶段。昆特依断陷、一里坪拗陷内下侏罗统埋藏深度很大,一般超过1万~1.5万m,烃源岩 R° 也几乎全部大于2%,有的甚至达到4%~5%以上,均处于过熟阶段。

柴北缘中侏罗统烃源岩自盆地边界向盆地内部,成熟度由未成熟—成熟—高成熟—过成熟,呈逐渐增加趋势。赛什腾拗陷内 R° 多大于1.3%~2%,已经处于高成熟—过成熟阶段,有利于天然气的形成。鱼卡地区中侏罗统烃源岩则主要处于低成熟阶段,有利于形成未熟—低熟油藏。

(3) 柴北缘下侏罗统从北向南热演化程度逐渐增大,伊克雅乌汝凹陷为基本连续型的埋藏史和生烃史,在 E_1 晚期进入生烃门限,其门限深度在3600m左右, $E_3 \sim N_1$ 为其主要的生油高峰期, N_2 早期源岩顶面 R° 已达到1.3%,现今 R° 演化到过成熟干气阶段。昆特依断陷下侏罗统进入生烃门限相对较早,由于上覆第三系相对于中南部较薄,使得生烃演化较慢,生油窗跨越的时间较长,晚第三纪为主要的生烃高峰期。冷湖构造带冷湖三、四、五号构造带属“间断”型的生烃史,其特征为中生界晚期的抬升强烈,剥蚀厚度大,达700~1200m左右,下第三系的沉积厚度主要用来补偿抬升剥蚀造成的温度停滞效应。冷湖六、七号下侏罗统遭受的抬升剥蚀小于三、四、五号的剥蚀厚度,进入生烃门限的时间为早第三纪的中期,主要的生烃期为晚第三纪的早中期,现今的热演化多处于成熟晚期—高成熟期。南八仙构造带埋藏史、生烃史属“古隆起”型,表现为—长期继承性的“古隆起”,中、下侏罗统和第三系的沉积厚度都不大,使得尽管地温梯度相对较高,但热演化程度不高,晚第三纪末才刚刚进入门限深度,现今镜质组反射率为低成熟演化阶段。

中侏罗世潜西地区无上侏罗统一白垩系沉积,中侏罗统遭受一定程度的剥蚀, N_2 的中期进入生烃门限,到晚第三纪末镜质组反射率达0.7%~0.8%,正处于生油窗内。赛什腾凹陷埋藏史、生烃史主要取决于上覆的 $J_3 \sim K$ 和第三系地层的沉积厚度和剥蚀厚度。德尊马海湖附近 N_1 中期进入生烃门限,生烃门限在3500m左右, N_1 晚期~ N_2 早期为主要的生烃高峰期, N_2 的中期已达到高成熟阶段。鱼卡凹陷内发育有较厚的侏罗系和白垩系地层,残留较厚的第三系主要分布在杂西地区,有机质的热演化程度较低,刚达到低成熟阶段。

第八章 柴北缘第三系烃源层的研究

柴达木盆地第三系烃源层主要发育在盆地西部茫崖拗陷(包括尔斯断陷)。随着第三系沉积相的变化,第三系烃源层由西南向东北方向逐渐变差,至柴北缘的赛什腾地区,第三系已基本上为非烃源层了(红色泥岩)。在它们之间的一里坪拗陷(包括昆特依断陷),第三系烃源层也不发育,有的暗色泥岩与红色泥岩互层,有的尽管为暗色泥岩,但有机质丰度很低,属差烃源岩。因此,柴北缘第三系烃源层的评价主要是一里坪拗陷第三系暗色泥岩生烃能力的研究。

第一节 一里坪拗陷第三系烃源层代表性有机地球化学剖面

柴达木盆地是一个以第三系为主要沉积旋回的内陆叠合盆地。在喜马拉雅构造旋回中,由于南侧印度板块向北冲撞,喜马拉雅海槽消失,青藏高原逐渐形成,才导致现今规模柴达木盆地的产生。并且,在其后的发展过程中,一直表现出整体大面积快速沉降的特点(平均 $0.25 \sim 0.35\text{mm/a}$)。同时,由于青藏高原的阻隔,盆地的气候日趋干燥,湖水日益咸化,水生生物的发育受到抑制,沉积物富含碳酸盐类,后期膏盐沉积出现和有机碳含量低为特点。柴达木盆地第三系在地质发展历史上,拗陷和沉积中心存在自西向东,由南向北转移的现象(图 8-1)。例如,下干柴沟组(E_3^1)较深湖相在盆地西部茫崖拗陷,而上油砂山组(N_2^1)较深湖相已经转移其东部。但是,就沉积体系而言,各时代往往表现为一个整体。在整个上新世湖泊演化中,沉积中心始终位于盆地西部茫崖拗陷,有深湖相膏岩沉积,而一里坪拗陷却始终处于滨浅湖相和盐沼相部位。

一、早 2 井、红四一井上第三系

黄第藩等(1984)曾对早 2 井烃源层做过详细研究,具有一定的代表性。

(一) 早 2 井暗色泥岩发育、有效烃源层局部发育

早 2 井是一里坪拗陷目前钻探最深的一口探井,完钻深度达 6018m,地层属第四系至第三系的上新统。钻井过程只在钻至 3234m 以后,常有气测异常出现,所取气样可燃,异常集中及强度较大井段主要发育在 4000m 以下。在 5384 ~ 5521.6m 见几层油迹粉砂岩,测井解释了 4 个可能油层累计 15m 厚。在 5500m 左右曾获得 20L 高蜡低密度的轻质原油(0.8087g/cm^3)。

早 2 井剖面以富含钙质的细粒碎屑沉积为特征,由粉砂岩、粉砂质泥岩、钙质泥岩、和泥灰岩等组成,其本身构成一个下粗上细的大型沉积旋回。暗色泥岩发育,下油砂山组(N_2^1)暗色泥岩厚度为 828m,占地层厚度的 40.04%;上油砂山组(N_2^2)暗色泥岩厚度为

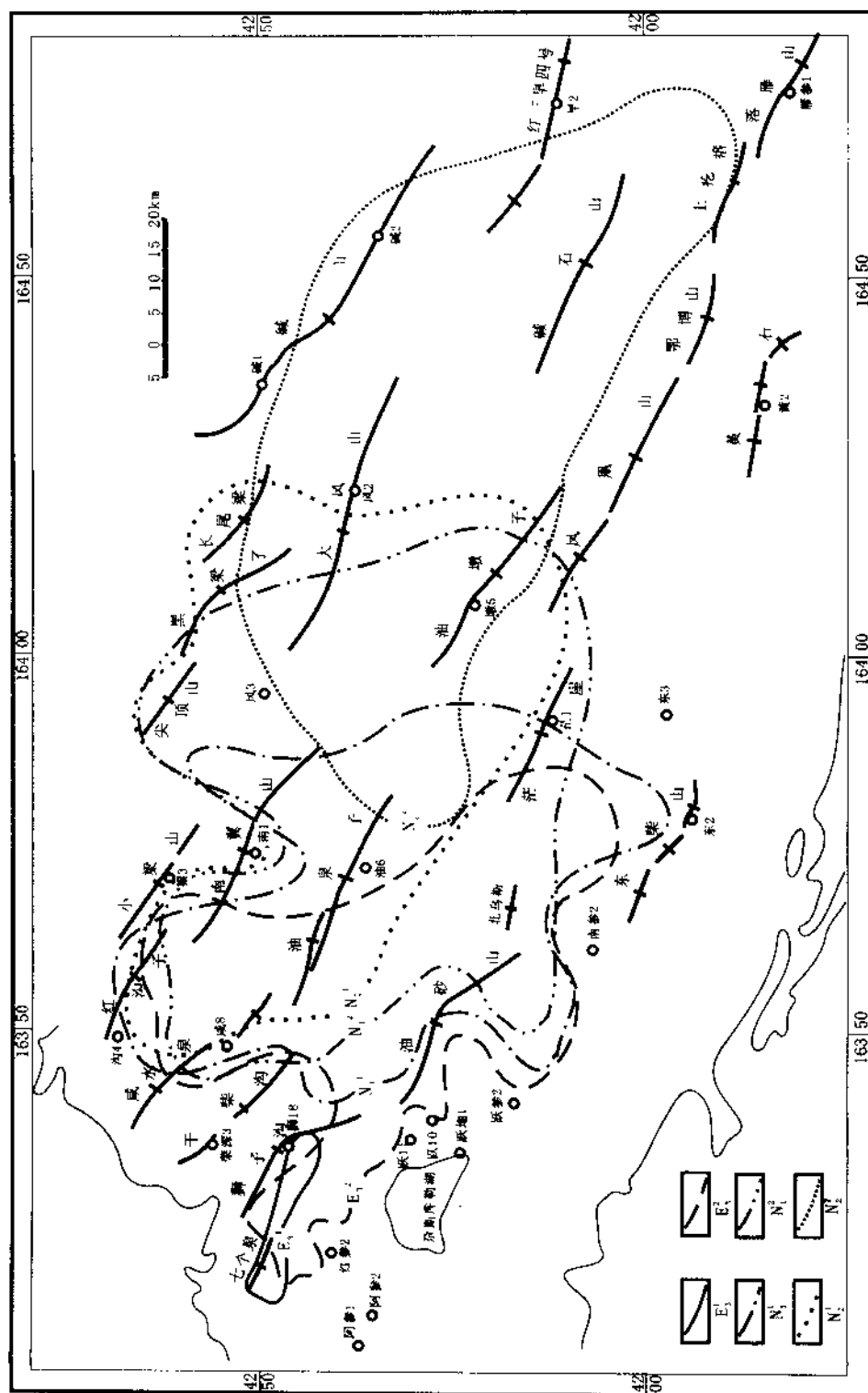


图 8-1 柴达木盆地 $E_3 \sim N_2$ 沉积相较深潮范围变化图

1211m,占地层厚度的 66.65%;狮子沟组(N_2)灰色、深灰色钙质、粉砂质泥岩和灰黄色泥灰岩发育;第四系七个泉组(Q)灰色淤泥、钙质粉砂质淤泥发育。但是,由于它们的有机质丰度很低,有效烃源层厚度却很薄(表 8-1)。

表 8-1 柴达木盆地一里坪拗陷主要探井有机质丰度统计数据表

井号	井段/m	层位	地层厚度/m	暗色泥岩厚度/m	有效烃源岩厚度/m	TOC/%	"A"/%	HC/%	评价结果
早 2 井	0~912.5	Q_{1+2}	912.5		—	0.11(8)	0.0091(2)	0.0037(2)	差—非 烃源岩
	912.5~2133	N_2	1220.5		—	0.14(18)	0.0093(7)	0.0033(7)	
	2133~3950	N_2	1817	1211	—	0.19(40)	0.0104(16)	0.0042(6)	
	3950~6018	N_2	2068	828	—	0.17(83)	0.0172(18)	0.0071(18)	
红四 一井	0~1241	Q_{1+2}	1241	1081	—	0.16~0.39 0.25(18)	0.0050(2)	0.0009(2)	差—非 烃源岩
	1241~2090	N_2	849	806	—	0.24(37) 0.10~0.32	0.0096(7) 0.003~0.0153	0.0025(7) 0.0007~0.0052	
	2090~2250	N_2	160	134	—	0.22(8) 0.14~0.28	0.0128(2)	0.0056(2)	
鸭 3 井	1000~1155	N_2	155	—	—				非烃源岩
	1155~2042	N_2	887	—	—				
	2042~4470	N_2	2428	—	—	0.23(2)	0.0030(5)	0.0008(1)	
	4470~5204.5	N_1	734.5	—	—	0.13(2)	0.022(2)		
鄂 2 井	10~828	N_2	1787.5 (加地面出 露厚度)	486	23	0.24(21)	0.0157(5)	0.0070(7)	非—差 (部分中等) 烃源岩
	828~2382	N_2	1554	682.5	19	0.23(36)	0.0124(7)		
	2382~2738	N_1	356	116	—	0.22(5)			
	2738~3225	N_1	487	130	32	0.41(12)			
	3225~3633.5	E_3	408.5	102	51	0.59(8)	0.0026(7)		
鄂 3 井	~409	N_1		103		0.2(5)			差—非 烃源岩
	409~2950	E_3	2541	21.5	7	0.21(6)	0.0394(1)	0.0134(1)	
碱 1 井	400~678	N_2	578		—	0.26(6)	0.0318(1)	0.0115(1)	差—非 烃源岩
	678~1023	N_2	345	286.5	—	0.25(10)	0.0166(2)	0.0147(1)	
	1023~2261	N_2	1238	780.5	—	0.23(31)	0.0259(7)	0.0116(7)	
	2261~2541	N_1	280	129.5	—	0.32(7)	0.0243(2)	0.0104(2)	
	2541~3046	N_1	505	238	43	0.31(11)	0.0308(2)	0.0141(2)	中等—差(部 分非)烃源岩
	3046~4579	E_3	1533	226	75	0.36(25)	0.0415(15)	0.0159(4)	
碱 2 井	500~1439.5	N_2	939.5	—	—	0.23(9)	0.0203(1)	0.0120(1)	差—非 烃源岩
	1439.5~2498	N_2	1058.5	774	—	0.21(16)	0.0171(7)	0.0099(7)	
	2498~4988	N_2	2490	1457.5	167	0.28(61)	0.0216(21)	0.0127(14)	非—差 (部分中等) 烃源岩
	4988~5130	N_1	142	73.5	—	0.35(3)	0.0394(1)	0.0099(4)	差烃源岩
牛 参 1 井	941.5~1510.5	N_2	569	—	—	—	—	—	非烃源岩
	1510.5~2259	N_2	748.5	—	—	—	—	—	
	2259~2548.5	N_1	289.5	—	—	—	—	—	
	2548.5~2979	N_1	430.5	8.5	—	—	—	—	
	2979~3908	E_3	929	—	—	—	—	—	

(二) 旱2井暗色泥岩有机质丰度很低

早2井暗色泥岩有机质丰度很低,有机碳含量变化在0.05%~0.38%之间,从井底6018m到第四系,随着湖水的进一步咸化,有机碳含量有规律的降低,但是,变化不大(图8-2),各层段平均只有0.11%~0.19%(表8-1),这是咸化水域中湖生生物贫乏的缘故。热解生烃潜量也很低,最高也不到0.2mg/g,一般只有0.01~0.1mg/g。一般来讲,在咸化湖泊中,尽管有机碳含量很低,有的可溶有机质沥青“A”含量却很高(例如,冀中晋县凹陷及柴达木盆地西部部分样品等),在未成熟时就可以生成未熟—低熟油。但是,早2井暗色泥岩不但有机碳含量很低,而且,沥青“A”含量也很低,最高也不超过0.0373%(图8-2),各层段平均只有0.0172%~0.0091%,总烃含量平均只有 71×10^{-6} ~ 33×10^{-6} ,未达到烃源岩的最低标准,也不具备生成未熟—低熟油的条件,只属差到非烃源岩。

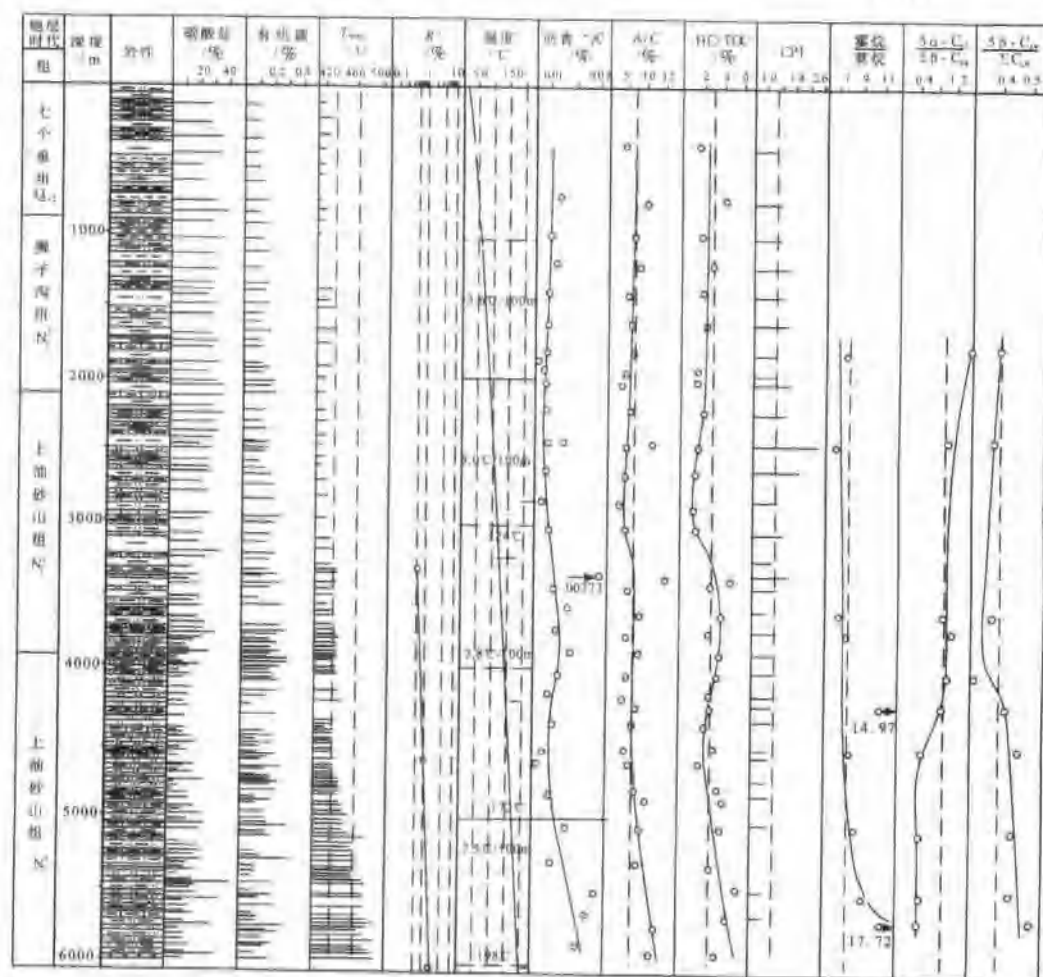


图 8-2 早 2 井地球化学综合剖面图

(三) 早2井为典型的腐植型干酪根

早2井暗色泥岩干酪根中普遍见棕色、黑棕色(部分呈黑色)的有机碎片,轮廓清楚(多为镜质体和丝质体组成),其含量一般在60%以上,甚至几乎完全由这种碎片所组成,反映了腐植型母质的特征。另外还有根少量的壳质成分和少量的无定型或似无定型有机质等,但没有发现结构特征分明的藻质体。样品中很少见到黄铁矿,说明为贫有机质的弱还原环境。

从早2井干酪根的元素组成来看,以低氢高氧为特征,H/C原子比一般变化在0.62~0.82之间,O/C原子比一般变化在0.13~0.32之间。因此,早2井暗色泥岩为典型的腐植型干酪根。

(四) 早2井的成熟度和成熟阶段划分

早2井实测地温梯度上部为3.6℃/100m,向下逐渐变小,下部为2.5℃/100m。这与该井下粗上细的大型沉积旋回相对应,即泥岩导热系数小,地温梯度大;砂岩导热系数大,地温梯度小。至井底低温高达198℃。

早2井岩样中的镜质体即少又细碎,且大多为半镜质体,特别是剖面上部的样品很难观测到可靠的数据。幸而在下部两个极薄的煤线中,经刘德汉教授等认真测定,取得了可靠的 R^o 数据。在4610m,镜质组反射率 $R^o = 1.0\%$,固体沥青反射率 $R^o = 0.9\%$;在6014m,镜质组反射率 $R^o = 1.85\%$ 。按时温曲线推测,在3300m,镜质组反射率 $R^o = 0.6\%$ 。根据早2井实测镜质组反射率随埋藏深度的变化曲线 $H = 2406 \ln(R^o) + 4557.6$ (图8-3),不难确定,早2井上第三系烃源岩可以划分为四个成熟阶段:

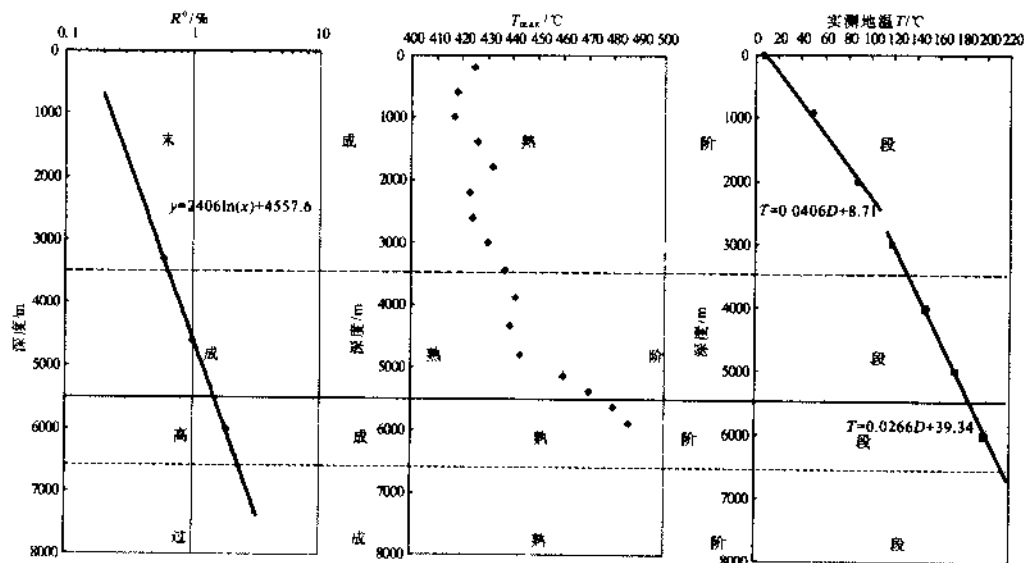


图8-3 一里坪拗陷早2井上第三系烃源层有机质的热演化阶段划分

1. 未成熟阶段

底界埋深(成油门限深度)小于 3300m,地温 $< 126^{\circ}\text{C}$, $R^{\circ} < 0.6\%$,热变指数 $\text{TAI} < 4$ (孢粉颜色浅黄—深黄),岩石热解 $T_{\text{max}} < 435^{\circ}\text{C}$,“A”/TOC $< 7\%$,总烃/TOC < 3 ,CPI > 1.3 。

2. 成熟阶段(生油阶段)

埋深 3300 ~ 5200m,地温 $126 \sim 177^{\circ}\text{C}$, R° 变化在 $0.6\% \sim 1.3\%$ 之间,热变指数 TAI 在 $4 \sim 7$ (孢粉颜色棕黄—深棕),岩石热解 T_{max} 在 $435 \sim 460^{\circ}\text{C}$,“A”/TOC $> 7\%$,总烃/TOC > 3 ,CPI 变化在 $1.01 \sim 1.3$ 之间。

3. 高成熟阶段(凝析油—湿气阶段,底界为推测)

埋深 5200 ~ 6250m,地温 $177 \sim 204^{\circ}\text{C}$, R° 变化在 $1.3\% \sim 2.0\%$ 之间,热变指数 $\text{TAI} > 7$ (孢粉颜色棕黑—黑色),岩石热解 T_{max} 在 $460 \sim 500^{\circ}\text{C}$,“A”/TOC 和总烃/TOC 还相对较高,这可能与有机质丰度太低生成的少量烃类为排出烃源岩有关,CPI 为 0.96 左右。

4. 过成熟阶段(干气阶段,推测)

埋深 $> 6250\text{m}$,地温 $> 204^{\circ}\text{C}$, $R^{\circ} > 2.0\%$,热变指数 $\text{TAI} > 7$ (孢粉颜色黑色),岩石热解 $T_{\text{max}} > 500^{\circ}\text{C}$,“A”/TOC 和总烃/TOC 应相对较低,CPI 在 1 左右。

(五) 红四—井上第三系烃源层评价

红四—井位于一里坪拗陷红三旱四号构造上,完钻井深 2250m,钻遇第四系至上新统中部。红四—井与早 2 井剖面上第三系相似,以富含钙质的细粒碎屑沉积为特征。暗色泥岩发育,揭开上油砂山组(N_2^1)地层只有 160m,暗色泥岩厚度为 134m,占地层厚度的 83.74%;狮子沟组(N_2^3)暗色泥岩厚度为 806m,占地层厚度的 94.94%;第四系七个泉组(Q)灰色淤泥、钙质粉砂质淤泥也有 1081 m。但是,它们的有机质丰度与早 2 井一样也很低,有效烃源层不发育(表 8-1)。

红四—井暗色泥岩有机质丰度很低,有机碳含量变化在 $0.1\% \sim 0.39\%$ 之间,从井底到第四系,有机碳含量变化不大(图 8-4),各层段平均变化在 $0.22\% \sim 0.25\%$,比早 2 井相应层段略高一些。热解生烃潜量也很低,最高也不到 0.6mg/g ,一般只有 0.2mg/g 左右。可溶有机质沥青“A”含量与早 2 井相似,平均也很低,最高也超不过 0.0153% ,各层段平均只有 $0.0128\% \sim 0.0050\%$ 。总烃含量平均只有 $56 \times 10^{-6} \sim 9 \times 10^{-6}$,未达到烃源岩的最低标准,也不具备生成未熟—低熟油的条件,只属差到非烃源岩。

红四—井干酪根类型指数相对较高一些,多属 $\text{III}_1 \sim \text{II}_2$ 型,这可能是把一部分腐植无定型定为腐泥无定型的缘故。从干酪根的元素组成来看,H/C 原子比一般也小于 0.85(图 8-4)。因此,红四—井暗色泥岩也应为腐植型干酪根。

红四—井岩样中的镜质组反射率值难以测定,大多为半镜质体,测出的数据一般偏高。从 R° 、OEP 值、甾烷、萜烷的异构化程度来看,红四—井目前钻遇的上第三系烃源岩

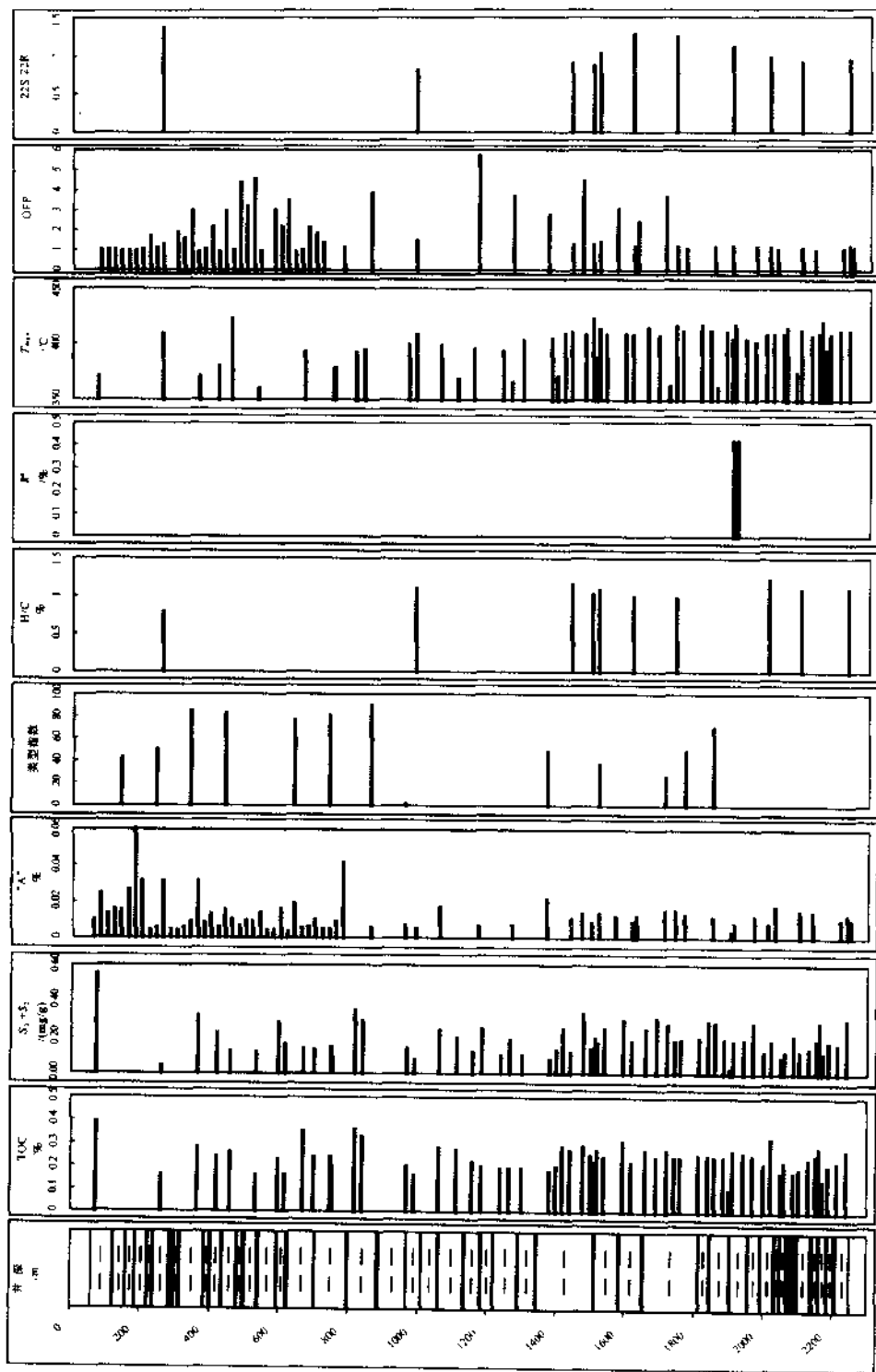


图 8-4 红四—井上第三系烃源层有机地化综合剖面图

均未成熟(图8-4)。

(六) 鸭3井上第三系

鸭3井位于一里坪拗陷鸭湖构造上,完钻井深5204.5m,钻遇第四系至中新统上干柴沟组。鸭3井与红四一井、早2井上第三系剖面的不同之处是暗色泥岩不发育,上干柴沟组(红四一井、早2井为钻遇)以褐灰、棕灰、棕红泥岩和砂岩、粉砂岩组成,其泥岩的有机质丰度很低,有机碳含量只有0.13%,可溶有机质沥青“A”含量为0.022%,未达到烃源岩的最低标准,只属非烃源岩;下油砂山组(N_2^1)地层以棕红色泥质砂岩、粉砂岩为主,泥岩有机碳含量为0.23%,可溶有机质沥青“A”含量只有0.003%,未达到烃源岩的最低标准,也属非烃源岩;上油砂山组(N_2^2)地层以灰绿色、棕灰色泥岩、粉砂岩为主;狮子沟组(N_2^3)则以黄、灰黄色泥岩泥质砂岩、粉砂岩为主。它们均为非烃源岩(表8-1)。

二、鄂2井、鄂3井第三系

(一) 鄂博梁Ⅰ号鄂3井

鄂3井位于鄂博梁Ⅰ号构造上,完钻井深3550m,钻遇上第三系上干柴沟组至下第三系路乐河组。鄂博梁Ⅰ号在 $N_1 \sim E_3$ 见到了油气显示,基本上在纵贯构造北翼的大逆断层下盘。鄂3井完钻气喷测试为水层。鄂3井剖面与一里坪拗陷红四一井、早2井等上第三系剖面并不完全相同,缺失了 $Q \sim N_2^1$ 地层。鄂3井剖面中 $N_1 \sim E_3$ 为一套以灰为主、红灰间互的泥岩和砂岩剖面(图8-5)。

鄂3井下干柴沟组(E_3^1)暗色泥岩的有机碳含量平均只有0.21%,但是也有一个样品大于0.5%,可溶有机质沥青“A”含量为0.0394%,总烃含量为 134×10^{-6} ,尽管其有机质丰度仍很低,但相对红四一井和早2井等上第三系要高得多,总体上来讲,鄂3井下干柴沟组(E_3^1)的暗色泥岩为差—非烃源岩,部分也可能达到中等烃源岩的标准。

鄂3井上干柴沟组(N_1^1)下部泥岩的有机碳含量平均只有0.2%,应为差—非烃源岩。

(二) 鄂博梁Ⅱ号鄂2井

鄂2井位于鄂博梁Ⅱ号构造上,完钻井深3633.5m,钻遇上第三系上油砂山组至下第三系下干柴沟组(E_3^2)。鄂2井与鄂3井剖面相似,缺失了 $Q \sim N_2^1$ 地层。鄂2井钻遇的 $N_1 \sim E_3$ 为一套以红为主、红灰间互层,暗色泥岩的有机碳含量具有向下增加的趋势(图8-6)。 E_3^2 暗色泥岩厚102m,占地层厚度的24.97%,有50%的有机碳含量大于0.5%,最高可以大于1%,本段有机碳含量平均为0.59%。本段有51m厚的中等烃源岩即有效烃源岩,但是沥青“A”含量并不高,平均只有0.0026%。总体上,本段暗色泥岩属差—中等烃源岩。

N_1 暗色泥岩厚246m,占地层厚度的29.18%,有25%的样品,有机碳含量大于0.5%,

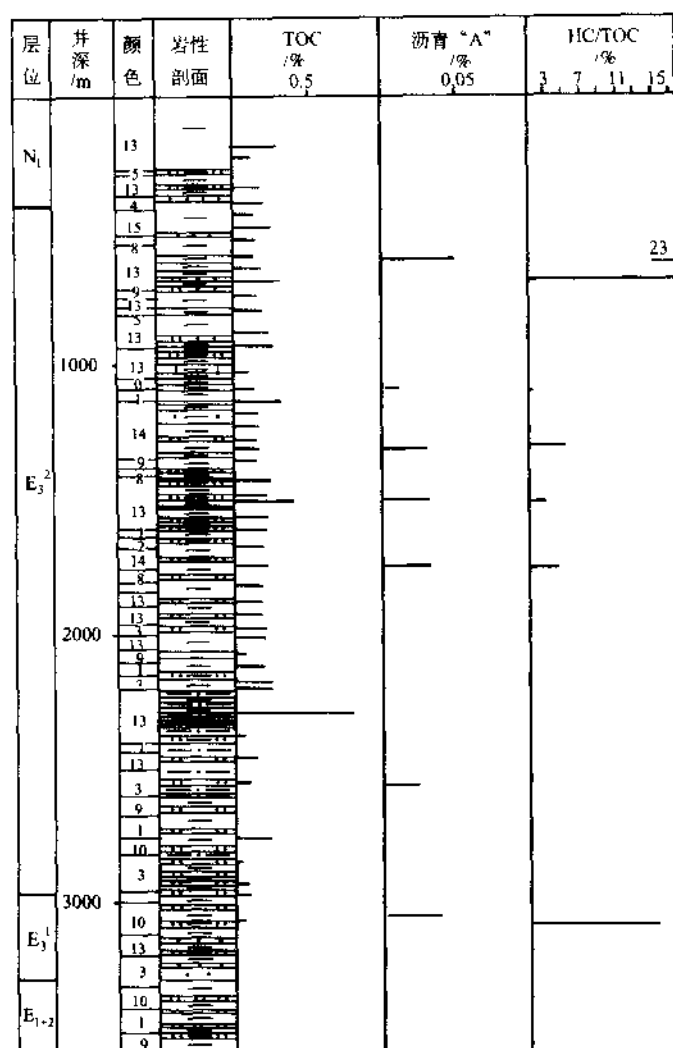


图 8-5 鄂博梁 I 号构造鄂 3 井第三系有机地球化学综合剖面图

本段有机碳含量平均为 0.22% ~ 0.41%，就有机碳含量而言，暗色泥岩属差—非烃源岩，部分也可达中等烃源岩，其有效烃源岩厚度约 32m。

N₁² 暗色泥岩厚 682m，占地层厚度的 43.89%，有 1 个样品有机碳含量大于 0.5%，本段分析样品数较多，达到 36 个，有机碳含量平均为 0.23%，沥青“A”含量平均为 0.0124%。本段暗色泥岩应属差—非烃源岩，极少部分也可达中等烃源岩，有效烃源岩厚度约 19m。

N₂² 暗色泥岩厚 486m，占地层厚度的 27.2%，也有 1 个样品有机碳含量大于 0.5%，本段分析样品数也较多，达到 21 个，有机碳含量平均为 0.24%，沥青“A”含量平均为 0.0157%。与 N₁² 暗色泥岩相似，也应属差—非烃源岩，极少部分也可达中等烃源岩，有效烃源岩厚度约 23m。

鄂 2 井的生油条件相对鄂 3 井及红四—井和早 2 井等上第三系要好一些。从热解氢

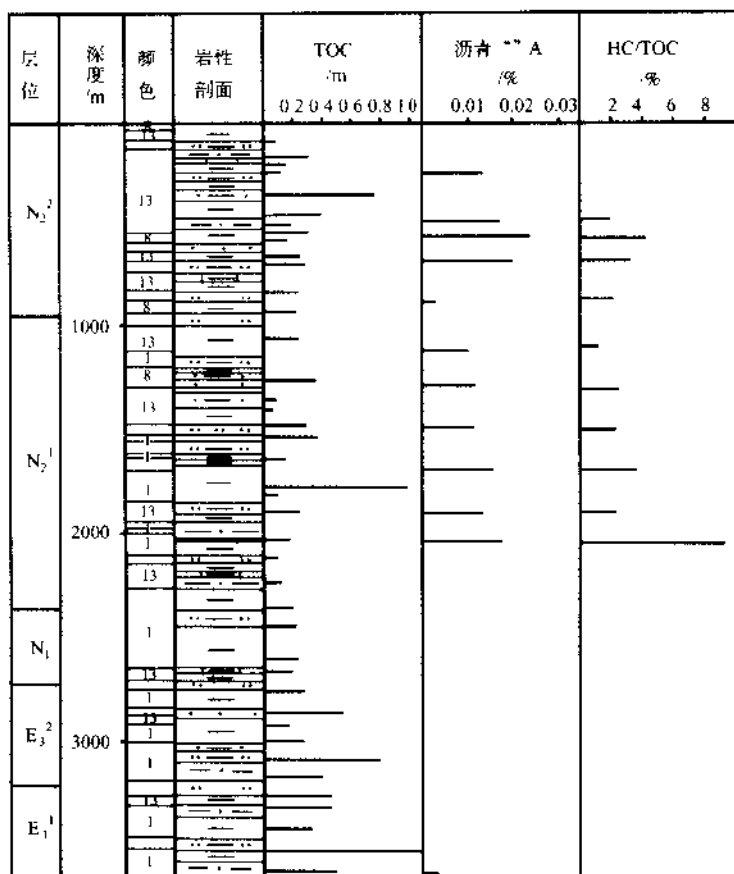


图 8-6 鄂博梁Ⅱ号构造鄂2井第三系有机地球化学综合剖面图

指数来看(图 8-7),其母质类型也以Ⅲ为主,部分可能为Ⅱ₂型。

(三) 牛参 1 井

在鄂博梁Ⅰ号鄂3井西侧的牛参1井,除第四系外,为一套又红又粗的碎屑岩沉积,该井 4763m 钻达 E₁₂,均不具生油条件。

三、碱 2 井、碱 1 井第三系

(一) 碱 1 井

碱 1 井位于一里坪拗陷西南边界附近的碱山构造上,完钻井深 5278.76m,钻遇第四系至下第三系路乐河组(E₁₂)。碱山构造相对靠近盆地西部,灰色层增多,为滨、浅湖相沉积。但是,碱 1 井仍基本是红灰间互,暗色泥岩相对鄂 2、3 井增加。纵向上,随着埋藏

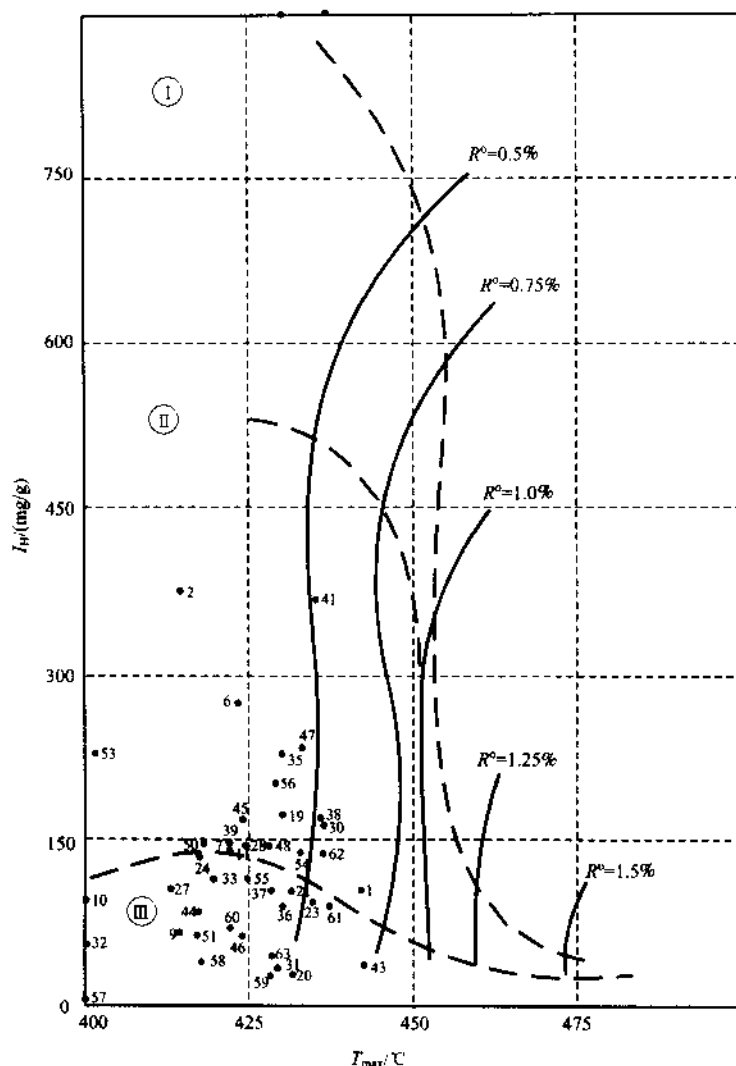


图 8-7 鄂 2 井 I_H - T_{max} 关系图

深度的增加或层位的变老,暗色泥岩的有机碳含量明显增加(图 8-8)。

E_2^1 暗色泥岩厚 226m,占地层厚度的 14.74%,有三分之一的样品有机碳含量大于 0.5%,最高为 0.84%,本段有机碳含量平均为 0.36%,沥青“A”含量相对较高,平均为 0.0415%,也是本区所有第三系烃源岩中最高的,总烃含量平均 150×10^{-6} 以上。本段暗色泥岩应属差—中等烃源岩,有效烃源岩厚 75m。

N_1 暗色泥岩厚 368m,占地层厚度的 46.88%,有 18%的样品有机碳含量大于 0.5%,平均为 0.32%,沥青“A”含量平均为 0.0276%,总烃含量平均 123×10^{-6} ,就有机质丰度而言,暗色泥岩属差—非烃源岩,部分为中等烃源岩,其有效烃源岩厚度约 43m。

N_2^1 暗色泥岩厚 781m,占地层厚度的 63.05%,所有样品有机碳含量小于 0.5%,31 个

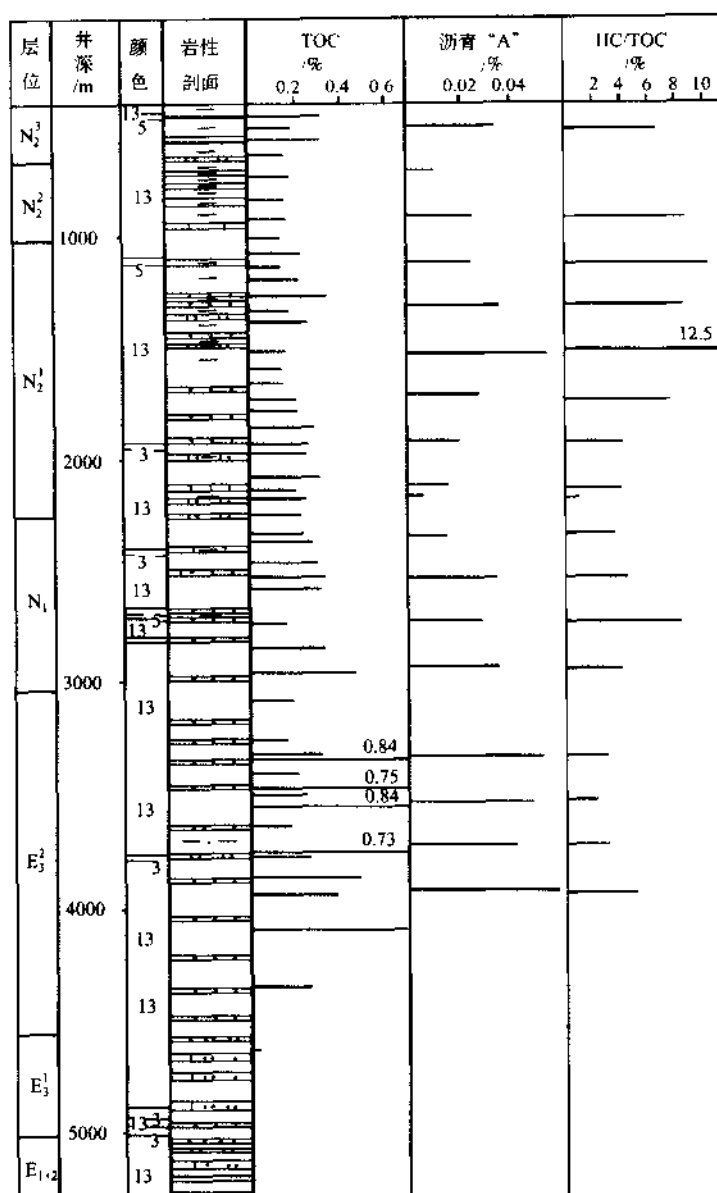


图 8-8 碱山构造碱 1 井第三系有机地球化学剖面图

样品平均为 0.23%，沥青“A”含量平均为 0.0259%，总烃含量平均 116×10^{-6} 。本段暗色泥岩应属差—非烃源岩。

N₂² 暗色泥岩厚 287m，占地层厚度的 83%，有机碳含量平均为 0.25%，沥青“A”含量平均为 0.0166%。与 N₂¹ 暗色泥岩相似，也应属差—非烃源岩。N₂³ 暗色泥岩的有机碳含量平均为 0.26%，沥青“A”含量平均为 0.0318%，也应属差—非烃源岩。

碱 1 井的生油条件相对鄂 3、2 井及红四—井和早 2 井等要相对好一些，尤其是 E₂² 烃源岩值得注意。

(二) 碱 2 井

碱 2 井与碱 1 井同位于一里坪拗陷西南边界附近的碱山构造上,碱 2 井更靠近红三早四号,完钻井深 5130m,钻遇第四系至上第三系上干柴沟组(N_1)。碱 2 井也为滨、浅湖相沉积,红灰间互。纵向上,随着埋藏深度的增加或层位的变老,暗色泥岩的有机碳含量也明显增加(图 8-9)。

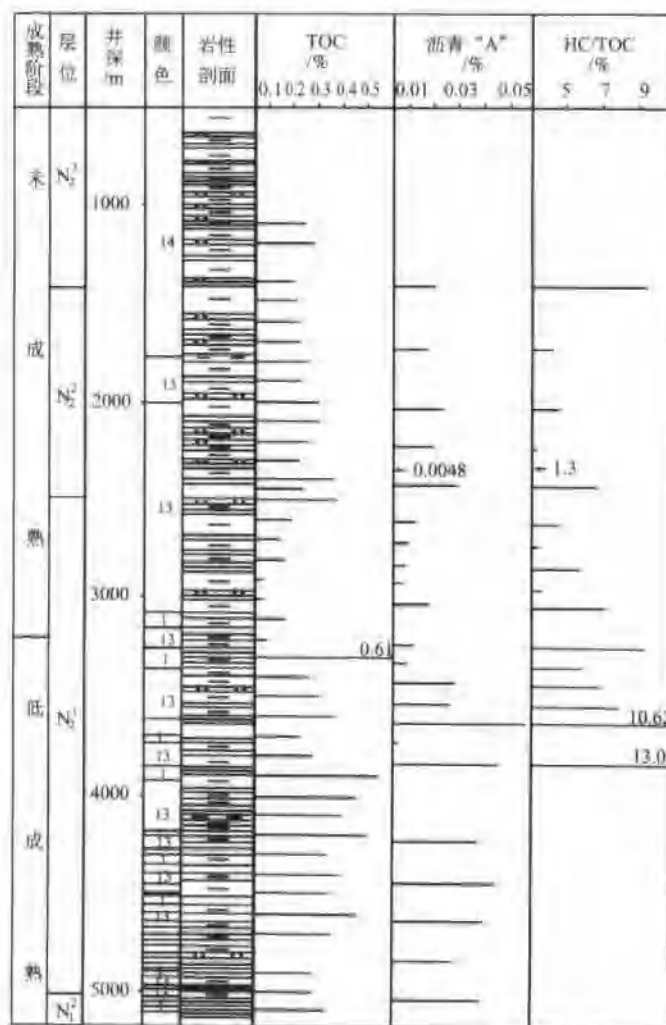


图 8-9 碱山构造碱 2 井上第三系有机地球化学综合剖面图

N_1 只揭开上部地层,暗色泥岩厚 74m,占地层厚度的 51.76%,有机碳含量平均为 0.36%,沥青“A”含量相对较高,平均为 0.0394%,总烃含量平均 99×10^{-6} ,为差烃源岩。

N_2 暗色泥岩厚度较大,达 1458m,占地层厚度的 58.55%,有 11%样品的有机碳含量大于 0.5%,61 个样品平均为 0.28%,沥青“A”含量平均为 0.0216%,总烃含量平均为

127×10^{-6} , 就有机质丰度而言, 暗色泥岩属差—非烃源岩, 少部分为中等烃源岩, 其厚度约 167m。

N₂ 暗色泥岩厚 774m, 占地层厚度的 73.12%, 所有样品有机碳含量小于 0.5%, 平均为 0.21%, 沥青“A”含量平均为 0.0171%, 总烃含量平均 99×10^{-6} 。本段暗色泥岩应属差—非烃源岩。

N₃ 也以浅灰色泥岩为主, 有机碳含量平均为 0.23%, 沥青“A”含量平均为 0.0203%, 也属差—非烃源岩。

碱 2 井的上第三系生油条件相对碱 1 井及红四—井和早 2 井等上第三系要好一些。从热解氢指数来看(图 8-10), 其母质类型以 III 为主, 少部分可能为 II₂ 型。

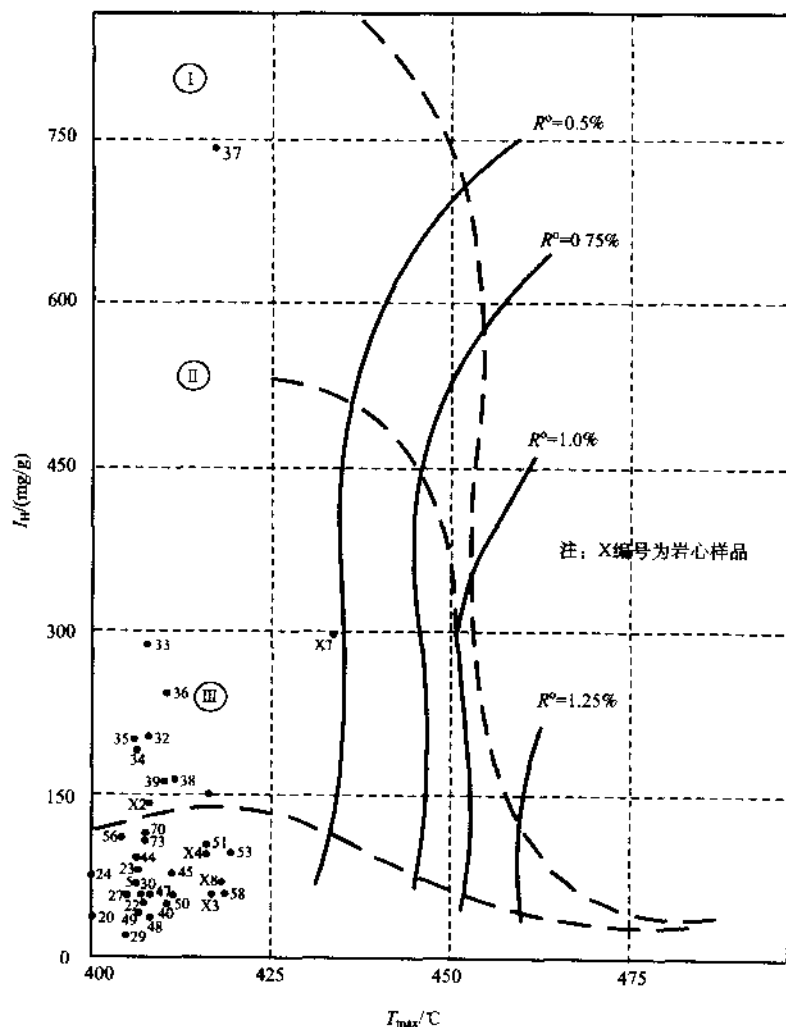


图 8-10 碱 2 井 I_H - T_{max} 关系图

碱 2 井、鄂 2 井第三系烃源岩都做过热解分析, T_{max} 一般都低于 430°C(图 8-7、图 8-10) 显然利用 T_{max} 来确定成熟度或成熟门限是不理想的。除早 2 井、红四—井外, 只有碱 2 井

在 N_2^1 段 3240m 的薄煤层中测出一块镜质组反射率, 为 0.56%。这与早 2 井确定的成熟门限深度为 3300m, R^0 为 0.6% 是一致的。

第二节 柴北缘第三系烃源层的分布

柴达木盆地第三系烃源层由西南向东北方向逐渐变差, 至柴北缘的赛什腾地区, 第三系已基本上为红层。下面简述一下柴达木盆地第三系烃源层各层段在平面上的变化。以便较好的评价柴北缘特别是一里坪拗陷的第三系烃源层。

一、柴达木盆地西部茫崖拗陷第三系烃源层概述

茫崖拗陷是柴达木盆地第三系湖泊的最早发祥地, 可分为南区——昆北断阶带、中区——茫崖凹陷、北区——小梁山凹陷。昆北断阶带, 第三系平均厚度 4000 余米, $E_3 \sim N_2^1$ 累计发育有厚约 1000m 的湖相暗色泥质岩沉积。茫崖拗陷第三系沉积最厚的地区, 约近 10000m, $E_3 \sim N_2^1$ 湖相暗色沉积累计厚达 3600 多米。小梁山凹陷第三系平均厚度约 7000 多米, $E_3 \sim N_2^1$ 浅湖、滨湖及河流沼泽相暗色泥质岩沉积厚度累计达 3400 余米(表 8-2)。

表 8-2 茫崖拗陷第三系烃源岩的分布状况表

地区	第三系地层厚度/m				烃源岩厚度/m				主要沉积相	烃源岩主要岩性
	E_3	N_1	N_2^1	N_2^2	E_3	N_1	N_2^1	合计		
昆北断阶带	1600	800	1000	600	500 ~ 1000	300 ~ 500	100 ~ 300	1000	滨浅湖相	泥岩夹碳酸盐岩
茫崖凹陷	2400 ~ 3200	1800	1000 ~ 2000	2600	2000	700	790	3600	浅湖—较深湖	碳酸盐岩, 泥岩, 灰质泥岩
小梁山凹陷	2000	1000	1800	2000	1500 ~ 2000	600	1100	3400	浅湖—较深湖	泥岩, 碳酸盐岩

茫崖拗陷第三系在不同地区主要烃源岩的分布又有所不同, 在茫崖凹陷以 E_3^1 、 E_3^2 最好(表 8-3), 其次是 N_1 。在昆北断阶带也以 E_3^2 (有些地区 E_3^1) 为最好, 其次是 N_1 。在小梁山凹陷则以 E_3^2 和 N_1 为最好, 其次是 N_2^1 。

表 8-3 茫崖拗陷第三系烃源岩有机质丰度数据表

层位	昆北断阶带			茫崖凹陷			小梁山凹陷			全区合计			HC/ TOC /%
	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	
N_2^2				0.345 (88)	0.035 (24)	111 (12)	0.287 (167)	0.046 (35)	263 (29)	0.307 (255)	0.041 (59)	218 (41)	7.10
N_2^1	0.18 (48)	0.073 (17)	342 (10)	0.316 (80)	0.061 (26)	316 (19)	0.268 (242)	0.081 (58)	528 (47)	0.267 (370)	0.076 (101)	450 (76)	16.85
N_2	0.18 (48)	0.073 (17)	342 (10)	0.332 (168)	0.048 (50)	236 (31)	0.276 (409)	0.068 (93)	427 (76)	0.283 (625)	0.062 (160)	369 (117)	13.04

续表

层位	昆北断阶带			茫崖凹陷			小梁山凹陷			全区合计			HC/ TOC /%
	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	TOC /%	"A" /%	HC /10 ⁻⁶	
N ₂ ¹	0.235 (61)	0.065 (9)	287 (7)	0.392 (60)	0.137 (16)	471 (12)	0.327 (47)	0.064 (13)	352 (12)	0.317 (168)	0.095 (38)	381 (31)	12.02
N ₂ ¹	0.305 (175)	0.164 (33)	797 (27)	0.394 (88)	0.096 (16)	533 (12)	0.254 (102)	0.074 (22)	465 (16)	0.312 (365)	0.121 (71)	643 (55)	20.16
N ₁	0.287 (236)	0.143 (42)	690 (34)	0.393 (148)	0.117 (32)	502 (24)	0.277 (149)	0.071 (35)	416 (28)	0.313 (533)	0.112 (109)	549 (86)	17.54
E ₂ ³	0.425 (384)	0.106 (78)	460 (56)	0.315 (195)	0.110 (37)	345 (23)	0.272 (260)	0.044 (54)	289 (40)	0.352 (839)	0.087 (169)	380 (119)	10.79
合计	0.358 (668)	0.114 (137)	526 (100)	0.343 (511)	0.086 (119)	350 (78)	0.275 (818)	0.061 (182)	386 (144)	0.320 (1997)	0.084 (438)	421 (322)	13.16

茫崖凹陷第三系有机碳含量普遍较低,平均只有 0.32%,而沥青“A”相对较高,平均为 0.084%,沥青“A”和烃的转化率相对较高,这与碳酸盐岩烃源岩的特征十分相似。这正是形成未熟—低熟油的有利场所。从未熟—低熟油形成的条件(半咸化—盐湖水体、可溶有机质含量高、有机质类型好、排烃有利)来看,以 E₂³ 为好烃源层,其次为 E₂²,它们主要分布在狮子沟、跃进、七个泉及绿草滩;再其次是 N₁,它们主要分布在南翼山、油砂山、咸水泉及士林沟地区(图 8-11)。茫崖凹陷第三系干酪根中源于藻类和某些草本植物的无定形体相当丰富。第三系干酪根的 H/C 原子比一般在 1.0~1.4 之间(特别是尕斯断陷),干柴沟和咸水泉相对较低,在 0.8~1.0 之间,小梁山凹陷一般在 0.6~0.9 之间。氢指数多数在 250~600mg/g 之间,表现出腐植腐泥型干酪根的特点。在纵向上,由老至新腐植型增加,横向上的分布与沉积中心随时代的转移相联系。E₂ 烃源岩岩层在狮子沟—油砂山一带和尕斯断陷北部多含腐植腐泥型(Ⅱ₁),干柴沟—油泉子一带以腐植腐泥型(Ⅱ₂)为主,小梁山凹陷和大风山一带以腐泥腐植型(Ⅱ₂)为主。N₁ 时期由于湖盆沉积中心北移,尕斯断陷 N₁ 生油岩以腐泥腐植型为主,茫崖凹陷腐植腐泥型的范围比 E₂ 层往北扩张,小梁山凹陷由 E₂ 的腐泥腐植型变为 N₁ 的腐植腐泥型。N₂¹ 烃源岩类型较差,以腐植型为主,次为腐泥腐植型,腐植腐泥型只分布在小梁山凹陷和大风山一带及茫崖凹陷中心地区。显然是受控于 N₂¹ 时期湖盆沉积中心的东移(表 8-4)。茫崖凹陷内不同地区、不同层位烃源岩有机质的热演化程度差别较大,总体看来烃源岩有机质的成熟度不很高,本区主力烃源岩层(E₂ 和 N₁ 下部)大多处于成熟阶段,而 N₂¹ 烃源岩则处于未成熟至低成熟阶段(表 8-5、表 8-6、表 8-7^①)。

总体上说,柴达木盆地西部茫崖凹陷内第三系烃源岩为半咸水—咸水强还原环境;有机碳含量虽然不太高,但是可溶沥青“A”含量较高,达到了好烃源岩的标准;E₂~N₁ 有机质类型以 I~Ⅱ₁ 为主,藻类体发育;有机质演化程度多处于未成熟—低成熟阶段,具有形成未熟—低熟油的能力。但是,不同地区、不同层位烃源岩的有机质类型、氧化还原程度变化很大,到干柴沟、油泉子、咸水泉的 E₂³,油砂山的 N₁,碱山的 N₁、N₂ 有机质类型主要为Ⅲ型,沉积环境也变为弱氧化弱还原,基本无形成未熟—低熟油的能力。

① 周嘉麒,1984,青海柴达木盆地第三系生油层特征及评价

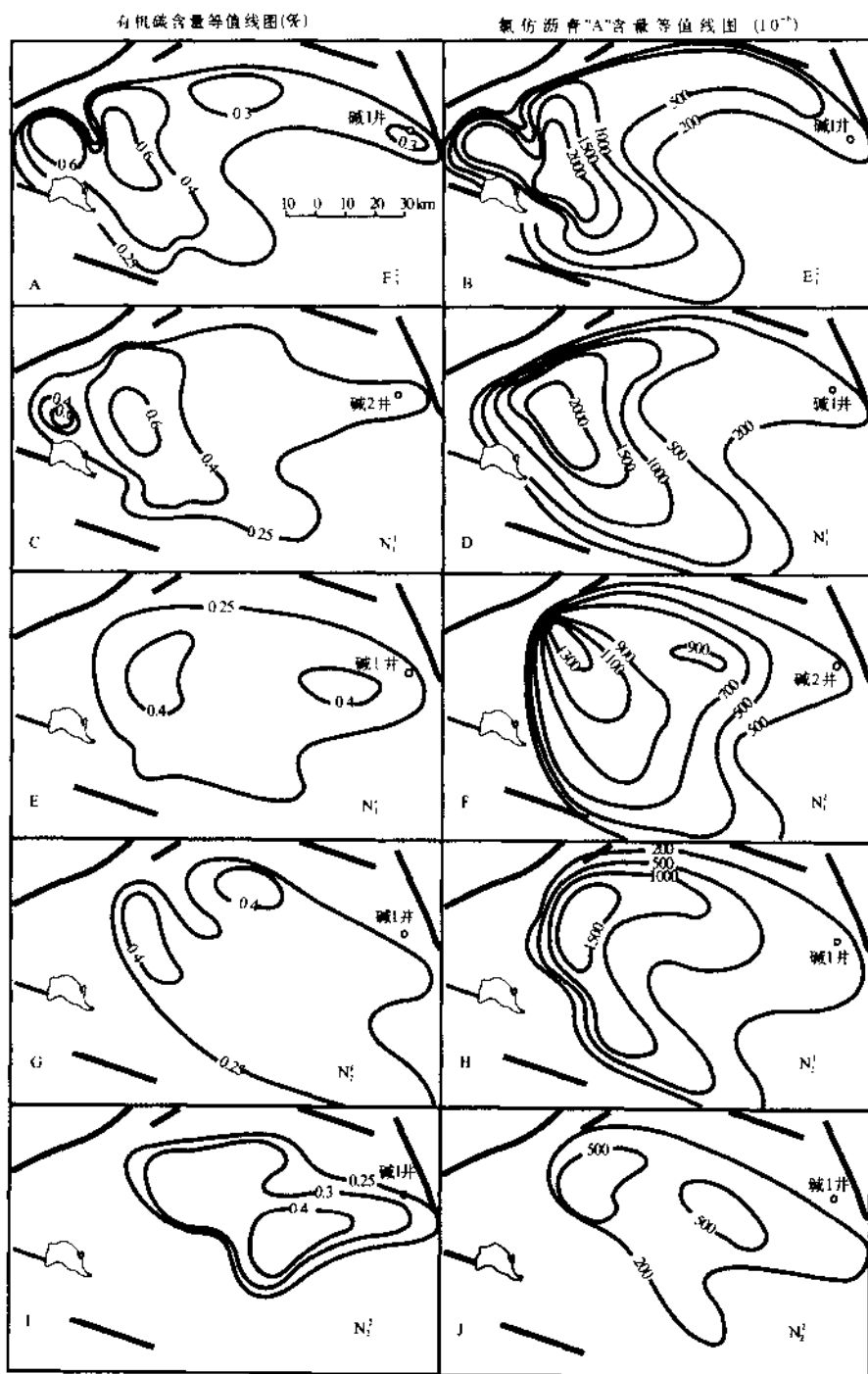


图 8-11 柴达木盆地西部第三系各层段烃源层有机碳和沥青“A”含量等值线图

表 8-4 茫崖拗陷第三系烃源岩的有机质类型数据表

层位	地区	腐泥型(I)	腐植腐泥型(II ₁)	混合型(II)	腐泥腐植型(II ₂)	腐植型(III)
N ₂	小梁山凹陷			10.1(1)	22.2(2)	66.7(6)
N ₁	小梁山凹陷			40(2)		60(3)
	茫崖凹陷			14.3(1)		85.7(6)
N ₁	小梁山凹陷			33(1)		67(2)
	茫崖凹陷		50(2)		50(2)	
	昆北断阶带		33(1)			67(2)
E ₃	小梁山凹陷		33(1)			67(2)
	茫崖凹陷	20(2)	40(4)	20(2)		20(2)

注:40(4) = 百分比(样品数)。

表 8-5 茫崖拗陷第三系烃源岩有机质的成熟度参数表

井号	层位	井段/m	R ^o /%	5aC ₂₈ +29/C ₂₇	20S/20(S+R)C ₂₉	5β/5(α+β)C ₂₉	20S/20(S+R)C ₃₁	T _m /T _s
南 1	N ₁	2570	0.66	1.26	0.466	0.396	0.627	3.57
梁 3	N ₂	1764.48	0.53	2.15	0.012	0.212	0.578	4.65
狮 20	N ₁	2342 ~ 2520	0.60	2.22	0.146	0.81	0.517	22.22
	N ₁	2820 ~ 2960	0.84	1.90	0.182	0.095	0.524	7.19
	E ₃	3170 ~ 3320	0.87	1.88	0.226	0.122	0.555	6.13
	E ₃	3500 ~ 3650	0.89	1.79	0.331	0.186	0.587	3.89
	E ₃	3810 ~ 3960	1.00	1.29	0.413	0.271	0.622	0.34
	E ₃	4100 ~ 4250	1.10	1.43	0.494	0.466	0.620	1.95
	E ₃	4420 ~ 4560	1.16	1.44	0.554	0.513	0.628	2.98

表 8-6 茫崖拗陷、一里坪拗陷第三系烃源岩有机质的 R^o 分析结果统计表

井号	井深/m	层位	R ^o /%	井号	井深/m	层位	R ^o /%
梁 3	1840	N ₂	0.53	七深 4	1619.7	E ₃	0.97
花 79	1851.19	N ₂	1.08	威 7	1693	E ₃	1.22
南 1	2574	N ₂	0.66	尖 6	2644.5	E ₃	1.25
碱 2	3240	N ₂	0.56	跃参 2	2907.2	E ₃	0.89
早 2	4608 ~ 4610	N ₂	1.00	狮 20	3020 ~ 3170	E ₃	0.68
	6012 ~ 6014	N ₂	1.85	跃心 1	3200.18	E ₃	0.90
跃参 1	2450	N ₁	0.60	狮 20	3500 ~ 3650	E ₃	0.89
跃深 3	2521	N ₁	0.45	狮 15	3902 ~ 3990	E ₃	1.02
狮 20	2820 ~ 2960	N ₁	0.54	风 2	4028.5	E ₃	1.89
七心 1	875.2	E ₃	0.42	狮 20	4250 ~ 4400	E ₃	1.18
柴 3	1237.03	E ₃	0.83				

表 8-7 茫崖拗陷第三系烃源岩有机质的热演化阶段表(据邵宏顺 1993)

热演化阶段		生烃门限/m	排烃门限/m
未成熟			
低成熟	昆北断阶带	3400	3900
	茫崖凹陷	3200	3400
	小梁山凹陷	2500 ~ 2700	3050

热演化阶段		生烃门限/m	排烃门限/m
成熟	昆北断阶带	4100	4350
	茫崖凹陷	3800	4400
	小梁山凹陷	3000	> 3600
高成熟	昆北断阶带	> 4500	
	茫崖凹陷	> 4600	
	小梁山凹陷	> 4000	

二、一里坪拗陷第三系烃源层的分布

一里坪拗陷在柴达木盆地第三系尤其是下第三系和上第三系中新统湖泊演化中,始终位于以茫崖拗陷湖泊相沉积为主体的边缘相带即滨浅湖相和盐沼相部位(图 8-1)。鄂 2、鄂 3 井和碱 1、碱 2 井等基本上是红灰间互, N_1 较 E_3 灰层增多,反映的是一种非稳定湖盆沉积,不利于油气的大规模生成和聚集。但是,从鄂 2、鄂 3 井、碱 1、碱 2 井有机地球化学剖面(图 8-5、图 8-6、图 8-8、图 8-9)和柴达木盆地西部 N_1-E_3 有机碳和沥青“A”的平面变化(图 8-11A、B、C、D、E、F)中可以看出:一里坪拗陷的下第三系和上第三系中新统烃源岩尽管有机质丰度不高,而且具有向东北方向变差的趋势,有机质类型也以Ⅲ型为主,但是,仍具有一定的生油气能力,属差烃源岩范畴,部分可发育一定厚度的中等烃源岩。由于早 2 井等为钻开 N_1-E_3 ,也可能向一里坪拗陷中心变好一些,仍不会超出差烃源岩或

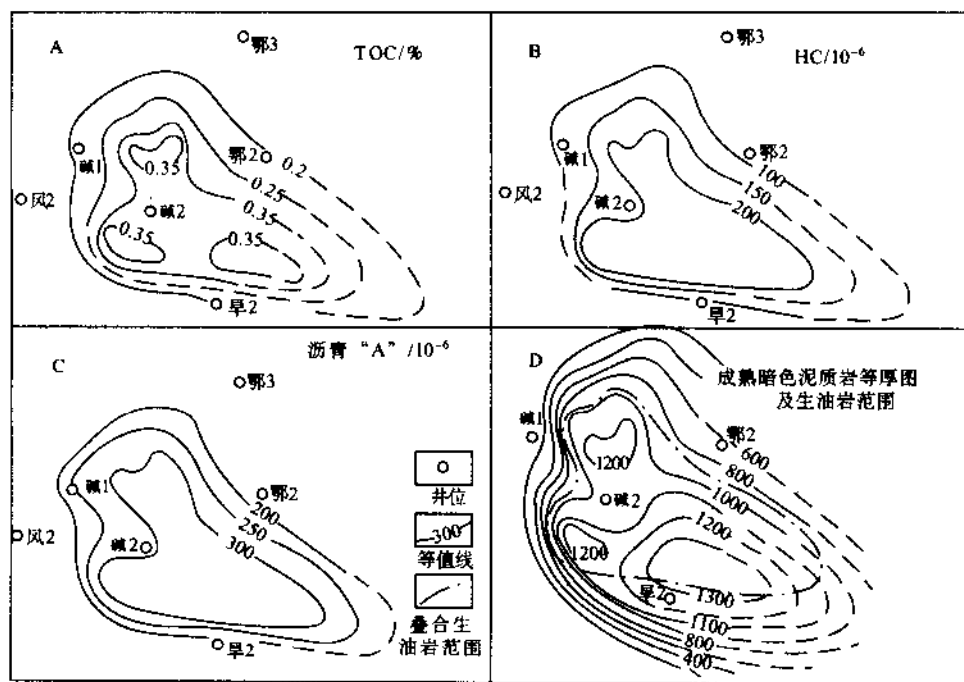


图 8-12 一里坪拗陷上第三系上新统烃源岩评价图

部分中等烃源岩的范围。

一里坪拗陷在柴达木盆地上第三系上新统湖泊演化中,位于湖泊沉积的主体部位,尤其是 N_2^{+3} (图 8-1)。早 2、红四一、鄂 2、鄂 3 井和碱 1、碱 2 井等都存在一套滨浅湖相沉积,以灰、深灰色泥岩为主, N_2 下部出现紫红、夹棕红色,砂岩类增加。着一套沉积不仅具厚,而且暗色泥岩比例高(表 8-1),这与盆地的构造发展及湖盆转移规律是一致的。其成熟暗色泥岩厚度的平面分布见图 8-12D,最厚的在早 2 井—碱 2 井周围,可达 1000m 以上。但是,其有机质丰度很低,TOC 在 0.35% ~ 0.2% 之间(图 8-12A),沥青“A”不超过 0.03%(图 8-12C),总烃一般不到 150×10^{-6} (图 8-12B)。总的来说,尽管上新统处于湖泊沉积的主体部位,为一套滨浅湖相沉积,且以灰、深灰色泥岩为主。但是,湖盆已进入咸化收缩期,是与低有机质丰度相伴生的。因此,烃源岩的有机质丰度要比 $N_1 \sim E_3$ 低的多,只为非一差烃源岩,而且多为非烃源岩。

小 结

(1) 柴达木盆地第三系烃源层主要发育在盆地西部茫崖拗陷。第三系烃源层随着第三系沉积相的变化,由西南向东北方向逐渐变差,至柴北缘的赛什腾地区,第三系已基本上为红层即非烃源层了。

(2) 一里坪拗陷(包括昆特依断陷)第三系的主要烃源层是下第三系和上第三系中新统的暗色泥岩,其有机质丰度多在差烃源岩范围内($TOC = 0.3\% \sim 0.5\%$),只有碱 2 井 E_3 有机碳含量平均为 0.59%,部分发育不等厚的中等烃源岩,有效烃源岩厚度一般在 20 ~ 75m。但是其有机质类型以Ⅲ型为主,具有一定的生油气能力。

(3) 一里坪拗陷上第三系上新统烃源岩尽管处于湖泊沉积的主体部位(滨浅湖相沉积),以灰、深灰色泥岩为主。但是,湖盆已进入咸化收缩期,是与低有机质丰度相伴生的。烃源岩的有机质丰度要比 $N_1 \sim E_3$ 低的多,有机质类型以Ⅲ型为主,只为一套非一差烃源岩,且多为非烃源岩。早 2 井、红四一井的烃源层评价很好的说明了这一点。

(4) 从早 2 井的热演化剖面可以看出:实测镜质组反射率随埋藏深度的变化曲线为 $H = 2406 \ln(R^\circ) + 4557.6$,第三系烃源岩可以划分为四个成熟阶段:

- 1) 未成熟阶段(底界埋深(成油门限深度)小于 3300m,地温 $< 126^\circ\text{C}$, $R^\circ < 0.6\%$ 。
 - 2) 成熟阶段(生油阶段)埋深 3300 ~ 5200m,地温 $126 \sim 177^\circ\text{C}$, R° 变化在 0.6% ~ 1.3% 之间。
 - 3) 高成熟阶段(凝析油—温气阶段)埋深 5200 ~ 6250m,地温 $177 \sim 204^\circ\text{C}$, R° 变化在 1.3% ~ 2.0% 之间。
 - 4) 过成熟阶段(干气阶段)埋深 $> 6250\text{m}$,地温 $> 204^\circ\text{C}$, $R^\circ > 2.0\%$ 。
- 一里坪拗陷第三系烃源岩基本上符合这一规律。

第九章 柴北缘的油气源对比

第一节 柴达木盆地天然气的成因类型及地化特征

目前柴达木盆地在柴北缘冷湖地区发现了油田伴生气、马海和南八仙地区发现了两个工业凝析气田气；在涩北地区第四系浅层发现了纯甲烷气田气；在盆地西部茫崖拗陷第三系发现了油田伴生气。根据它们的天然气性质和地球化学特征及油气藏分布特征，可划分为柴北缘的煤系成因气（简称煤型气）、涩北的第四系浅层生物成因气（简称生物气）和盆地西部第三系的油型气等三种成因类型（图 9-1），其基本地球化学特征等见表 9-1、表 9-2、表 9-3。

一、柴北缘的煤系成因气（煤型气）

煤型气是指湖泊沼泽泥（页）岩、碳质泥岩及煤腐植型—偏腐植型干酪根热降解生成并运移出来的天然气。柴北缘的煤系成因气是指中侏罗统、下侏罗统含煤系烃源岩（湖泊沼泽泥（页）岩、碳质泥岩及煤）生成并运移出来的天然气，包括冷湖地区发现了油田伴生气、马海和南八仙地区发现的凝析气田气、鄂博梁构造、红三旱构造、碱山构造和鸭湖构造等的天然气。其主要地球化学特征如下：

（一）甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等碳同位素相对偏重（表 9-1）

天然气的甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等碳同位素主要与烃源岩的有机质的类型和沉积环境相关，湖泊沼泽相、沼泽相或三角洲平原相的煤质型干酪根相对较重，湖相或海相浮游生物腐泥型或偏腐泥型干酪根一般相对较轻。随着烃源岩有机质类型由煤质型→腐植型→偏腐植型→偏腐泥型→腐泥型，干酪根碳同位素由 $-22‰$ 或 $-23‰$ 逐渐变轻到 $-27‰$ 或 $-28‰$ 甚至到 $-30‰$ ，在相同演化阶段其形成的产物——天然气甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等碳同位素等也随着变轻（图 9-2）。

柴北缘煤型气 $\delta^{13}C_1$ 变化在 $-22‰ \sim -39‰$ 之间，一般重于 $-30‰$ ，最重的是鸭湖构造的天然气 $\delta^{13}C_1$ 为 $-22 \sim -25‰$ ；柴北缘煤型气 $\delta^{13}C_1$ 平均值比盆地西部第三系的油型气偏重 $16‰$ 以上，而与荷兰格罗宁根气田石炭—二叠系煤型气 $\delta^{13}C_1$ 值为 $-29.5‰ \sim -36.6‰$ 、澳大利亚库珀盆地二叠系煤型气 $\delta^{13}C_1$ 值为 $-27.4‰ \sim -38.9‰$ 、四川盆地中坝气田及老关庙气田中三叠统煤型气 $\delta^{13}C_1$ 值为 $-34.1‰ \sim -37.5‰$ 、塔里木盆地塔西南、英买力、库车及华英参 1 井侏罗系—三叠系的煤型气 $\delta^{13}C_1$ 值为 $-33‰ \sim -39‰$ 和鄂尔多斯盆地西部石炭—二叠系煤型气 $\delta^{13}C_1$ 值为 $-28.2‰ \sim -37.08‰$ 等几乎相当或略偏重。

在柴北缘煤型气 $\delta^{13}C_1$ 和甲烷含量的成因分类图 9-1A 中，煤系型气可以与油型气、

表 9-1 柴达木盆地天然气组分分析数据表

井号	井段/m	层位	甲烷 /%	乙烷 /%	丙烷 /%	异丁 烷/%	丁烷 /%	异戊 烷/%	戊烷 /%	重烃 C ₆ +/%	二氧化 化碳/%	氮气 /%	氩气 /%	氫气 /%	空气 含量/%	密度 /(mg/cm ³)	氧 /%	样品 数	分析单位	成因类型
深 86 井	2698.6 ~ 2707.6		78.49	9.68	5.24	1.01	1.59	0.44	0.51	0.76	0.23	2.04			1.51	0.9527		1	华北油田研究院	油田伴生 气(煤型)
深 86 井	2698.6 ~ 2707.6		76.85	10.01	6.19	1.24	2.24	0.66	0.81	1.14	0.11	0.75					1	石油勘探院万庄分院		
冷湖二号			72.85	12.86	6.62	3.22					0.71	4.02					1			
冷湖四号			72.74	6.94	5.20	2.68					0.67	12.12					1	摘自青海局、石油大学 1999 报告		
冷湖五号			79.96	4.39	1.69	1.16						12.80					1			
冷 7			76.82	6.77	2.64	2.22						10.18								煤型气 (高成熟)
红三岸四号			81.81	3.20	0.49	0.55						13.95					4			
鄂深 1 井	1500 ~ 1700		94.90	1.34	0.11	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	2.20	1.42			2.37	0.7615		1	华北油田研究院	
鄂深 1 井	1500 ~ 1700		96.10	1.46	0.13	0.01	0.02				1.98	0.31						1	万庄分院	
博 1 井			95.22	1.21	0.128	0.033					0.474	2.94								
碱 1			71.59	0.03							1.29	22.34	0.02	0.30			0.90	1	中国科学院兰州地质研究所	煤型气 (过成熟)
碱 2			84.73	0.93	0.03						0.11	3.47	0.01	0.10	0.73		2.09	1		
鸭参 3 井 - 1	3000 ~ 5000		91.55	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.18	7.15			9.25	0.7699		1	华北油田研究院	
鸭参 3 井 - 2	3000 ~ 5000		94.17	0.15							0.77	4.91						1	万庄分院	
鸭参 3 井 - 3	3000 ~ 5000		79.87	0.13							2.36	17.63						1		
鸭湖			85.72	0.91	0.58	0.23					0.11	12.45				0.6141		4	青海局	
仙 3 井	1140 ~ 1141.6		89.78	3.47	1.11	1.17						4.16	0.02	0.04			0.05	1	兰州地质研究所	煤型气 (高成熟)
仙 3 井	1140 ~ 1141.6		89.71	4.45	0.93						0.50	4.71	0.02	0.02			0.03	1		
仙 9 井	1089.5 ~ 1091.0		87.19	4.81	1.20	0.32	0.49	0.25	0.31	1.10	0.11	4.22			0.60	0.8492		1	华油	
仙 9 井	1089.5 ~ 1091.0		87.19	5.53	1.48	0.35	0.55	0.31	0.42	1.56	0.05	2.54						1	万庄分院	
马中 1 井			78.30	1.17	0.09	0.01					0.41	7.03	0.04	0.14	0.14		2.68	1	兰州地质研究所	
马中 1 井			85.69	2.45							0.57	11.29						1	戴金星	
马深 2 井			85.73	1.59	0.64	0.32						9.88						1	青海局	

续表

井号	井段/m	层位	甲烷 /%	乙烷 /%	丙烷 /%	异丁 烷/%	丁烷 /%	戊烷 /%	己烷 /%	庚烷 /%	电烃 C ₁₀ +/%	二氧 化碳/%	氮气 /%	氦气 /%	氢气 /%	密度 /(mg/cm ³)	空气 含量/%	氧气 /%	样品 数	分析单位	成因类型
中3井			95.852	2.449	0.419	0.159						0.139	0.916								
蒋雁山			67.54	3.22	0.94	0.42						3.85	23.99			0.7216			2		
尖顶山			96.50	3.30	1.08	0.47		0.10				0.00	8.55			0.6245			2		
红沟子			88.40	1.82	1.01	0.45		0.07				0.00	3.26			0.6145			2		
小梁山		Q ₁₊₂	91.67	4.01	1.27	0.51		0.61				0.00	2.38			0.6059			1		
凤凰山			90.54	1.62	0.08	0.03		0.00				0.00	7.73			0.5949			1	摘自青海局、	
土林沟			94.20	2.71	0.77	0.24		0.08				0.00	2.00			0.5378			1	石油大学 1999 报告	
花崖			93.25	1.24	0.56	0.14		0.06				0.10	4.66			0.5887			2		
开特米里克			74.80	2.81	1.47	0.84		0.12				4.81	15.16			0.6282			5		
油泉子			86.99	5.28	3.12	1.98		0.94				0.00	1.70			0.6637			3		
南翼山			79.23	6.75	5.40	2.83		1.23								0.7265			50		
咸水泉			95.81	2.08	0.72	0.26		0.06				0.00	1.08			0.5803			2		
南翼山5号	2882.6~3488.2	N ₁ -E ₃	91.67			6.41													1		
跃一号11-6井	3221.0~3414.4	E ₃	76.94			19.79													1	摘自西南石油 学院报告	
狮子沟20井	3928.01~4564.6	E ₃ -E ₁₊₂	38.32			9.89													1		
狮子沟			69.93	7.73	4.99	1.83		0.29								0.7367			1		
油砂山			68.37	13.02	9.31	4.71		0.25											4		
泥北一号泥中3	1053.4~1056.8	Q ₁	97.87	0.06	0.02			0.01					0.68						1		
泥北二号泥中3		Q ₁₊₂	99.21									0.11	2.05						1		
泥北二号泥21	1479.2~1482		96.95	0.25	0.06							0.44							1	摘自青海局、	
泥北二号泥深1	1132.3~1135.6		95.17	0.07	0.03							0.68	2.17						1	石油大学 1999 报告	
台南4	1717.8~1721.2		99.93	0.06	0.01														1		
台南6	1599~1602		98.24	0.05	0.03							0.59	1.05						1		
台吉乃尔中1	622.6~627		97.66	0.14	0.01							0.20	1.11						1		
盐湖深1	65~210		98.44	0.28	0.03								3.44						1		

表 9-2 柴达木盆地天然气烃类气体组分(归一化)分析数据表

井号	井段/m	层位	甲烷/%	乙烷/%	丙烷/%	异丁烷/%	丁烷/%	异戊烷/%	戊烷/%	重烃C ₆ +/%	C ₁ /C ₂	C ₁ /C ₂ +	C ₂ /C ₃ +	C ₂ -	成因类型
冷湖三号			76.24	13.46	6.93	3.37		0.00	0.00	0.00	5.66	3.21	1.31	23.76	油田伴 生气(煤型)
冷湖四号	2698.6~2707.6		80.32	9.91	5.36	1.03	1.63	0.45	0.52	0.78	8.11	4.08	1.01	19.68	
冷湖五号			91.70	5.04	1.93	1.33					18.20	11.04	1.54	8.30	
仙9井	1089.5~1091.0		91.14	5.03	1.25	0.33	0.51	0.26	0.32	1.15	18.13	10.28	1.31	8.86	煤型气 (高成熟)
仙3	1140~1141.6		93.98	3.63	1.16	1.22		0.00	0.00	0.00	25.87	15.61	1.52	6.02	
马中1井			98.40	1.47	0.12	0.01		0.00	0.00	0.00	66.92	61.65	11.70	1.60	
马深2井			97.11	1.80	0.72	0.36		0.00	0.00	0.00	53.92	33.62	1.66	2.89	煤型气 (过成熟)
红三旱四号			95.08	3.72	0.57	0.64					25.58	19.31	3.08	4.92	
鄂深1井	1500~1700		98.35	1.49	0.13	0.01		0.00	0.00	0.00	65.82	60.14	10.58	1.64	
碱2			98.88	1.09	0.03	0.00					91.11	88.35	32.07	1.12	煤型气 (过成熟)
碱1			99.96	0.04	0.00	0.00					2753.46	2753.46		0.04	
鸭参3井	3000~5000		99.87	0.13	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	762.92	762.92		0.13	
鸭参3井	3000~5000		99.83	0.17	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	600.55	600.55		0.17	煤型气 (过成熟)
鸭湖			98.03	1.04	0.66	0.26		0.00	0.00	0.00	94.20	49.84	1.12	1.97	

续表

井号	井段/m	层位	甲烷/%	乙烷/%	丙烷/%	异丁烷/%	丁烷/%	异戊烷/%	戊烷/%	重烃 C ₆ + /%	C ₁ /C ₂	C ₁ /C ₂ +	C ₂ /C ₃ +	C ₃ +	成因类型
落雁山			93.65	4.46	1.30	0.58		0.00	0.00	0.00	20.98	14.75	2.37	6.35	油型气
尖顶山			95.12	3.25	1.06	0.46					29.24	19.90	2.13	4.78	
红沟子			96.35	1.98	1.10	0.49					48.57	26.95	1.25	3.57	
小梁山			93.47	4.09	1.29	0.52		0.62		0.00	22.86	14.32	1.68	6.53	
凤凰山			98.13	1.76	0.09	0.03		0.00	0.00	0.00	55.89	52.34	14.73	1.87	
士林沟			96.12	2.77	0.79	0.24		0.08	0.00	0.00	34.76	24.79	2.49	3.88	
茫崖			97.90	1.30	0.59	0.15		0.06	0.00	0.00	75.20	46.63	1.63	2.10	
开特米里克			93.45	3.51	1.84	1.05		0.15	0.00	0.00	26.62	14.27	1.16	6.55	
油泉子			88.49	5.37	3.17	2.01		0.96	0.00	0.00	16.48	7.68	0.87	11.51	
南翼山	2882.6 ~ 3488.2	N ₁ ~ E ₃	93.46	6.54							14.30	14.30		6.54	
咸水泉			96.85	2.10	0.73	0.26		0.06	0.00	0.00	46.06	30.71	2.00	3.15	生物气
跃一号 11-6	3221.0 ~ 3414.4	E ₃	79.54	20.46							3.89	3.89		20.46	
狮 20	3928.01 ~ 4564.6	E ₃ ~ E ₁₊₂	79.49	20.51							3.87	3.87		20.51	
油砂山			71.47	13.61	9.73	4.92		0.26		0.00	5.25	2.51	0.91	28.53	
涩北一号	1053.4 ~ 1056.8	Q ₁	99.91	0.06	0.02	0.01		0.00	0.00	0.00	1631.17	1087.44	2.00	0.09	
涩北二号		Q ₁₊₂	99.91	0.09							1102.33	1102.33		0.09	
台南	1717.8 ~ 1721.2		99.93	0.06	0.01	0.00		0.00	0.00	0.00	1665.50	1427.57	6.00	0.07	
台吉乃尔	622.6 ~ 627		99.85	0.14	0.01	0.00		0.00	0.00	0.00	697.57	651.07	14.00	0.15	
盐棚	65 ~ 210		99.69	0.28	0.03	0.00		0.00	0.00	0.00	351.57	317.55	9.33	0.31	

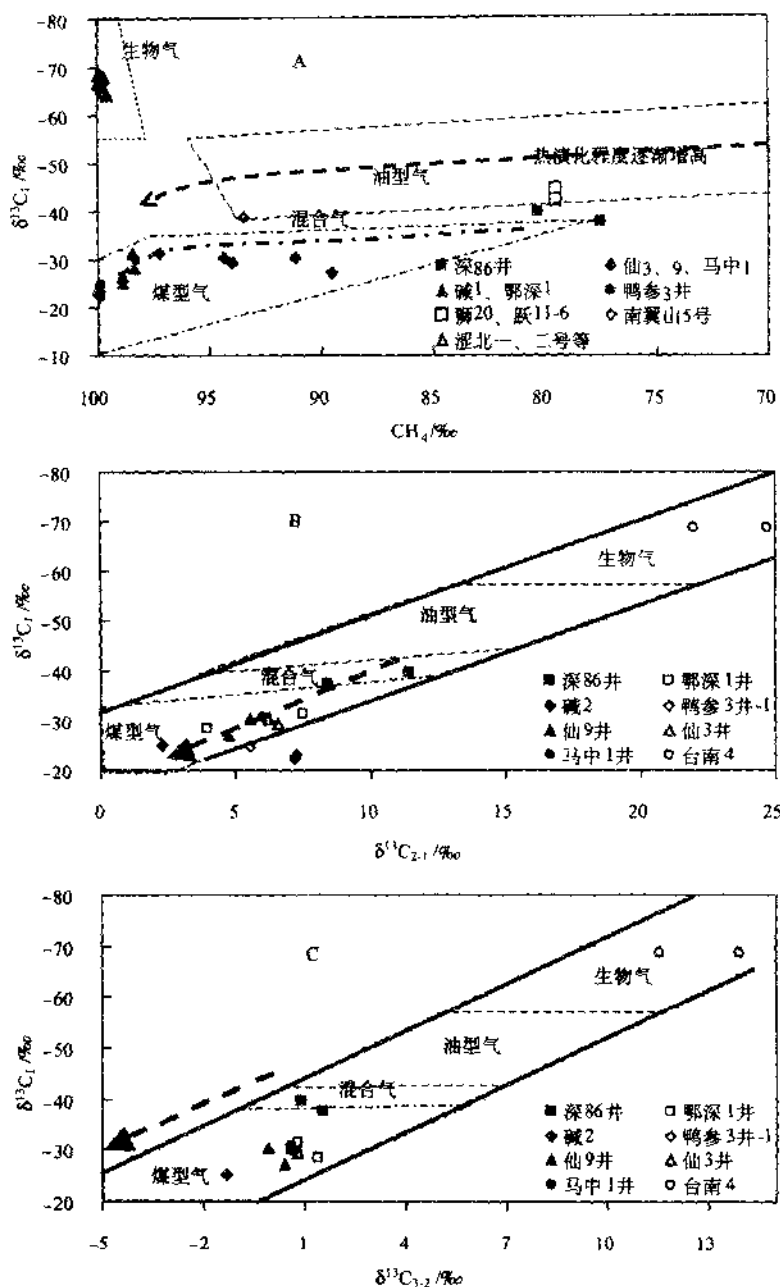


图 9-1 柴达木盆地天然气成因分类图

A. 甲烷碳同位素与甲烷含量关系图; B. 甲烷碳同位素与乙烷甲烷同位素变化差值变化关系
C. 甲烷碳同位素与丙烷乙烷同位素差值变化关系

生物气明显区分开。煤系型气 $\delta^{13}C_1$ 一般重于 -35‰ , CH_4 含量一般在 90% 以上, 位于图的左下方; 油型气 $\delta^{13}C_1$ 一般轻于 -40‰ , CH_4 含量一般小于 80% , 位于图的中部; 冷湖油田伴生气 (深 86 井) 介于上述二者之间, 在混合气范围, 它主要是下侏罗统混合型

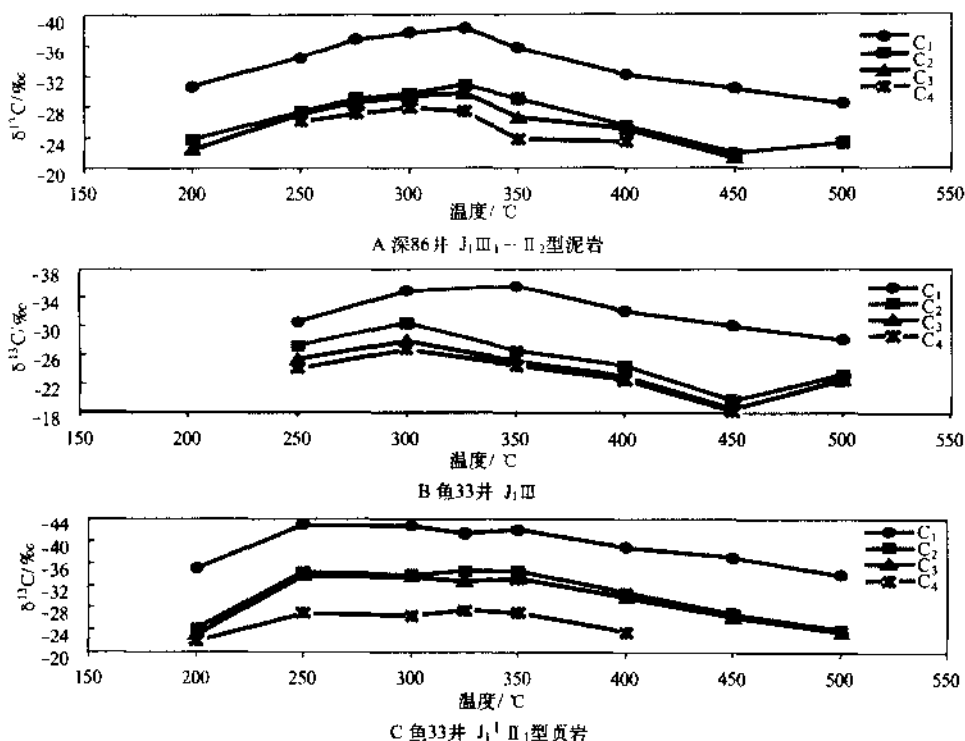


图 9-2 柴北缘不同类型烃源岩人工热压模拟气碳同位素图

(III₁ ~ II₂ 型)湖相泥岩生成的产物;生物气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 则一般轻于 -60‰ , CH_4 含量大于 98%, 位于图的左上角。

天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$ 差值及 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 差值的相互关系图 9-1B、C 是判别天然气的成因类型的一种好方法, $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ 差值和 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 差值除受有机质类型的控制外, 主要受烃源岩成熟度及细菌降解的影响, 成熟度越低、细菌降解越严重, 差值越大。煤型气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 偏重, $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$ 差值和 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 差值一般小于 2‰ 和 8‰ ; 生物气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 偏轻, 特点是 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ 差值和 $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_1$ 差值大于 10‰ 和 20‰ ; 油型气则位于它们中间; 冷湖油田伴生气也位于它们中间, 但靠近煤型气。

天然气的碳同位素还与烃源岩有机质的成熟度有关, 这可以从柴北缘不同类型烃源岩人工热压模拟实验气随着有机质成熟度的增加, 碳同位素相对变重 (图 9-2)。因此, 根据柴北缘煤型气的甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等碳同位素值还可以划分为成熟阶段的煤型气 (冷湖油田伴生气)、高成熟阶段的煤型气 (南八仙、马海气田及鄂博梁构造的气) 和过成熟阶段的煤型气 (鸭湖构造和碱山构造等的气, 表 9-1)。此外, 根据天然气单体碳同位素之间的绝对值随着有机质成熟度的增加变小 (图 9-3) 和戴金星院士等 (1987) 提出的我国煤型气和油型气甲烷碳同位素与源岩的 R^o 值变化规律的回归方程:

$$\text{煤型气 } \delta^{13}\text{C}_1 = 14.12\lg R^o - 34.39 \quad \delta^{13}\text{C}_2 = 8.16\lg R^o - 25.71 \quad \delta^{13}\text{C}_3 = 7.12\lg R^o - 24.03$$

$$\text{油型气 } \delta^{13}\text{C}_1 = 15.80\lg R^o - 42.20$$

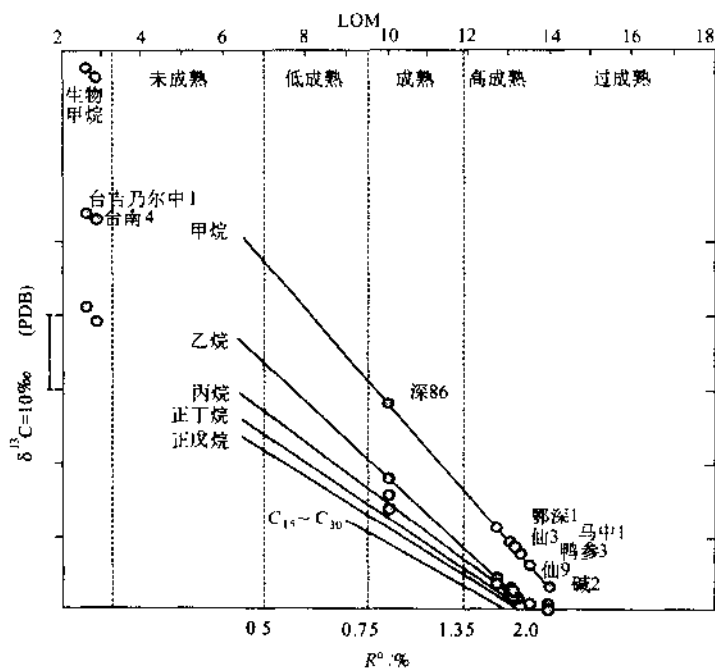


图 9-3 柴达木盆地天然气的成熟度对比图

以及徐永昌研究员(1994)提出的我国煤型气和油型气甲烷碳同位素与源岩的 R^o 值变化规律的回归方程:

$$\text{煤型气 } \delta^{13}C_1 = 40.49 \lg R^o - 34$$

$$\text{油型气 } \delta^{13}C_1 = 21.72 \lg R^o - 43.3$$

可以判别柴北缘天然气的 R^o 值(表 9-3)。冷湖油田伴生气的源岩 R^o 约为 0.6% ~ 0.85%;南八仙、马海气田及鄂博梁构造的气的源岩 R^o 约为 1.3% ~ 2.0%;鸭湖构造和碱山构造等的气的源岩 R^o 要大于 2.0%。

煤型气的 $\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_3$ 、 $\delta^{13}C_4$ 以及 $\delta^{13}C_5$ 与 $\delta^{13}C_1$ 相似,一是相对油成气偏重,二是随着烃源岩成熟度的增加,具有相对变重的趋势且彼此之间的绝对差值变小。它们的类型曲线见图 9-4,鸭湖构造和碱山构造等的气 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 最重,属过成熟煤型气;南八仙、马海气田及鄂博梁构造的气 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_3$ 、 $\delta^{13}C_5$ 、 $\delta^{13}C_4$ 、 $\delta^{13}C_5$ 以及 $\delta^{13}C_6$ 相对普遍较重,属高成熟煤型气;冷湖油田伴生气 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_3$ 、 $\delta^{13}C_4$ 以及 $\delta^{13}C_5$ 相对较轻一些,属成熟煤系泥岩型气;而涩北的生物气 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_3$ 相对很轻。柴北缘煤型气 $\delta^{13}C_2$ 值一般重于 -25‰, $\delta^{13}C_3$ 值一般重于 -24‰, $\delta^{13}C_4$ 值一般也重于 -24‰,它们之间的相互关系图也是判别天然气成因类型的好方法。

煤型气甲烷氢同位素变化范围较大,一般也是相对油成气偏重。应用它与 $\delta^{13}C_1$ 的关系也可以较好地地区分煤型气和油型气(图 9-5),冷湖油田伴生气则处于它们之间。

柴北缘煤型气及柴达木盆地天然气的 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 在平面上的变化见图 9-6,从中

[illegible]

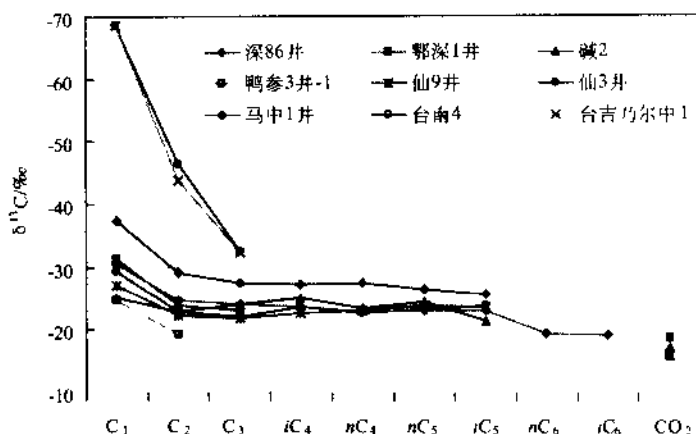


图 9-4 柴达木盆地天然气各组分碳同位素分布曲线图

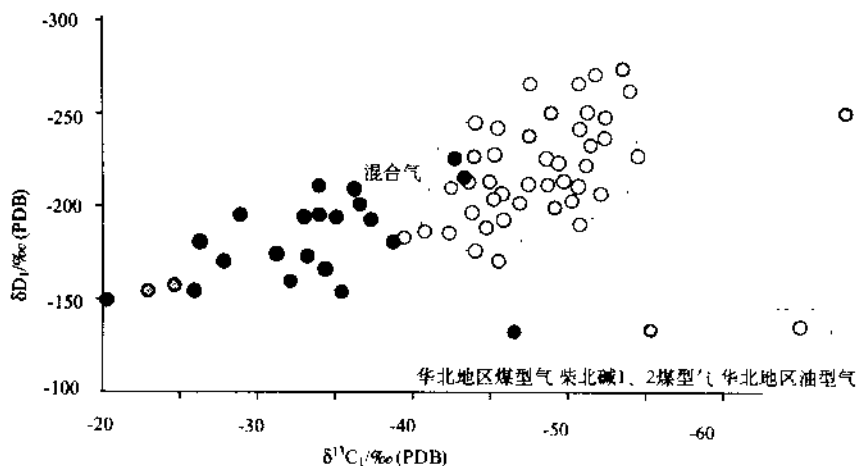


图 9-5 柴达木盆地天然气碳氢同位素成因类型分类图

可以看出,整个盆地具有北重、西轻、中南很轻的分布格局。柴北缘煤型气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 普遍较重,冷湖二、三、四、五号构造相对发育一个较轻带,这与下侏罗统湖沼相泥岩和演化程度低有关;在一里坪拗陷内的鸭湖构造和碱山构造等的气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 最重,它们与下侏罗统湖沼相泥岩和演化程度已经到过成熟阶段有关;南八仙、马海气田及鄂博梁构造的气也主要与侏罗系烃源岩的演化程度有关;此外,值得注意的是在盆地西部靠近北部或阿尔金山的第三系油田伴生气中也有 $\delta^{13}\text{C}_1$ 相对较重的气,例如南翼山油田伴生气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -38.57‰ ,可能也有深部下侏罗统湖沼相烃源岩气的混入。

(二) 煤型气组分中甲烷含量较高

柴北缘天然气的气组分由于源岩的成熟度、有机质类型和运移距离远近的影响,变化较大,一般甲烷含量在 75%~95%之间(图 9-7,表 9-2),博梁→碱山→鸭湖天然气湿气含量逐渐减少,成熟度逐渐增加,而盆地西部从东北向西南天然气湿气含量逐渐增加(图 9-9、图 9-8),而且,在红沟子、咸水泉、尖顶山、芒崖等油田伴生气中湿气含量小于 5%,甲烷含量大于 95%,是与正常不一致,也可能说明深部有下侏罗统湖沼相烃源岩气的混入;柴北缘天然气中非烃类气体,尤其是氮气含量一般相对较高,冷湖五、四号油田伴生气、马海气田气、鸭湖、红三旱四号及碱山构造的气中氮气含量较高(图 9-9),一般在 10%左右,这可能与它们的运移距离较远有关。

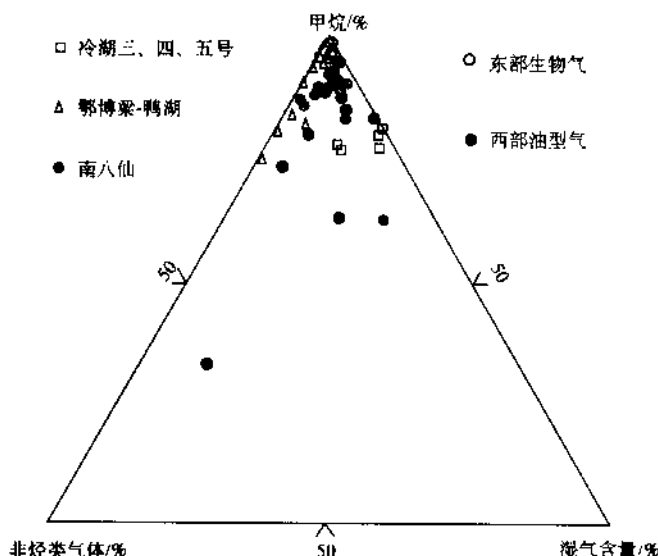


图 9-7 柴达木盆地天然气组分组成三角图

天然气组分变化不但与源岩母质类型及成熟度相关,而且还与运移、生物降解等因素相关,同时油气层温度、压力等也影响其组成,但主要受控于母源。冷湖、马海和南八仙天然气均以烃类气体为主,但各地区天然气组分组成有一定差异。马海天然气甲烷含量相对较高,重烃含量相对较低, C_1/C_{1-5} 在 97%~98%之间,干燥系数较高, C_1/C_2^* 在 33 以上,属于干气性质,同时天然气中氮气含量较高;而南八仙地区天然气甲烷含量相对较低,重烃含量相对较高, C_1/C_{1-5} 在 93%左右,干燥系数也较高, C_1/C_2^* 在 15 左右,接近干气性质,同时天然气中氮气含量较低,在 4%左右。一方面,马海、南八仙天然气组分性质非常相似,说明二者属于同一母源,其差异性主要是运移分馏作用造成的。一般地,氮气相对甲烷更易运移,甲烷较重烃气更易运移;另一方面,天然气中较高含量的氮气,说明母源成熟度非常高,已达过成熟阶段,而干气或近干气的性质也表明天然气母源的成熟度很高。

烃类气体归一化后,甲烷含量一般较高,在 90%以上,这正是煤型气的特征,只有冷

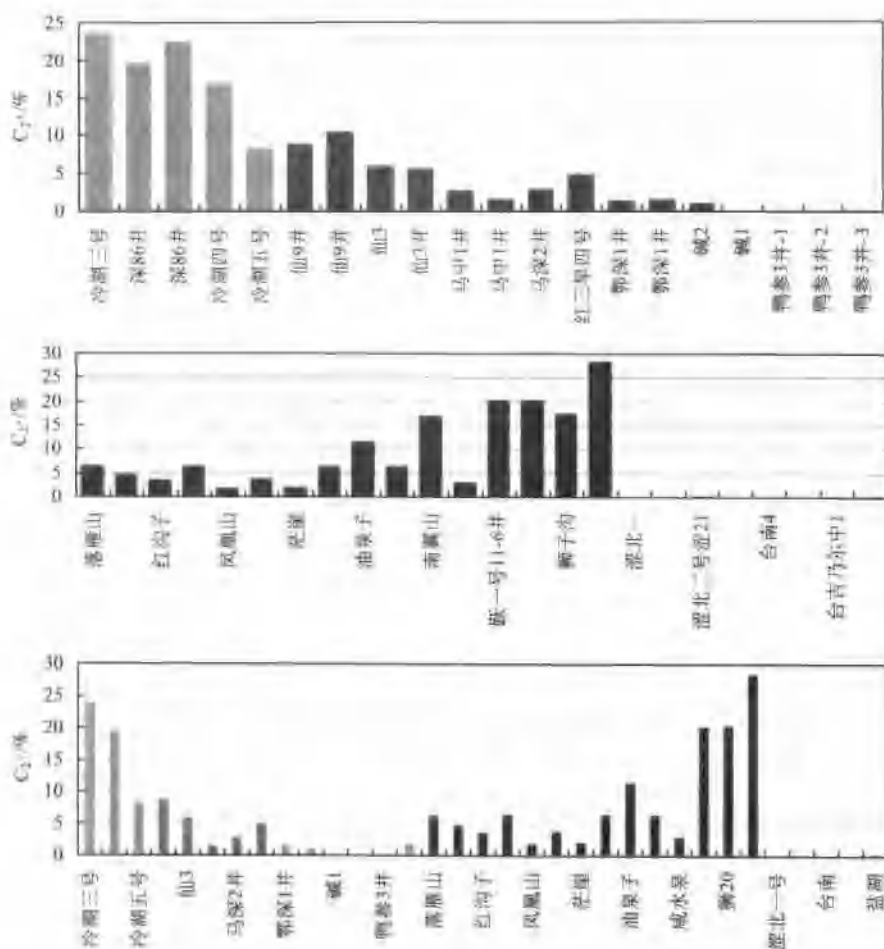


图 9-8 柴达木盆地各地区不同构造部位(及井)天然气组分湿气含量对比图

湖三、四号油田伴生气在 75% ~ 80% 之间(表 9-3);湿气含量(C_2+)要低一些,一般小于 10%,烃类气体归一化后,湿气含量一般低于 5%(图 9-8),可能与源岩成熟度高有关,从冷湖三号→冷湖四号→冷湖五号→南八仙→马海→鄂博梁。

冷湖地区天然气组分含量变化较大,从三号至五号,甲烷含量逐渐增高,从三号的 48% 增加到五号的 90%,重烃含量逐渐降低,从三号的 49% 降低到五号的 1%,同时 N_2 (包括 H_2) 从三号的 3% 增高到五号的 11%。冷湖地区天然气组分的差异,主要受断裂系统、与油藏关系、母源的成熟度及天然气保存条件等因素控制。重烃含量高的,天然气往往与油藏伴生,重烃含量低的,则与原油的关系不密切。五号构造天然气母源较三号高,因而导致天然气组分中甲烷含量高。在断裂带及构造高点部位,重烃含量常常较高。保存条件好,则天然气中重烃含量相对较低,相反,保存条件差,随着天然气中甲烷的散失,天然气中重烃含量相对上升。柴北缘及柴达木盆地三类天然气组分中 C_1/C_2 、 C_1/C_2+ 也有明显的差别,以涪北生物气最高,比值可上千;柴北缘煤型气以及盆地西部靠近北部或阿



图 9-9 柴达木盆地天然气甲烷含量和氮气含量等值线图

东金山的气比值也较高,一般在10~20以上,也从冷湖三号→冷湖四号→冷湖五号→南八仙→马海→鄂博梁→碱山→鸭湖比值逐渐增加,这可能是源岩成熟度逐渐增加的缘故,盆地西部从东北向西南比值则逐渐减小,也说明深部可能有下侏罗统湖沼相烃源岩气的混入;盆地西部典型的第三系油型气比值则小于5(图9-10、表9-3)。

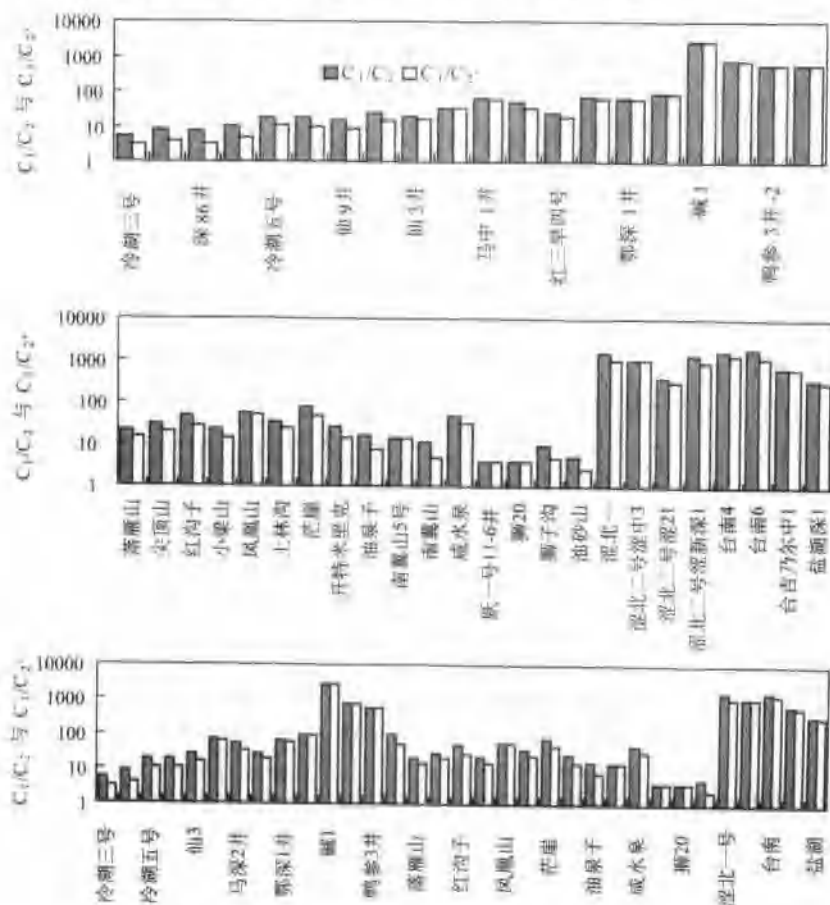


图9-10 柴达木盆地各地区不同构造部位(及井)的天然气组分 C_1/C_2 与 C_1/C_3 对比图

二、盆地西部的第三系油型气

油型气是指湖相(或海相)腐泥型、偏腐泥型和偏腐植型有机质在干酪根热降解过程中形成的油田伴生气、气顶气和气层气。柴达木盆地西部第三系的油田伴生气多属于油型气。地球化学特征与柴北缘煤型气具有明显的差别,主要表现在:①甲烷碳同位素相对偏轻(表9-1)。油型气甲烷碳同位素偏轻主要与烃源岩的有机质类型好,主要是湖相或海相浮游生物腐泥型或偏腐泥型干酪根所生。柴达木盆地西部第三系的油田伴生气 $\delta^{13}C_1$ 变化在 -38.57‰ ~ -44.44‰ 之间,一般轻于 -42‰ ,南翼山5号的天然气 $\delta^{13}C_1$ 相对偏

重,可能与深部下侏罗统湖沼相烃源岩有关。在天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和甲烷含量的成因分类图 9-1A、 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3 \sim \delta^{13}\text{C}_2$ 差值及 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2 \sim \delta^{13}\text{C}_1$ 差值的相互关系图 9-1B、C 中,油型气可明显与煤型气、生物气分开。柴达木盆地西部天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 相对柴北缘煤型气变轻,相对涩北生物气则偏重(图 9-6)。②湿气含量相对较高(图 9-7,图 9-8,图 9-9,表 9-2,表 9-3)和 C_1/C_2 、 $\text{C}_1/\text{C}_2 \cdot$ 很低(图 9-10,表 9-3)。

三、涩北的第四系生物气

生物气是指在常温或低温条件下,在生物化学作用带内,有机质因微生物作用而形成的甲烷气及部分二氧化碳和少量氮气。涩北地区的第四系生物气一般埋深小于 1750m, R^o 小于 0.25%, 气体组分以甲烷为主, C_1/C_2 、 $\text{C}_1/\text{C}_2 \cdot > 300$, $\delta^{13}\text{C}_1 < -65\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}_2 < -43\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}_3 < -32\text{‰}$ (图 9-1 ~ 10, 表 9-1 ~ 3)。

第二节 柴达木盆地原油类型及地化特征

柴达木盆地的原油可根据饱和烃色谱参数、甾烷、萜烷等生物标志物、碳同位素、单体烃碳同位素、原油物性、轻烃参数等有机地化特征和油气地质发育特征划分成两大类;第一大类为柴北缘冷湖地区、南八仙地区和鱼卡等地区发育在侏罗系和第三系中的原油及油砂,称之为侏罗系型原油;第二大类为柴达木盆地西部发育在第三系中的原油,称之为第三系型原油。

一、柴北缘侏罗系型原油的地球化学特征

柴北缘侏罗系型原油主要是指发育在柴达木盆地北缘及其附近地区的原油,包括冷湖—南八仙—马海构造带的 J—N₂ (甚至 Q) 轻质原油和凝析油、鱼卡地区的原油和潜西地区的原油及柴北缘地表露头的油砂,也包括一里坪拗陷的轻质原油或凝析油(例如旱 2 井)。它们具有如下共同的特征:

(一) 饱和烃色谱

(1) 原油饱和烃色谱参数中, Pr/Ph 一般很高或较高,绝大多数大于 1.5,最高可达 6.5 以上(图 9-11 ~ 图 9-13、表 9-4)。从柴达木盆地原油 Pr/Ph 频率分布图 9-11 中可以看出,柴北缘原油 Pr/Ph 主要分布区间在 2.5 ~ 4.0 之间,反映出侏罗系源岩为弱还原或弱氧化的沉积环境,有利于姥鲛烷的形成;而盆地西部第三系原油 Pr/Ph 主要分布区间是小于 0.5,均小于 1,反映出第三系源岩为强还原的沉积环境,有利于植烷的形成。两类原油差别明显(图 9-11)。

柴北缘不同地区的原油或油砂 Pr/Ph 也存在着明显的差别。南八仙原油的 Pr/Ph 很高,上第三系原油平均可达 4.01,下第三系原油平均也达 3.41;冷湖构造带(三、四、五号)

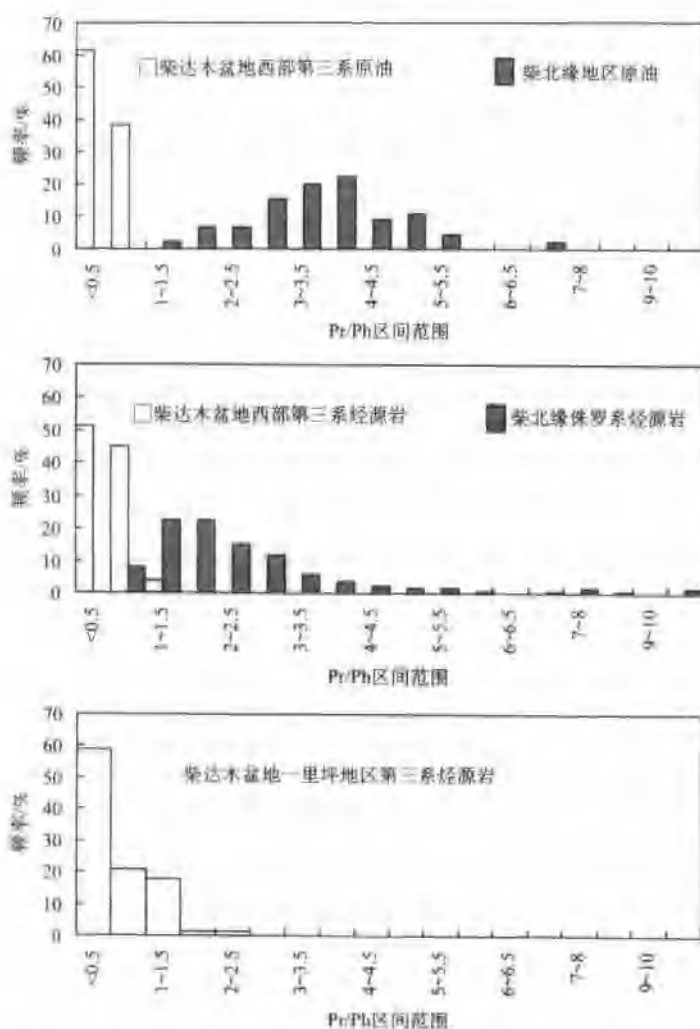


图 9-11 柴达木盆地西部第三系和柴北缘油-烃源岩 Pr/Ph 分布频率图

原油的 Pr/Ph 高,平均在 3~4 之间,它们可能与下侏罗统烃源岩有关;鱼卡地区原油的 Pr/Ph 相对较低,平均为 1.73,它与中侏罗统上段的富烃页岩有关;马海落地油和潜西地区的原油 Pr/Ph 中等,处于南八仙—冷湖构造带原油和鱼卡地区原油之间,马海落地油 Pr/Ph 为 2,接近鱼卡地区原油,潜西地区原油 Pr/Ph 为 2.65,接近南八仙—冷湖构造带原油;一里坪拗陷早 2 井的轻质原油或凝析油 Pr/Ph 为 3.13,也接近南八仙—冷湖构造带原油(图 9-12、图 9-13、表 9-4)。

柴北缘不同层位和不同埋藏深度原油或油砂的 Pr/Ph 也存在着明显的差别。冷湖构造带(三、四、五号)原油的 Pr/Ph 随埋藏深度的变浅具有增加的趋势(图 9-14A),由 2500m 以下的 3 左右增加到 1000m 以上的 4 左右,实际上南八仙地区的原油也具有这一特征(图 9-15A),由 2900m 左右的 3.4 左右增加到 1000m 左右的 4 左右,甚至到 500m 左右时 Pr/Ph 可达 6 以上。这可能与运移距离的长短有关,随着运移距离的增加,Pr/Ph 具有逐渐增大

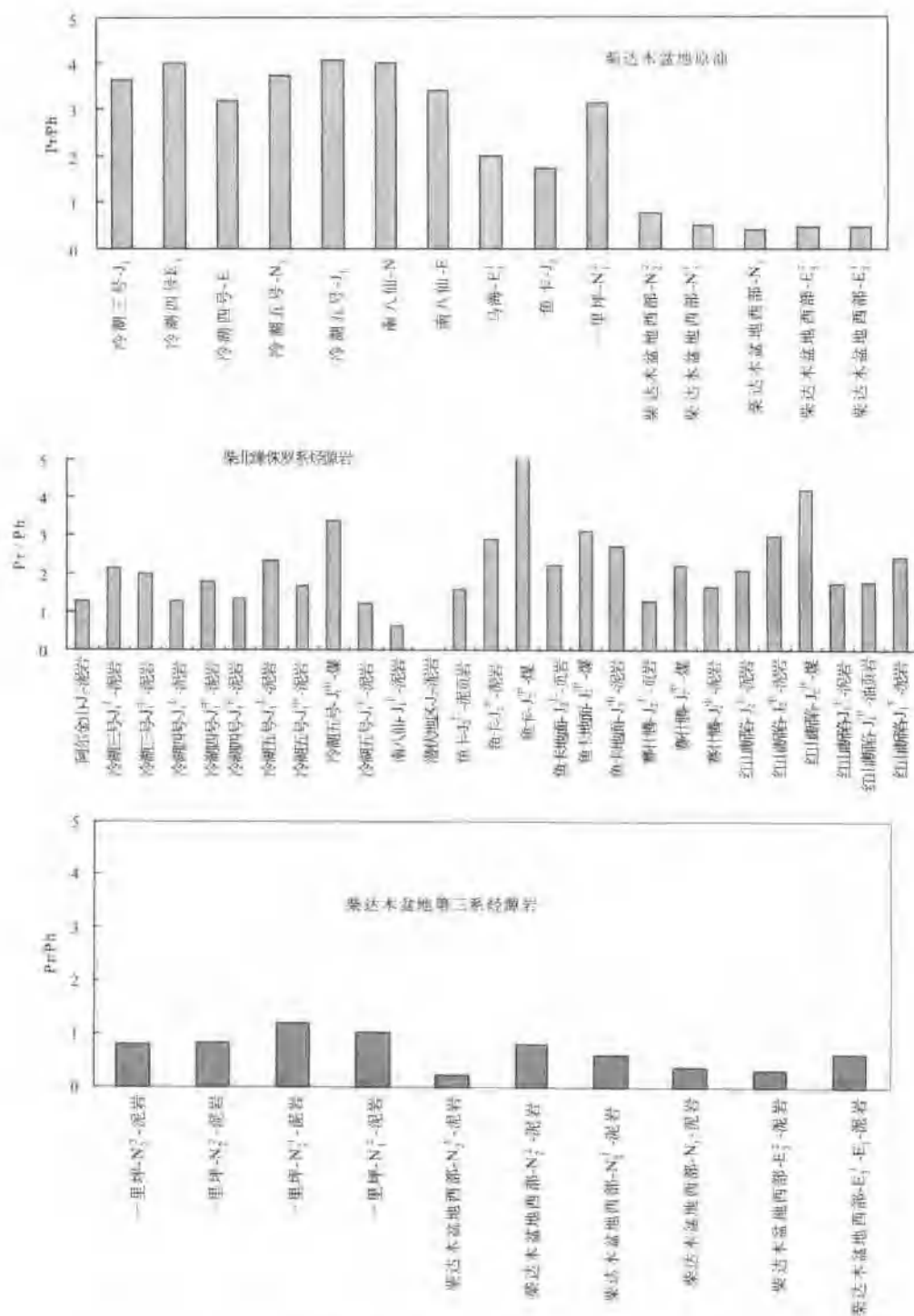


图 9-13 柴达木盆地西部第三系和柴北缘侏罗系原油-烃源岩 P_T/P_H 对比图

表 9-4 柴达木盆地原油饱和烃色谱分析综合数据表

地区	代表井号	井段/m	岩性	层位	ORP	Pv/Pn	Pv/nC ₁₇	Pr/nC ₁₈	nC ₁₈ /nC ₁₇	轻/重 C ₂₀ +C ₂₁ /C ₂₈ +C ₂₉	CP	主峰碳	备注
冷湖二号	7705 等	381~1000	原油	J ₁	1.03(7)	3.64(7)	0.27(7)	0.06(7)	1.83(7)	1.74(7)	4.78(7)	1.06(7)	本单位分析为主 C ₂₅ , C ₁₇
	559 等	990~900	原油	E ₂	1.04(4)	4.01(4)	0.26(4)	0.07(4)	2.06(4)	1.81(3)	2.82(3)	1.1(3)	本单位分析为主 C ₂₅ , C ₁₇
冷湖四号	深 86 井	2698.6~2707.6	原油	E	1.07(3)	3.19(3)	0.27(3)	0.09(3)	1.93(3)	1.17(3)	5.28(3)	1.10(3)	本单位分析为主 C ₂₅ , C ₁₇
	216 等	194~671	原油	N ₁	1.03(3)	3.72(3)	0.16(3)	0.05(3)	2.27(3)	2.91(3)	2.06(3)	0.98(3)	本单位分析为主 C ₂₆
冷湖五号	冷科 1 井	4110.6~4115.2	原油	E-J ₁	1.17(3)	4.05(3)	1.57(3)	0.37(3)	0.87(3)	2.01(3)	1.35(3)		外单位分析 C ₂₃
	仙 3.6, 9 井	423.4~1559.5	原油	N	0.87(12)	4.01(13)	0.19(12)	0.06(8)	58.74(11)	2.41(6)	8.62(5)	1.02(7)	本单位分析为主 C ₂₆ , C ₁₉ , C ₁₂ , C ₁₆ , C ₁₇
南八仙	仙 5.7 井	2924~2990	原油	E	0.91(4)	3.41(4)	0.23(4)	0.09(2)	3.95(4)	1.68(2)	12.69(2)	1.12(2)	本单位分析为主 C ₂₆ , C ₁₅
	马中 1 井		原油	E ₁	2	0.23		0.13					外单位分析
龟卡	角 28.33, 中 1.5	75~650	原油	J ₂	1.16(2)	1.73(4)	0.56(4)	0.34(4)	3.56(2)	0.36	2.67	1.21(2)	本单位分析为主 C ₂₁ , C ₁₇
	早 2 井	5475~5522	原油	N ₂	1.01(2)	3.13(2)	0.77(2)	0.25(2)	1.28(2)	0.93(2)	2.59(2)	1.06(2)	外单位分析 C ₂₀ , C ₂₁
柴达木盆地西部	开线 67 等	3.3~459.3	原油	N ₂	1.01(4)	0.75(4)	0.67(4)	1.33(4)	2.75(4)			1.02(4)	外单位分析 C ₁₇ , C ₂₀
	跃 319 等	0~2758	原油	N ₂ -N ₃	0.92(8)	0.48(11)	0.77(11)	1.80(11)	1.43(11)			0.98(11)	外单位分析 C ₂₂ , C ₂₀ , C ₁₉ , C ₁₇ , C ₁₆ , C ₁₂
西部	跃 165 等	638~2447	原油	N ₁	0.92(3)	0.43(6)	0.60(6)	1.45(6)	1.01(6)			0.96(4)	外单位分析 C ₂₂ , C ₂₀ , C ₁₉ , C ₁₇
	狮 20 等	1366~3191	原油	E ₃	0.88(6)	0.46(6)	0.98(6)	1.97(6)	1.05(6)			0.97(6)	外单位分析 C ₂₂ , C ₂₀ , C ₁₉
冷湖二号	狮 20 等	1688~4564	原油	E ₁	0.92(7)	0.45(7)	0.73(7)	1.69(7)	1.55(7)			0.98(7)	本单位分析为主 C ₁₇ , C ₂₇
	石地 22 井等	480~733	泥岩	J ₁ ⁺	1.31(6)	2.14(10)	0.76(12)	0.36(12)	2.46(6)	0.46(8)	2.0(6)	1.36(8)	本单位分析为主 C ₁₇
冷湖四号	深 86 井	3145~4274	泥岩	J ₁ ⁺	1.13	2(2)	0.52(2)	0.29(2)	2.17	0.39	0.65	1.23	本单位分析 C ₁₇ , C ₁₈
	3335~3886	4106~4461	泥岩	J ₁ ⁺	1.06(3)	1.29(3)	0.39(3)	0.30(3)	4.73(3)	0.58(3)	11.67(3)	1.55(3)	本单位分析 C ₂₅ , C ₂₃ , C ₁₇ , C ₁₉ , C ₁₆
冷湖五号	冷科 1 井	4138~4178	煤	J ₁ ⁺	1.38(11)	1.79(11)	0.50(11)	0.31(11)	2.98(11)	0.60(11)	7.35(11)	1.74(11)	本单位分析 C ₁₇ , C ₁₉ , C ₁₆ , C ₁₄
	4138~4600		泥岩	J ₁ ⁺	1.43(7)	2.33(7)	0.98	0.39(7)	1.84(7)	0.49	2.45(7)	1.51(7)	本单位, 外单位分析 C ₂₅ , C ₂₃ , C ₁₇ , C ₁₆ , C ₁₅
冷湖五号	冷科 1 井	4138~4600	泥岩	J ₁ ⁺	1.05(3)	3.38(3)	0.86(3)	0.24(3)	1.57(3)	0.64	2.51(3)	1.25(3)	本单位, 外单位分析 C ₂₅ , C ₂₃ , C ₁₆ , C ₁₅
			泥岩	J ₁ ⁺	1.07(4)	1.69(4)	0.47(4)	0.37(4)	2.41(4)		2.65(4)	1.47(4)	本单位, 外单位分析 C ₂₅ , C ₁₆ , C ₁₅
冷湖五号		4760	泥岩	J ₁ ⁺	1.11	1.22	0.53	0.52	2.66		3.63	1.66	本单位, 外单位分析 C ₁₇

续表

地区	代表井号	井段/m	岩性	层位	ORP	Pw/Ph	Pv/nC ₁₇	Pw/nC ₁₈	nC ₁₈ /nC ₁₇	轻/重	C ₂₀ +C ₂₁ /C ₂₈ +C ₂₉	CPH	主峰碳	备注
南八仙	仙3井	3546~3638	绿灰色泥岩	J ₁ ¹		0.64(2)	0.23(2)	0.3(2)						本单位、外单位分析
潜伏地区	潜参2、4、6		岩样	L ₂			0.73(5)	0.44(5)		0.61(5)		1.04(5)		外单位分析
鱼卡地区	角28、33井	1492~1525	泥页岩	J ₁ ²	1.27(4)	1.59(4)	0.79(4)	0.56(4)	0.99(4)	0.48(4)	1.73(4)	1.21(4)	C ₂₃	本单位分析
		276~1775	泥岩	J ₁ ²	1.27(3)	2.89(5)	1.36(5)	0.48(5)	0.81(3)	0.43(3)	1.77(3)	1.36(3)	C ₂₆ , C ₂₉	本单位分析
		230~1850	煤	J ₁ ²	1.41(6)	6.88(7)	2.54(7)	0.35(7)	0.57(6)	0.24(6)	2.50(6)	1.57(6)	C ₂₃ , C ₂₅	本单位分析
	地面、煤矿		页岩	J ₁ ²	1.43(4)	2.22(4)	0.66(4)	0.44(4)	0.57(4)	0.42(4)	0.45(4)	1.36(4)	C ₂₇	本单位分析
			泥岩	J ₁ ²	1.25(9)	2.70(9)	0.59(9)	0.34(9)	1.84(9)	0.54(9)	1.19(9)	1.24(9)	C ₂₉ , C ₂₇ , C ₁₇ , C ₁₆	本单位分析
赛什腾	结绿蒙、圆顶山、路乐河		煤	J ₁ ²	1.41(4)	3.1(4)	1.27(4)	0.34(4)	0.74(4)	0.18(4)	20.35(4)	1.78(4)	C ₂₅ , C ₂₃	本单位分析
			页岩	J ₁ ²	1.38(6)	1.28(6)	0.56(6)	0.58(6)	0.5(6)	0.38(6)	1.52(6)	1.69(6)	C ₂₇ , C ₂₅ , C ₂₃	本单位分析
			泥岩	J ₁ ²	1.44(5)	1.66(5)	0.64(5)	0.37(5)	1(5)	0.31(5)	5.08(5)	1.65(5)	C ₂₅ , C ₂₁ , C ₁₇	本单位分析
	红山参1井	2034~2048	煤	J ₁ ²	1.73(2)	2.22(2)	0.87(2)	0.36(2)	1.17(2)	0.17(2)	29.56(2)	2.50(2)	C ₂₁ , C ₁₉	本单位分析
			泥岩	J ₁ ²	1.72	0.69(2)	1.50(5)	0.78(5)	1.56	0.42(4)	0.61	1.45(4)	C ₁₇	本单位分析
红山断陷	大煤沟、绿草山等		泥岩	J ₁ ²	1.51(4)	2.08(4)	0.64(4)	0.34(4)	0.89(4)	0.43(4)	2.12(4)	1.67(4)	C ₂₃ , C ₂₁	本单位分析
			泥岩	J ₁ ²	1.49(10)	2.97(10)	0.84(10)	0.29(10)	0.78(10)	0.35(10)	1.80(10)	1.52(10)	C ₂₉ , C ₂₇ , C ₂₅ , C ₂₃ , C ₂₁ , C ₁₇	本单位分析
			煤	J ₁ ²	1.34(4)	4.18(4)	3.28(4)	0.66(4)	0.50(4)	0.40(4)	3.32(4)	1.64(4)	C ₂₇ , C ₂₅ , C ₂₃	本单位分析
			泥岩	J ₁ ²	1.21(6)	1.74(6)	0.89(6)	0.48(6)	0.70(6)	0.41(6)	1.14(6)	1.44(6)	C ₂₇ , C ₂₅	本单位分析
			油页岩	J ₁ ²	1.30(8)	1.77(8)	0.79(8)	0.39(8)	0.63(8)	0.51(8)	1.46(8)	1.48(8)	C ₂₇ , C ₂₅ , C ₂₃	本单位分析
阿尔金山			泥岩	J ₁ ²	1.22(2)	2.42(2)	1.76(2)	0.54(2)	0.38(2)	0.22(2)	0.87(2)	1.40	C ₂₅	本单位分析
			泥岩	J ₁	1.29(3)	1.27(3)	0.6(3)	0.67(3)	1.90(3)	0.40(3)	1.40(3)	1.22(3)	C ₂₇ , C ₁₇ , C ₁₆	本单位分析
		195~990	灰色泥岩	Q ₁₊₂	1.35(2)	1.26(4)	0.84(4)	0.73(4)	1.19(4)	0.24(2)	0.62(2)	1.85(4)	C ₂₇ , C ₃₁	本单位、外单位分析
		915~2133	灰色泥岩	N ₂	1.22(7)	0.80(14)	0.89(14)	1.19(14)	0.93(14)	0.23(7)	0.90(7)	1.72(14)	C ₂₉ , C ₃₁ , C ₂₃	本单位、外单位分析
		2102~3356	灰色泥岩	N ₂	1.16(2)	0.82(9)	0.75(9)	0.95(9)	1.01(9)	0.25(2)	1.24(2)	1.70(9)	C ₂₃ , C ₁₉	本单位、外单位分析
里坪	红四1、早2井	3351~3950	灰色泥岩	N ₂		1.19(4)	0.67(4)	0.72(4)	1.55(4)		1.22(4)			本单位、外单位分析
		3952~6018	灰色泥岩	N ₂		1.04(13)	0.55(13)	0.53(13)	5.04(13)		1.12(13)			本单位、外单位分析
		806.5~810	泥岩	N ₂	3.03	0.21	0.74	3.42	0.45			2.47	C ₂₉	外单位分析
		101~2505	泥岩	N ₂	1.4(6)	0.8(6)	0.41(6)	0.9(6)	2.12(6)			3.28(6)	C ₁₅	外单位分析
		1090~2900	泥岩	N ₂	0.99(14)	0.6(14)	0.53(14)	1.37(14)	2.91(14)			2.01(14)	C ₁₆	外单位分析
柴达木盆地西部	砂190等	617~3316	泥岩	N ₁	0.94(17)	0.38(17)	0.58(17)	1.32(17)	4.34(17)			1.24(17)	C ₁₈	外单位分析
		700~4532	泥岩	砂	0.84(32)	0.32(32)	1.28(32)	4.62(32)				0.82(32)	C ₂₆	外单位分析
		1681~5516	泥岩	砂-E ₁	0.92(6)	0.62(6)	0.47(6)	1.09(6)	2.18(6)			1.13(6)	C ₁₆	外单位分析
			泥岩	砂-E ₁										外单位分析

的趋势,也可能与源岩的成熟度有关。冷湖四号构造上的深 86 井不同层位、不同埋藏深度的油砂 Pr/Ph 变化更大(图 9-16),随着层位变新和埋藏深度变浅 Pr/Ph 非但没有增加,反而具有减小的趋势,这是侏罗系烃源岩所生成的油在运移到第三系层位时受到第三系低 Pr/Ph 的“同化”所致。

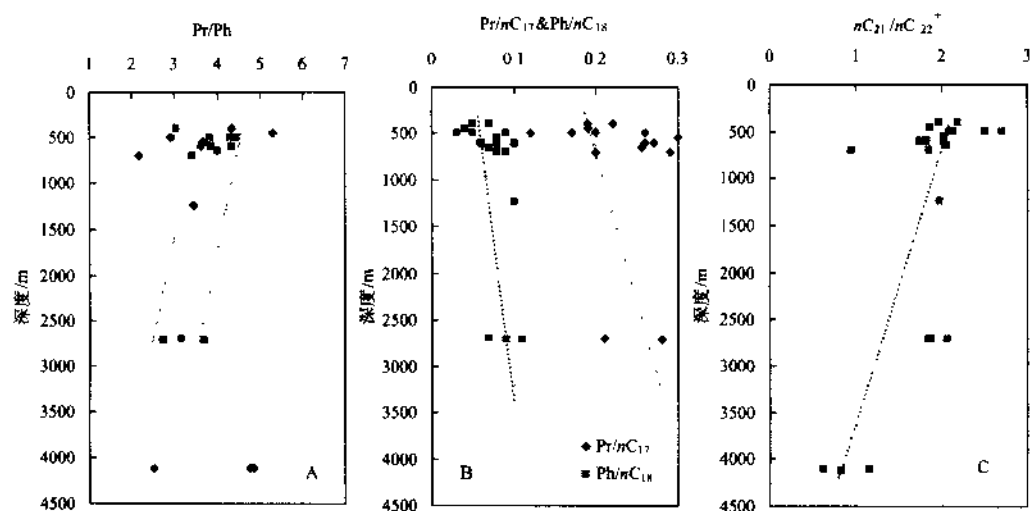


图 9-14 冷湖三、四、五号油田原油饱和烃色谱参数随埋藏深度的变化图

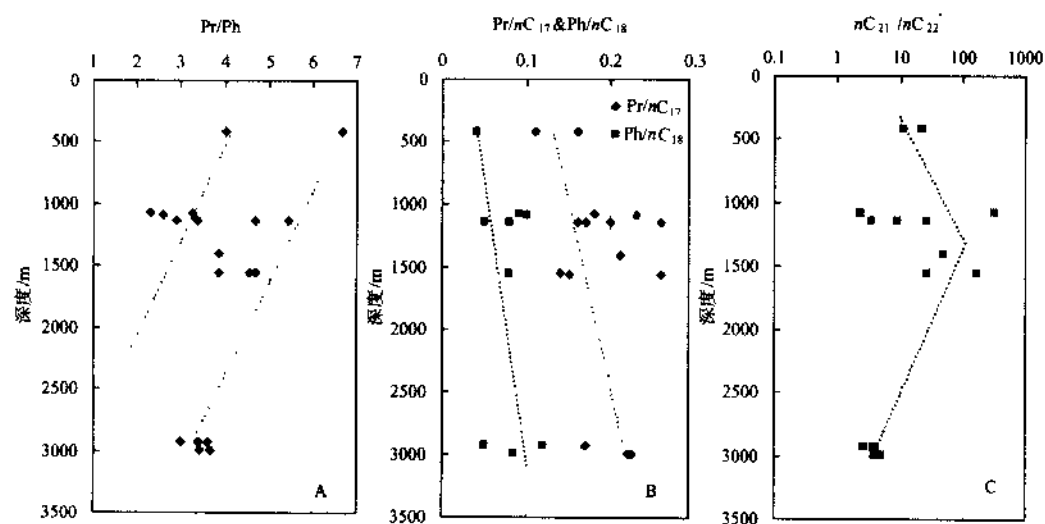


图 9-15 南八仙油田原油饱和烃色谱参数随埋藏深度的变化图

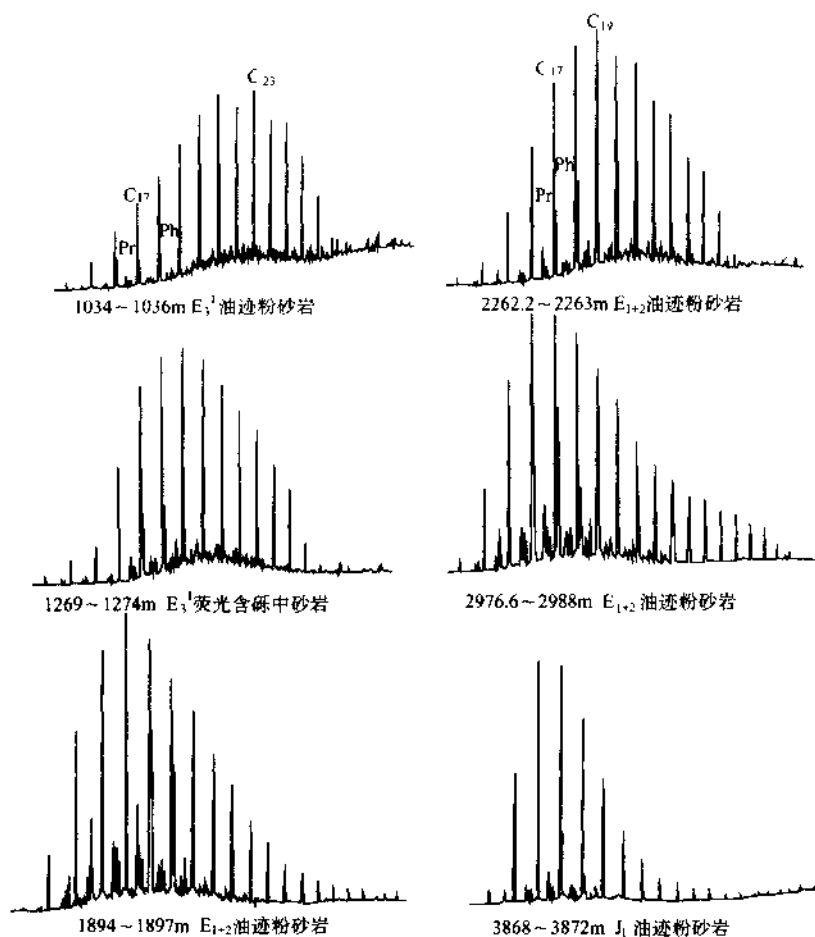


图 9-16 冷湖四号深 86 井不同层位、不同埋深油砂饱和烃色谱图

(2) 柴北缘原油饱和烃色谱参数中, Ph/nC_{18} 一般很低或较低(图 9-17A), 绝大多数小于 0.35, 最低只有 0.05(表 9-4)。这与盆地西部第三系原油 Ph/nC_{18} 大于 1.45 形成鲜明对照。在 Ph/nC_{18} 和 Pr/nC_{17} 的关系图 9-18 中, 可以看出, 一是可以把柴北缘侏罗系型原油和盆地西部第三系型原油明显分开; 二是说明前者源岩有机质类型明显差于后者; 三是显示出它们成熟度的差异。实际上, Ph/nC_{18} 和 Pr/nC_{17} 在冷湖构造带(三、四、五号)和南八仙地区随埋藏深度的变浅具有减小的趋势(图 9-14B、图 9-15B), 这可能与运移距离的长短有关, 或与源岩的成熟度有关。冷湖四号构造上的深 86 井不同层位、不同埋藏深度的油砂 Ph/nC_{18} 和 Pr/nC_{17} 的变化, 可能与第三系的“同化”有关(图 9-16)。

(3) 柴北缘原油饱和烃色谱参数中, OEP 和 CPI 值多呈微弱的奇数碳优势, 一般在 1.0~1.15(表 9-4), 反映出源岩为淡水的沉积环境。这与盆地西部第三系原油 OEP 和 CPI 值多呈偶数碳优势形成鲜明对照(图 9-19A、图 9-19B)。

此外, 柴北缘原油饱和烃色谱图中, 主峰碳数一般较低, 多为 $nC_{15} \sim nC_{17}$ (图 9-12、

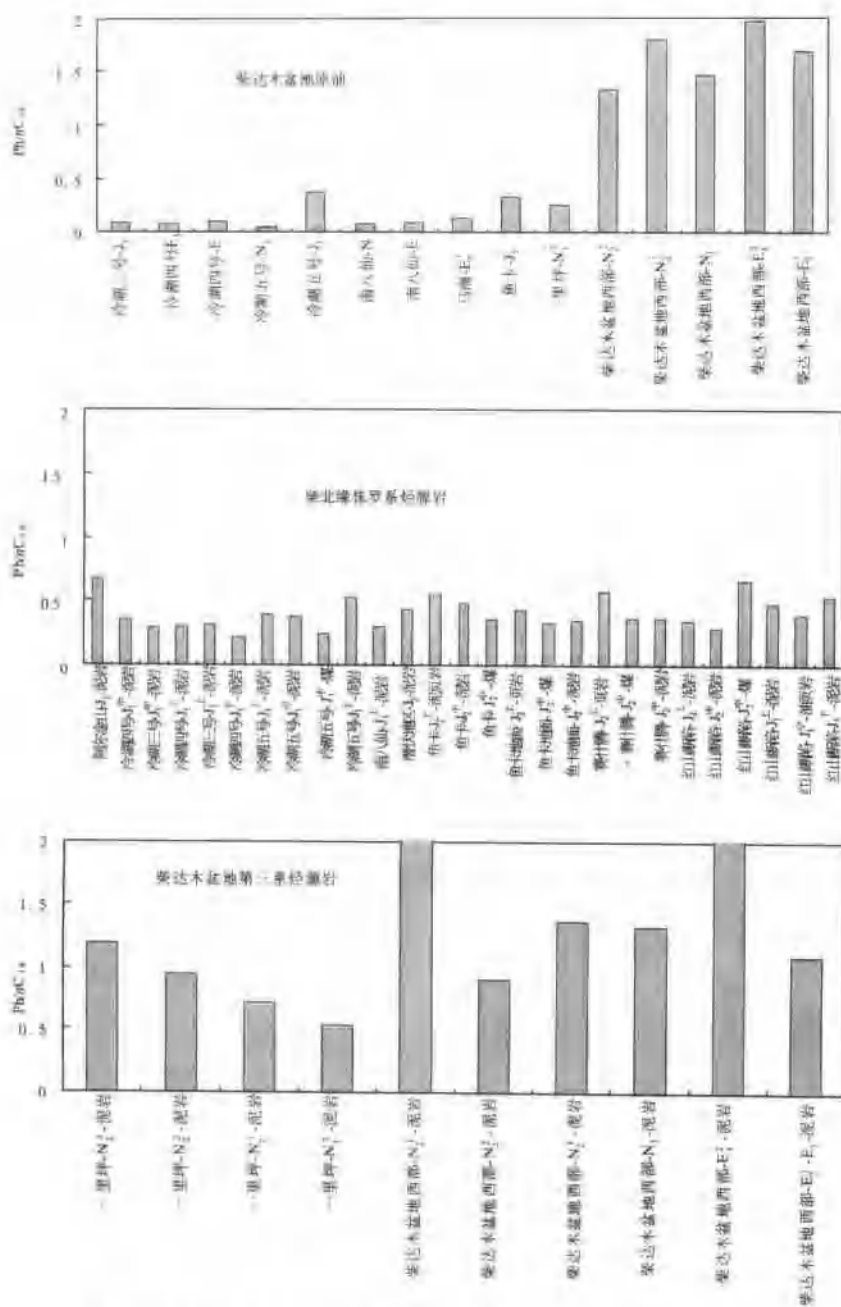


图 9-17 柴达木盆地西部第三系和柴北缘侏罗系原油-烃源岩 Ph/nC_{18} 对比图

表 9-4)。 $n_{C_{21}}/n_{C_{22}}$ 也随埋藏深度的增加而增大的趋势(图 9-14C、图 9-15C),这可能与运移距离和成熟度增加有关。

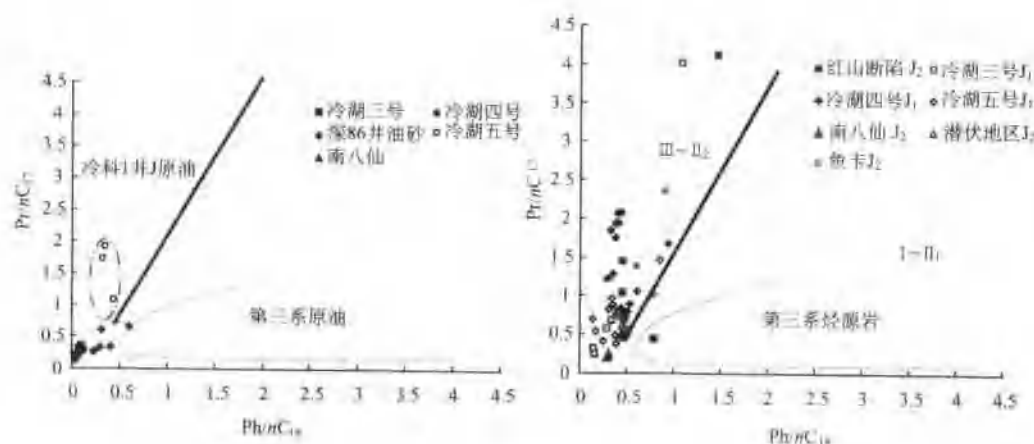


图 9-18 柴北缘原油和上侏罗统烃源岩 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 之间的相互关系图

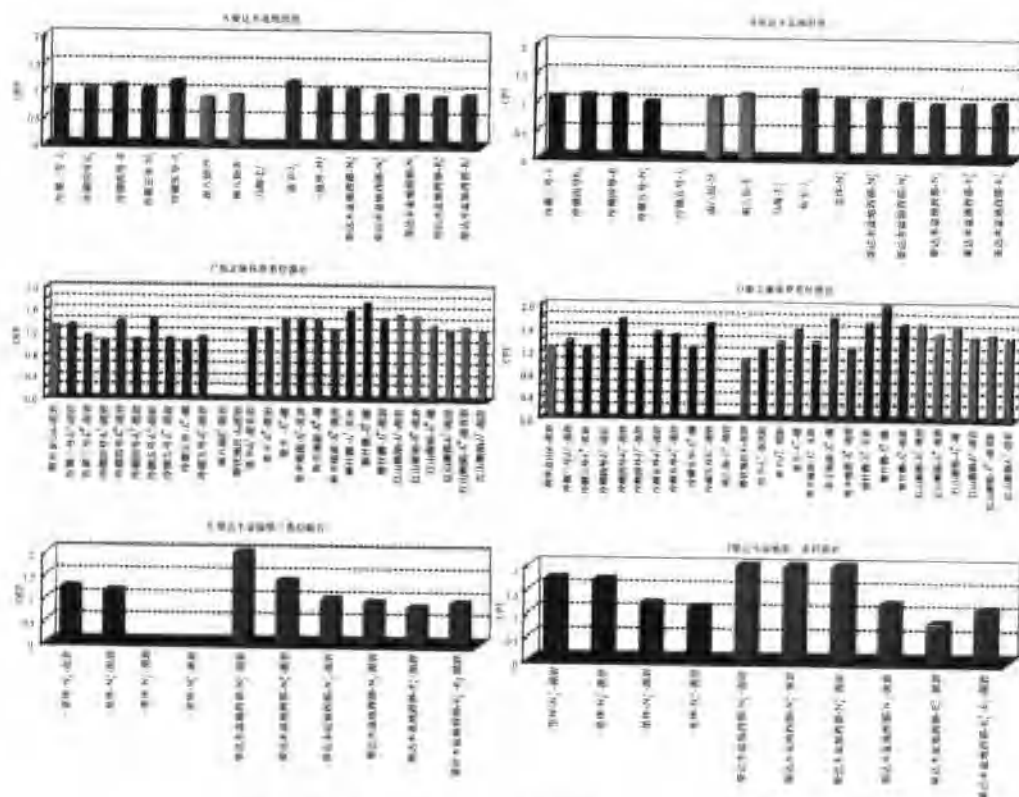


图 9-19 柴达木盆地西部第三系和柴北缘侏罗系原油-烃源岩 OEP 和 CPI 值对比图

(二) 甾烷、萜烷生物标志物

1. 甾烷系列

规则甾烷内组成中(图 9-20), 冷湖-南八仙构造带原油以 $C_{29} > C_{27} > C_{28}$ 甾烷分布为特征, 为不对称的 V 字型分布(图 9-21); 规则甾烷 C_{29} 含量以冷湖四号深 86 井下第三系 2700m 左右的原油最高, 可占 C_{29} 、 C_{28} 、 C_{27} 三种规则甾烷的 64.5%, 冷湖-南八仙构造带的原油 C_{29} 含量一般在 50% 左右(图 9-22、表 9-5); 规则甾烷 C_{27} 含量相对较低, 甾烷 $\text{aaa}C_{27}$ /甾烷 $\text{aaa}C_{29}$ 一般在 0.40 左右, 冷湖五号原油相对高一些(图 9-23), 最高也不超过 0.94, 冷湖四号深 86 井下第三系 2700m 左右的原油最低只有 0.37(表 9-5)。它们反映出源岩以高等植物的输入为主, 母质类型较差。

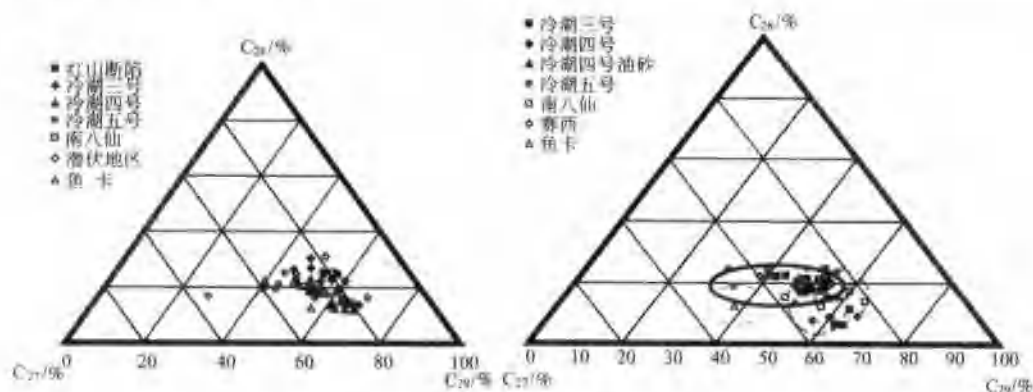


图 9-20 柴北源烃源岩(左图)和原油(右图)甾烷组成三角图

鱼卡地区原油规则甾烷分布形式则为 $C_{27} > C_{29} > C_{28}$ (图 9-21); 规则甾烷 C_{27} 含量很高, 甾烷 $\text{aaa}C_{27}$ /甾烷 $\text{aaa}C_{29}$ 平均含量可达 2.36, 最高达 3.16, 马海落地油规则甾烷 C_{27} 含量也高, 接近鱼卡地区原油, 赛西原油规则甾烷 C_{27} 含量也较高, 处于冷湖构造和鱼卡地区原油之间(图 9-23、表 9-5), 与 Pr/Ph 的分布是一致的; 规则甾烷 C_{29} 含量则较低, 仅占 C_{29} 、 C_{28} 、 C_{27} 三种规则甾烷的 27.35%, 马海落地油规则甾烷 C_{29} 含量为 31.72%, 赛西原油规则甾烷 C_{29} 含量为 36.78%(图 9-22、表 9-5), 前者接近鱼卡原油, 后者接近冷湖构造的原油。它们反映出源岩以低等水生生物为主, 母质类型好。

柴达木盆地西部第三系原油规则甾烷分布形式也为 $C_{27} > C_{29} > C_{28}$ (图 9-21)。规则甾烷 C_{27} 含量也较高(图 9-23、表 9-5), 规则甾烷 C_{29} 含量也较低(图 9-22、表 9-5), 反映出源岩也以低等水生生物为主, 母质类型较好。

平面上, 东北部(以鱼卡原油为代表)和西南部(西部第三系型原油)甾烷 $\text{aaa}C_{27}$ 相对较高, 源岩也以低等水生生物为主, 母质类型较好; 它们之间的中部即冷湖-南八仙构造带以西南的一里坪拗陷甾烷 $\text{aaa}C_{29}$ 相对较高, 源岩以高等植物的输入为主, 母质类型较差(图 9-21)。东北、西南好、中差的格局明显。

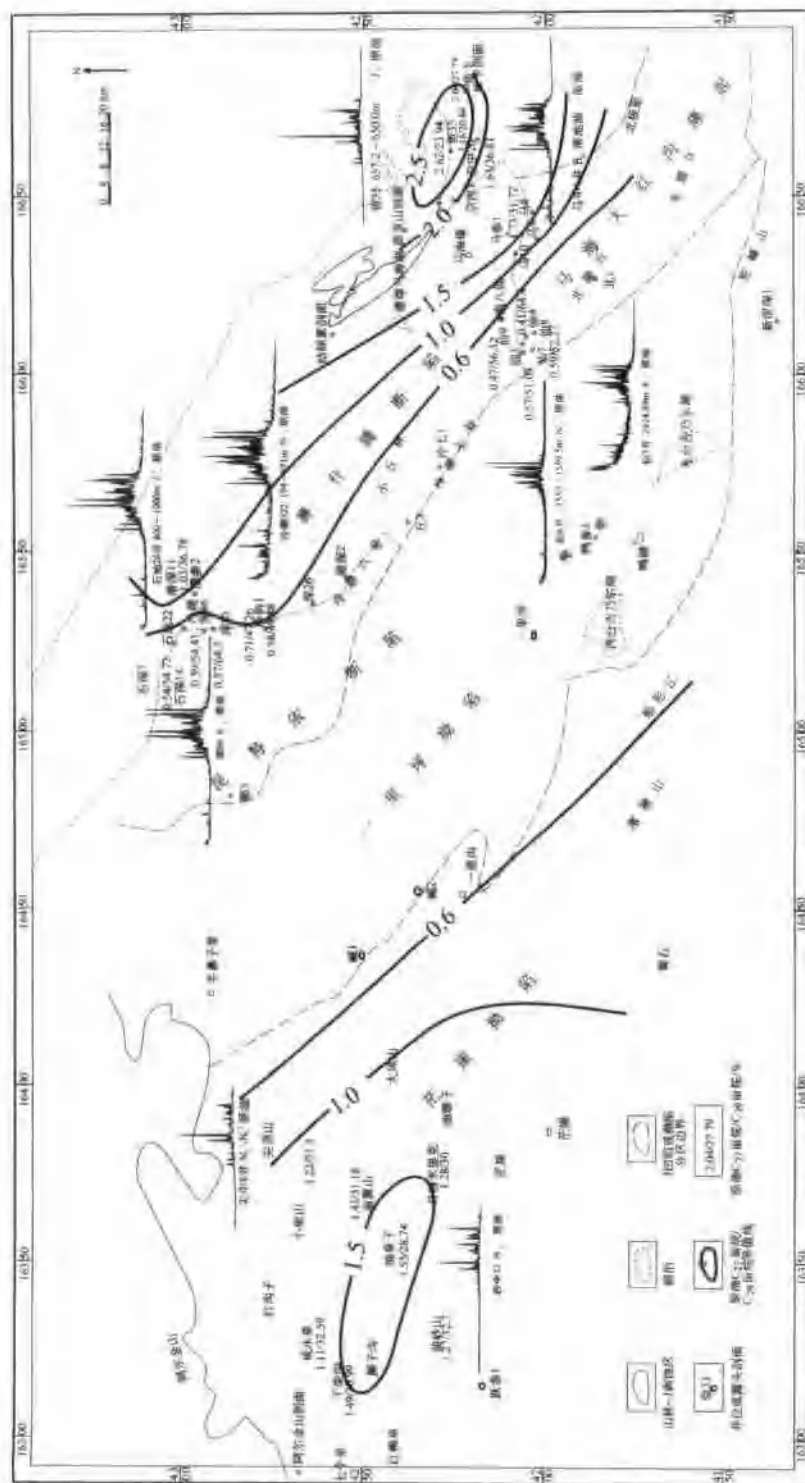


图 9-21 柴达木盆地原油典型甾烷(m/z 217)图谱和 C_7 甾烷和 C_{29} 甾烷含量等值线图

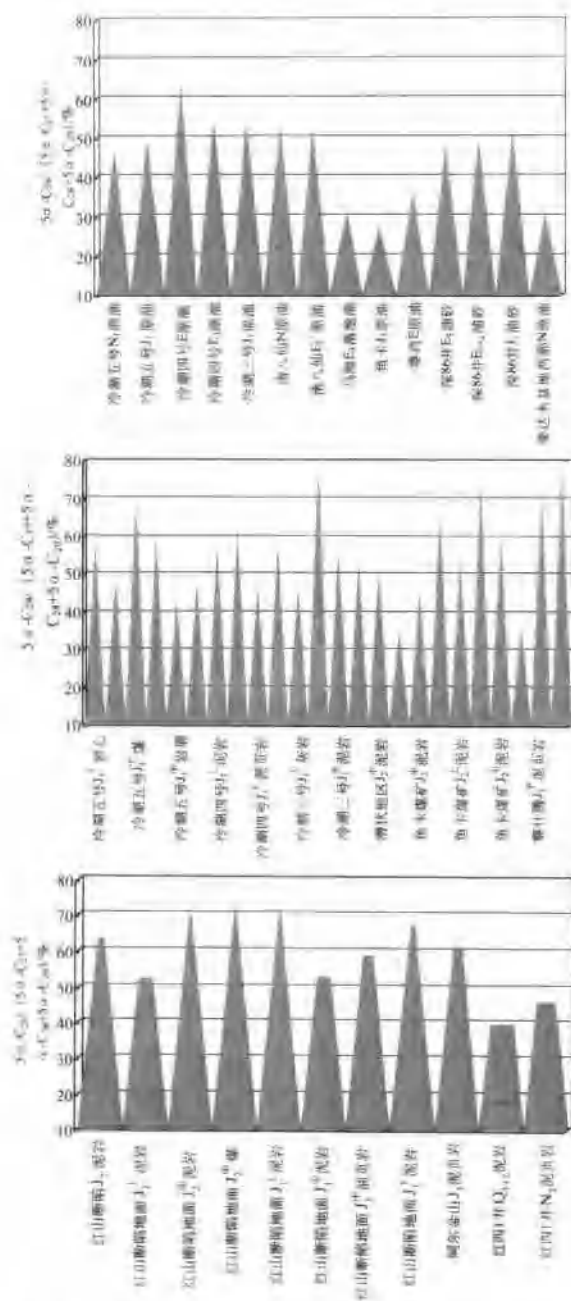


图 9-22 柴北缘及柴达木盆地西部各地区原油和烃源岩
5α-C₂₉甾烷参数对比柱状图

冷湖-南八仙构造带原油甾烷的另一显著特点是重排甾烷含量一般很高或较高和孕甾烷含量相对普遍较低(图 9-21、表 9-5),前者反映出源岩为黏土矿物的酸性催化、弱还原或弱氧化的沉积环境,后者反映出源岩为淡水的沉积环境。冷湖四、五号原油重排甾烷含

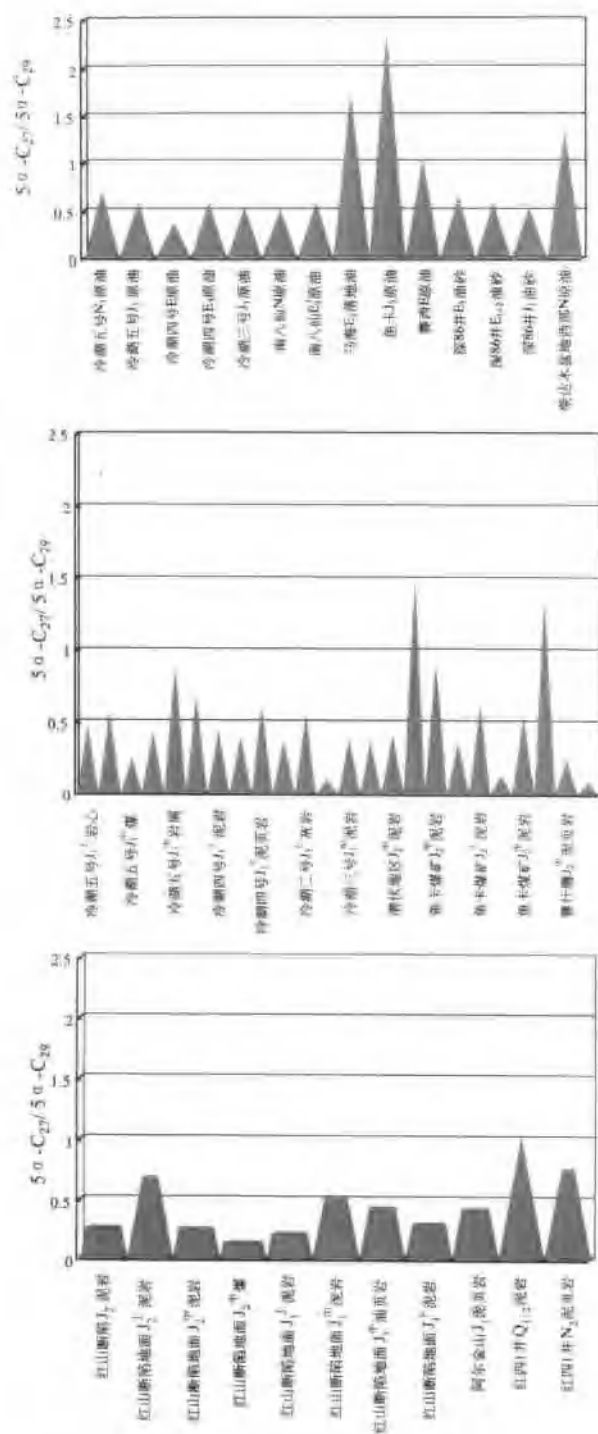


图 9-23 柴北缘及柴达木盆地西部各地区原油和烃源岩
 $5a-C_{27}/5a-C_{28}$ 烷烃参数对比柱状图

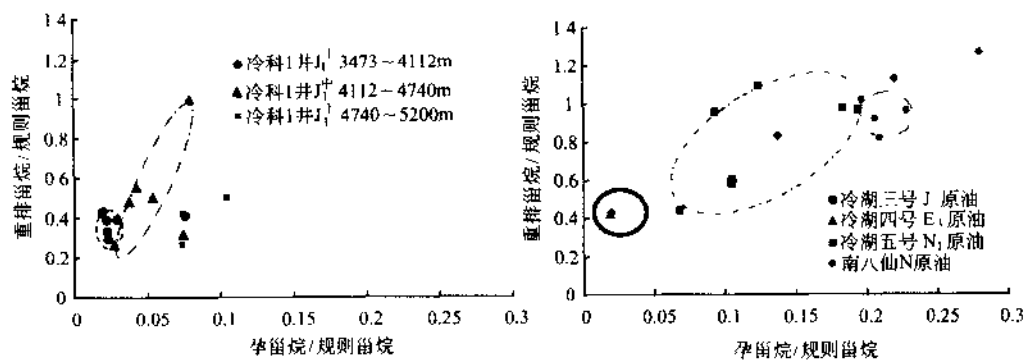


图 9-24 柴北缘原油(左图)和上侏罗统烃源岩(右图)孕甾烷和重排甾烷之间的相互关系图

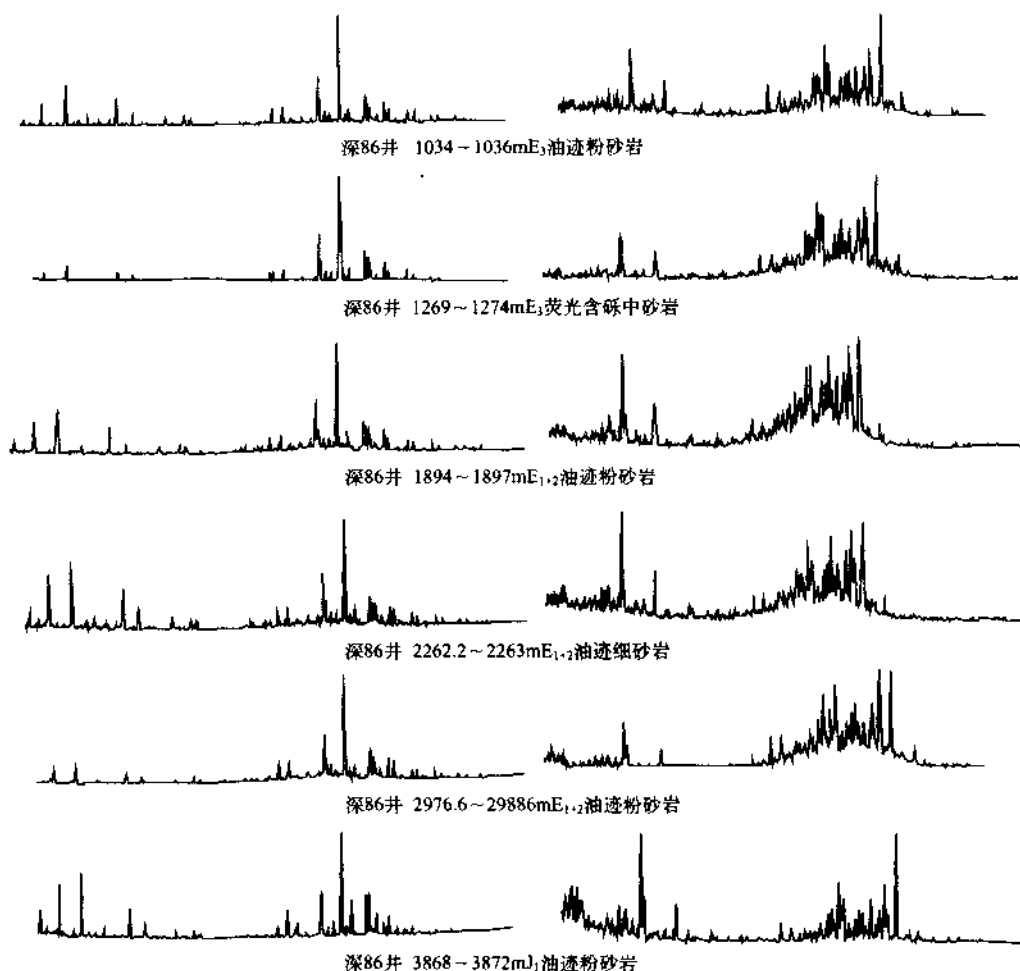


图 9-25 冷湖四号深 86 井不同井段油砂甾烷、萜烷图谱

甾烷含量和孕甾烷含量变化较大(图 9-25), 规律性不太明显,但总体上反映了柴北缘侏罗系型原油的特征。

柴北缘侏罗系型原油甾烷 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 和 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 两个异构化参数变化较大(图 9-26、图 9-27、图 9-28、图 9-29、图 9-30、表 9-5)。冷湖三、四、五号构造带的原油甾烷异构化参数 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 和 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 相对较高,其前者一般在 40%~45%之间,冷湖四号深 86 井下第三系 2700m 左右的原油平均只有 35%,说明其源岩成熟度并不太高,后者一般在 60%以上,冷湖五号原油可达 65%以上,反映出原油运移距离相对较远。马海落地油和南八仙原油两个甾烷异构化参数也相对较高,尤其是马海落地油甾烷 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 最高,接近 50%, $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 达到 64.08%,表明成熟度和运移距离相对最远;南八仙原油的这两个甾烷异构化参数明显受埋藏深度和层位的影响,仙 3 井 423~426m 的原油 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 最高,运移距离最远,仙 6、仙 9 井 1072~1091m 的原油 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 较高,运移距离较远,仙 7 井 2925m 的原油 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 较低,运移距离相对可能较近(图 9-29);此外,上第三系原油这两个甾烷异构化参数明显大于下第三系,说明前者运移距离大于后者。潜西原油的这两个甾烷异构化参数也相对较高,说明运移距离也较远。

鱼卡地区原油甾烷异构化两个参数 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 和 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 值较低,前者在 30%左右,后者平均为 26.12%,比盆地西部第三系原油还低,尚属未熟—低熟油范围,运移距离也较近。

平面上,柴达木盆地原油甾烷异构化参数 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 值呈现从东北向西南由低(鱼卡地区)变高(赛什腾断陷)再相对变低(冷湖-南八仙构造带)再相对变高(一里坪拗陷)再相对变低(茫崖拗陷)的趋势,反映的主要是源岩成熟度的变化;而 $\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 值呈现从东北向西南由低(鱼卡地区)变高(冷湖-南八仙-马海构造带)再逐渐变低(茫崖拗陷)的趋势(图 9-30),反映的主要是原油运移距离的远近。

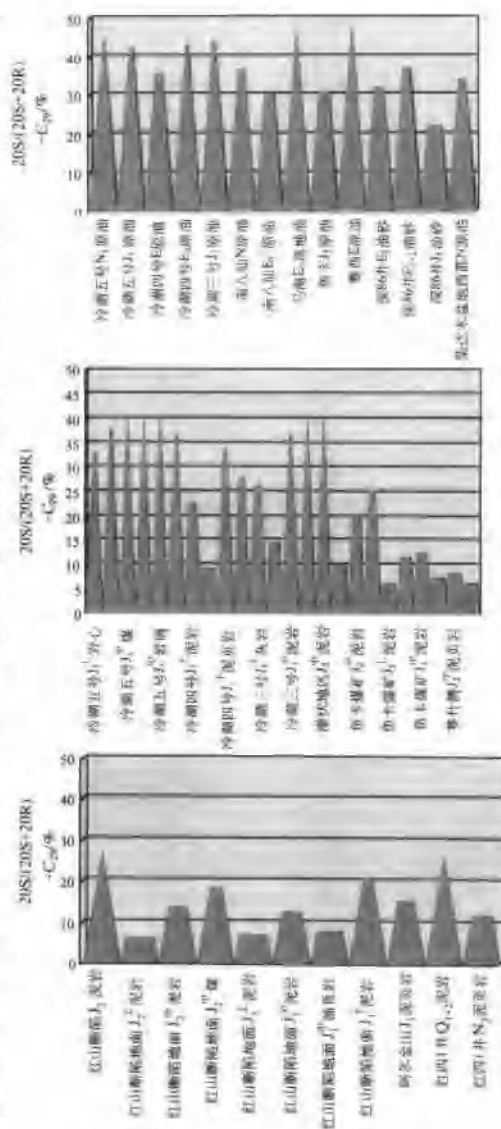


图 9-27 柴北缘及柴达木盆地西部各地区原油和烃源岩 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 甾烷参数对比柱状图

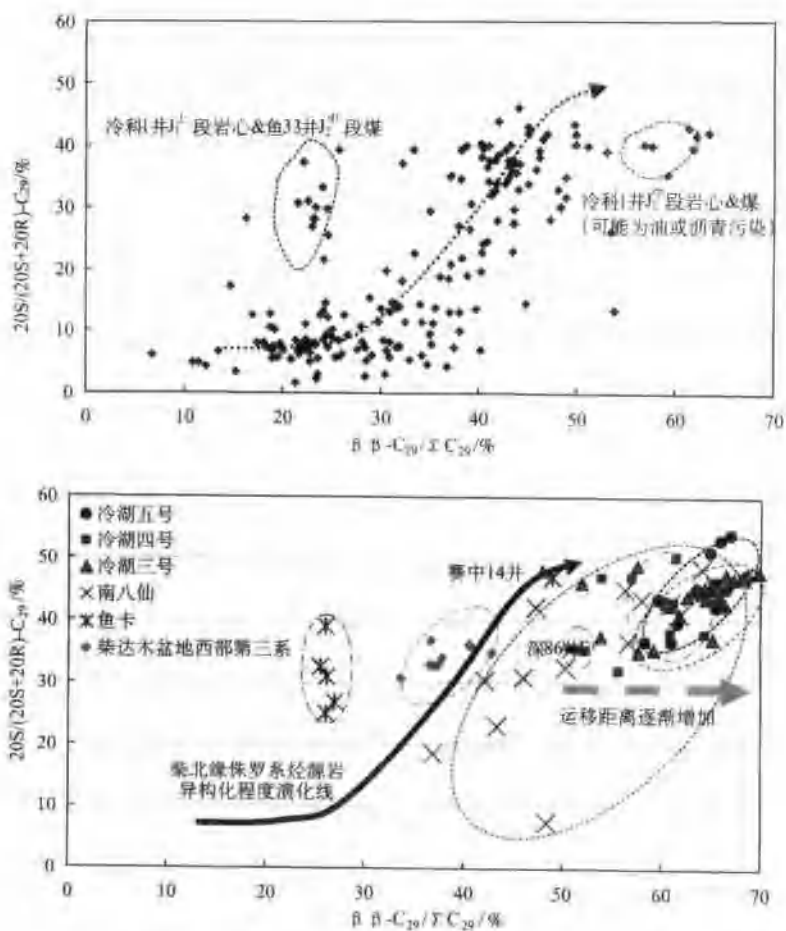


图 9-28 柴北缘及柴达木盆地西部原油馏烷成熟度和运移参数的演化图

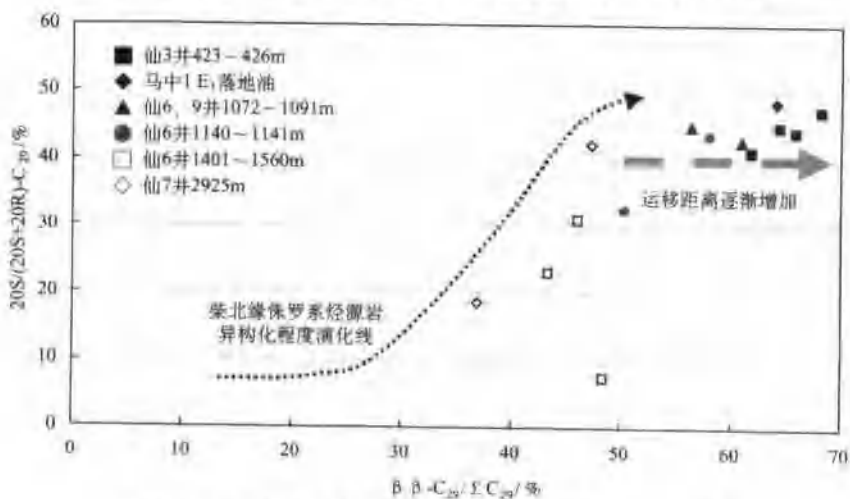


图 9-29 南八仙油田原油馏烷成熟度和运移参数的演化图

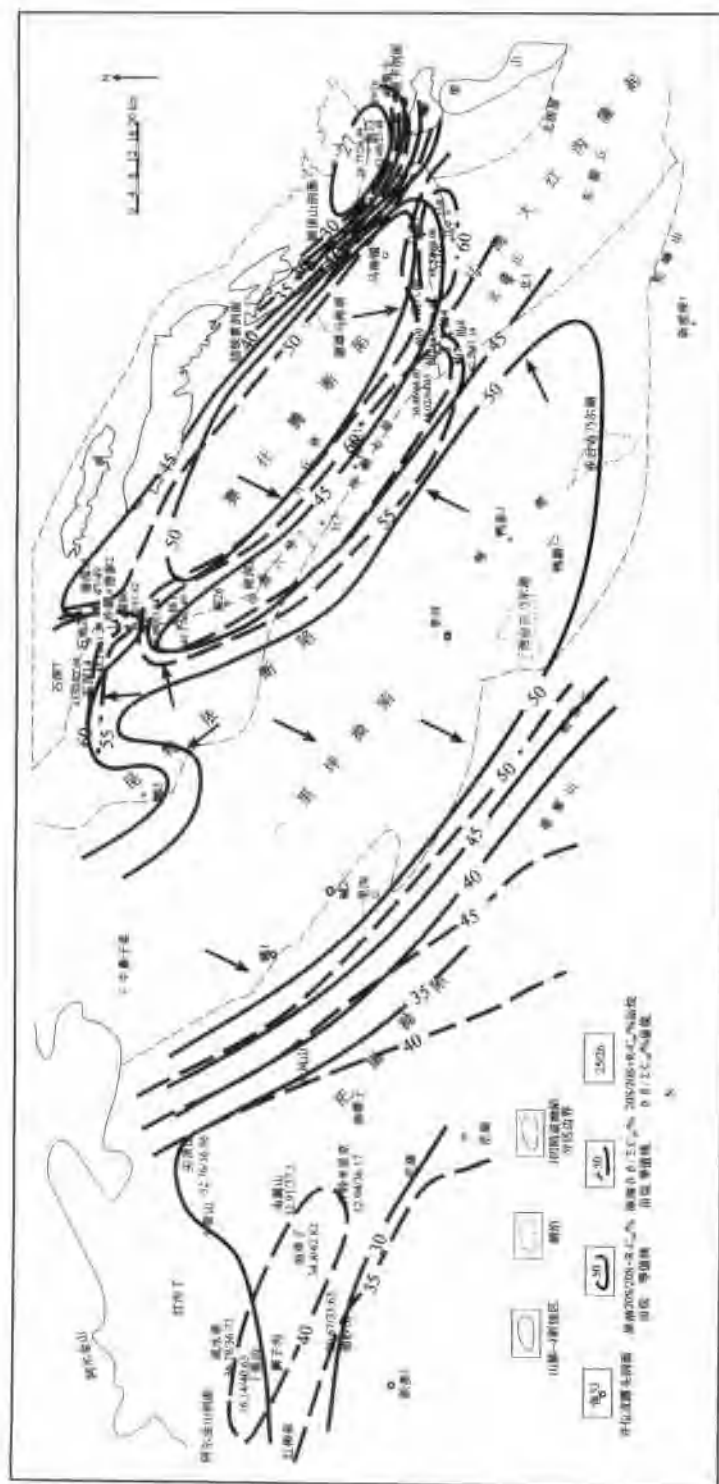


图 9-30 柴达木盆地原油馏烷异构化参数及运移参数等值线图

表 9-5a 柴达木盆地原油和

地区	井号	井深 /m	岩性	层位	T_m/T_c	$C_{30}H_{op}/C_{29}H_{op}$	$(C_{29}+C_{30})H_{op}/Mor$	$2S/22R-C_{31}$	$2\gamma-蜡烷/C_{31}$ ($22S+22R$)
冷湖五号	216井等	190~1110.8	原油	N_1	$\frac{0.67-0.96}{0.80(7)}$	$\frac{1.79-2.38}{16(10)}$	$\frac{7.10-8.95}{8.17(7)}$	$\frac{1.16-1.69}{1.53(8)}$	$\frac{0.05-0.22}{0.16(10)}$
	冷科1井	4110.6~4115.2	原油	J_1	2.79	1.75	10.40	1.42	0.09
冷湖四号	深86井	1034~1274	油砂	E_3	0.99(2)	2.18(2)	7.41(2)	1.37(2)	0.61(2)
	深86井	1894~2988	油砂	E_{1+2}	1.18(3)	2.21(3)		1.3(3)	0.68(3)
	深86井	3868~3872	油迹粉砂岩	J_1	3.69	2.32	2.83	0.94	0.25
	深86井	2698.6~2707.6	原油	E	0.94(2)	2.62(2)	8.59(2)	1.57(2)	0.10(2)
	617井等	390~900	原油	E_3	$\frac{0.52-1.06}{0.85(9)}$	$\frac{1.21-2.75}{2.46(9)}$	$\frac{8-9.71}{8.76(8)}$	$\frac{1.42-1.58}{1.51(8)}$	$\frac{0.05-0.17}{0.12(9)}$
	石地23井等	308~1240	原油	J_1	$\frac{0.52-1.06}{0.71(18)}$	$\frac{2.56-3.11}{2.86(17)}$	$\frac{7.35-9.90}{8.34(17)}$	$\frac{1.38-1.6}{1.52(18)}$	$\frac{0.07-0.22}{0.17(18)}$
南八仙	仙3、6、9井	423.4~1559.5	原油	N	$\frac{0.38-1.0}{0.67(5)}$	$\frac{1.48-2.99}{2.1(9)}$	$\frac{6.73-8.34}{7.29(5)}$	$\frac{1.25-1.77}{1.51(5)}$	$\frac{0.03-0.33}{0.19(11)}$
	仙7井	2924.89	原油	E_3	0.3(2)	1.78(2)	7.07(2)	1.18(2)	0.39(2)
马海	马中1	落地油	原油	E_3	1.18	0.62	8.59	1.22	0.42
鱼卡	角33、中1井等	75~650	原油	J_3	$\frac{1.59-1.69}{1.63(3)}$	$\frac{2.27-3.49}{2.88(4)}$	$\frac{4.93-7.24}{6.13(3)}$	$\frac{1.3-1.38}{1.33(3)}$	$\frac{1.35-2.42}{1.88(3)}$
	角33井		原油-污染	J_3	2.99	3.12	6.82	0.92	4.35
赛西	赛中14	1136	原油	E					
柴达木盆地西部第二系	咸20井等	0~1589.4	原油	N_2-N_3	$\frac{1.42-4.36}{2.56(7)}$	$\frac{1.64-2.27}{1.89(7)}$	$\frac{4.09-6.56}{5.35(7)}$	$\frac{0.97-1.5}{1.3(7)}$	$\frac{1.08-2.83}{1.98(7)}$
冷湖五号	冷科1井	3484~3756	泥岩-岩芯	J_1 上	$\frac{4.87-38.6}{19.94(5)}$	$\frac{1.21-4.43}{2.05(4)}$	$\frac{2.5-3.9}{2.98(3)}$	$\frac{1.0-1.45}{1.28(3)}$	$\frac{0.01-0.12}{0.05(4)}$
	冷科1井	3638~4110	岩屑	J_1 上	$\frac{1.2-8.43}{4.97(4)}$	$\frac{1.62-3.07}{2.05(5)}$	$\frac{4.28-11.24}{6.42(4)}$	$\frac{1.43-1.49}{1.46(4)}$	$\frac{0.03-0.24}{0.13(5)}$
	冷科1井	4138~4168	煤	J_1^P	12.73(3)	1.22(3)	10.83(3)	1.47(3)	0.04(3)
	冷科1井	4235~4314	泥岩-岩芯	J_1^P	5.19	2.38(3)	14.13(2)	1.50(3)	0.06(3)
	冷科1井	4403~4600	岩屑	J_1^P	3.91(3)	1.74(3)	5.71(3)	1.47(3)	0.11(3)
	冷科1井	4760~4985	岩屑	J_1^F	2.08(3)	2.08(3)	6.51(3)	1.43(3)	0.47(3)
冷湖四号	深85、86井	3020~3274	泥岩	J_1^F	$\frac{0.7-3.97}{1.6(5)}$	$\frac{1.67-2.76}{2.33(5)}$	$\frac{2.63-15.52}{7.22(5)}$	$\frac{0.53-1.13}{0.90(4)}$	$\frac{0.04-0.73}{0.41(5)}$
	深86井	3335~3886	泥岩	J_1^P	$\frac{1.74-22.4}{13.93(11)}$	$\frac{1.98-3.24}{2.35(11)}$	$\frac{1.49-4.09}{2.11(11)}$	$\frac{0.41-0.84}{0.65(11)}$	$\frac{0.03-0.36}{0.08(11)}$
	深86井	4106~4450	泥页岩	J_1^F	$\frac{1.48-2.07}{1.72(7)}$	$\frac{1.89-2.3}{2.13(7)}$	$\frac{4.18-6.47}{5.33(7)}$	$\frac{1.01-1.33}{1.2(7)}$	$\frac{0.54-1.28}{0.78(7)}$
冷湖三号	石地22井等	478~733	泥岩	J_1^F	$\frac{1.29-4.78}{2.42(7)}$	$\frac{2.09-3.35}{2.50(7)}$	$\frac{3.61-7.2}{4.74(7)}$	$\frac{0.52-1.33}{0.93(7)}$	$\frac{0.42-1.06}{0.72(7)}$
	石地22井	534~535	灰岩	J_1^F	1.33(2)	2.29(2)	6.35(2)	1.25(2)	0.36(2)
	石地22井	531.2	煤	J_1^F	2.45	2.49	2.42	0.57	0.53
	石地22井等	1016.15~1154.5	泥岩	J_1^P	1.99(2)	2.67(2)	5.61(2)	1.17(2)	0.98(2)
阿尔金山	阿尔金山		泥页岩	J_1	1.84(3)	1.98(3)	4.17(3)	0.94(3)	0.29(3)
南八仙	仙3井	3546~3638	绿灰色泥岩	J_1^F	3.4(2)	3.11(2)	6.3(2)	1.36(2)	0.32(2)

烃源岩生物标志物参数综合数据表

C_{27}/C_{29}	C_{28}/C_{29}	$20S/20(S+R)$ - $C_{29}/\%$	$\Delta\alpha - C_{29}/SC_{29}$ / %	$C_{27}/(C_{27}+C_{28})$ + $C_{29}/\%$	$C_{28}/(C_{27}+C_{28})$ + $C_{29}/\%$	$C_{29}/(C_{27}+C_{28})$ + $C_{29}/\%$	重排甾烷 相对含量	三环甾烷 相对含量	三环甾烷 相对含量
0.55 ~ 0.94 0.71(10)	0.30 ~ 0.74 0.44(10)	36.63 ~ 54 45.09(10)	59.75 ~ 67 63.64(10)	28.49 ~ 36.31 32.92(10)	14.91 ~ 27.52 19.83(10)	37.31 ~ 51.64 47.26(10)	高	低	低
0.58	0.42	42.17	65.49	29.13	20.99	49.88	高	低	低
0.66(2)	0.41(2)	31.96(2)	42.83(2)	31.87(2)	19.72(2)	48.42(2)	中等	中等	中等
0.58(3)	0.43(3)	36.9(3)	49.43(3)	28.78(3)	20.96(3)	50.26(3)	中等	高	较高
0.54		22.05	35.57	28.04	20.04	51.92	中等	高	较高
0.37(2)	0.19(2)	35.32(2)	51.62(2)	23.59(2)	11.92(2)	64.50(2)	高	低	低
0.36 ~ 0.76 0.55(10)	0.11 ~ 0.63 0.28(10)	32.02 ~ 50.22 43.11(11)	54 ~ 64.52 61.29(11)	23.98 ~ 37.35 29.74(11)	7.09 ~ 27.03 15.35(11)	35.63 ~ 67.53 54.41(11)	高	低	低
0.27 ~ 0.86 0.54(21)	0.12 ~ 0.63 0.32(21)	34.94 ~ 49.6 43.92(21)	48 ~ 72 62.67(21)	18.6 ~ 34.48 28.72(21)	7.29 ~ 25.86 16.56(21)	40.23 ~ 68.9 54.72(21)	高	低	低
0.40 ~ 0.71 0.52(9)	0.14 ~ 0.63 0.39(5)	7.44 ~ 47.08 36.53(11)	43.44 ~ 68.17 56.71(11)	24.33 ~ 32.43 27.11(11)	9.25 ~ 23.89 19.45(11)	45.89 ~ 64.4 53.44(11)	较低	低	中等
0.59(2)	0.36(2)	30.35(2)	42.13(2)	29.16(2)	18.58(2)	52.27(2)	中等	较高	较高
1.73	0.42	48.32	64.08	54.80	13.47	31.72	很高	低	低
1.63 ~ 1.16 2.36(4)	0.38 ~ 0.63 0.53(4)	25 ~ 39 30.81(4)	25.48 ~ 26.99 26.12(4)	49.08 ~ 65.96 58.59(4)	13.19 ~ 15.58 14.06(4)	20.84 ~ 36.81 27.35(4)	低	微	微
1.18	0.88	25.07	29.88	38.51	28.86	32.63	低	微	微
1.03	0.69	47.00	49.00	37.93	25.29	36.78			
1.11 ~ 1.55 1.34(7)	0.74 ~ 1.05 0.89(7)	30.67 ~ 36.78 33.86(7)	33.63 ~ 42.82 37.80(7)	36.3 ~ 46.2 41.43(7)	22.81 ~ 31.11 27.50(7)	28.74 ~ 32.59 31.07(7)	低	较低	高
0.41 ~ 0.62 0.48(4)	0.16 ~ 0.38 0.25(5)	28.2 ~ 39.26 33.14(5)	16.35 ~ 33.35 24.09(5)	26.31 ~ 47.68 32.95(4)	11.18 ~ 47.91 23.45(5)	50.04 ~ 62.52 57.95(5)	中等	微	较低
0.42 ~ 0.67 0.57(5)	0.38 ~ 0.45 0.42(4)	34.97 ~ 42.91 37.69(5)	32.18 ~ 48.81 41.06(4)	25.68 ~ 31.67 29.75(4)	20.03 ~ 21.3 20.69(5)	47.26 ~ 53.98 49.55(5)	中等	微	较低
0.25(3)	0.26(3)	40.03(3)	51.05(3)	16.53(2)	13.24(2)	70.22(3)	低	低	低
0.43(3)	0.39(3)	41.53(3)	62.15(3)	24.99(3)	15.47(3)	59.54(3)	较高	低	中等
0.87(3)	0.45(3)	39.63(3)	40.35(3)	37.44(3)	19.48(3)	43.08(3)	较高	低	中等
0.68(3)	0.48(3)	36.67(3)	40.86(3)	28.44(3)	23.58(3)	47.99(3)	低	较低	较高
0.29 ~ 0.63 0.43(8)	0.24 ~ 0.50 0.32(7)	13 ~ 35.44 22.94(8)	24.47 ~ 59.22 40.30(8)	19.06 ~ 27.98 23.46(8)	15.51 ~ 25.12 18.85(8)	51.66 ~ 65.18 57.69(8)	中等	高	较高
0.3 ~ 0.51 0.40(11)	0.19 ~ 0.36 0.24(11)	5.94 ~ 24.7 9.24(11)	20.16 ~ 40.83 26.63(11)	20.13 ~ 27.34 23.54(11)	12.61 ~ 19.2 14.43(11)	53.46 ~ 66.75 62.03(11)	低	低	低
0.56 ~ 0.68 0.61(7)	0.44 ~ 0.57 0.51(7)	26.59 ~ 39.21 33.87(7)	39.07 ~ 46.19 42.61(7)	27.66 ~ 30.66 28.77(7)	21.57 ~ 25.62 24(7)	44.79 ~ 50.03 47.23(7)	低	高	中等
0.21 ~ 0.64 0.37(12)	0.22 ~ 0.66 0.37(12)	6 ~ 42 28.04(12)	29.2 ~ 48.28 41.87(12)	14.39 ~ 27.76 21.56(12)	14.84 ~ 28.71 20.91(12)	43.53 ~ 70.44 58.06(12)	低	较高	高
0.54(2)	0.60(2)	26.27(2)	53.43(2)	25.42(2)	28.04(2)	46.54(2)			
0.11	0.12	14.53	44.76	9.22	9.48	81.30	低	较高	高
0.34 ~ 0.48 0.39(4)	0.27 ~ 0.62 0.41(4)	32.9 ~ 44 37.05(4)	41.61 ~ 45 43.08(4)	20.09 ~ 22.84 21.39(4)	16.66 ~ 29.48 22.66(4)	47.68 ~ 61.02 55.98(4)	低	低	低
0.43(3)	0.24(3)	15.4(3)	28.88(3)	25.58(3)	13.5(3)	60.92(3)	低	低	低
0.37(2)	0.51(2)	41.75(2)	49.81(2)	19.49(2)	27.30(2)	53.20(2)	低	低	低

表 9-5b 柴达木盆地原油和

地区	井号	井深 /m	岩性	层位	T_m/T_s	$C_{30}H_{op}/C_{29}H_{op}$	$(C_{29} + C_{30})H_{op}/Mor.$	$22S/22R \cdot C_{31}$	$2Y - 蜡烷/C_{31}$ ($22S + 22R$)
潜伏地区	潜参 6.4.2 井	2369.22 ~ 2936.68		J ₂ ^中					
鱼卡(井下)	鱼 28 井	122	油页岩	J ₂ ^中		17.14	6.86	0.22	31.25
	鱼 33	122 ~ 1525	泥页岩	J ₂ ^中	$\frac{2.78 \sim 4.12}{3.47(4)}$	$\frac{2.55 \sim 3.40}{2.94(4)}$	$\frac{2.42 \sim 3.41}{2.96(4)}$	$\frac{0.83 \sim 0.95}{0.88(4)}$	$\frac{0.36 \sim 2.08}{0.93(4)}$
	鱼 33.28 井	276 ~ 1775	深灰色泥岩	J ₂ ^中	$\frac{3.03 \sim 28.91}{12.85(4)}$	$\frac{1.86 \sim 2.93}{2.27(4)}$	$\frac{1.72 \sim 3.27}{2.52(4)}$	$\frac{0.64 \sim 1.28}{0.87(4)}$	$\frac{0.07 \sim 0.87}{0.35(4)}$
	鱼 33.28 井	230 ~ 1850	煤	J ₂ ^中	$\frac{9.69 \sim 67.17}{46.20(7)}$	$\frac{1.24 \sim 2.36}{1.59(8)}$	$\frac{1.58 \sim 2.59}{2.23(8)}$	$\frac{0.26 \sim 1.52}{1.17(8)}$	$\frac{0.02 \sim 0.52}{0.11(8)}$
鱼卡煤矿	鱼卡地面		页岩	J ₂ ^中	4.94(2)	1.73(2)	2.64(2)	0.55(2)	0.11(2)
	鱼卡地面		煤	J ₂ ^中	64.6(2)	1.25(2)	1.59(2)	0.89(2)	0.05(2)
	鱼卡地面		泥岩	J ₂ ^中	$\frac{3.27 \sim 45.58}{17.8(5)}$	$\frac{1.23 \sim 1.79}{1.59(5)}$	$\frac{1.63 \sim 2.35}{1.99(5)}$	$\frac{0.47 \sim 1.09}{0.79(5)}$	$\frac{0.05 \sim 0.54}{0.23(5)}$
赛什腾地区	圆顶山, 结绿寨		泥页岩	J ₂ ^中	$\frac{4.26 \sim 18.38}{9.52(5)}$	$\frac{1.82 \sim 3.81}{2.53(5)}$	$\frac{1.17 \sim 2.96}{1.72(5)}$	$\frac{0.14 \sim 0.44}{0.32(5)}$	$\frac{0.01 \sim 3.48}{0.87(5)}$
	圆顶山, 路乐河		泥岩	J ₂ ^中	$\frac{11.83 \sim 44.35}{30.58(7)}$	$\frac{1.14 \sim 2.34}{1.62(6)}$	$\frac{1.35 \sim 5.32}{2.21(7)}$	$\frac{0.14 \sim 0.79}{0.58(7)}$	$\frac{0.05 \sim 0.12}{0.08(7)}$
	路乐河, 结绿寨		煤	J ₂ ^中	54.14(3)	1.49(3)	1.43(3)	0.61(3)	0.04(3)
红山断陷	红山参 1 井	2034 ~ 2048	黑色泥岩	J ₂ ^中	10.91(2)	2.45(2)	2.04(2)	0.44(2)	0.31(2)
	大煤沟		泥岩	J ₂ ^中	$\frac{2.94 \sim 38.16}{14.69(5)}$	$\frac{2.03 \sim 10.86}{3.83(5)}$	$\frac{0.39 \sim 4.6}{1.76(5)}$	$\frac{0.1 \sim 0.38}{0.23(5)}$	$\frac{0.05 \sim 0.6}{0.22(5)}$
	大煤沟, 绿草山		泥岩	J ₂ ^中	$\frac{1.44 \sim 106.9}{37.81(8)}$	$\frac{1.61 \sim 2.11}{1.88(8)}$	$\frac{0.83 \sim 5.49}{2.36(8)}$	$\frac{0.26 \sim 1.26}{0.70(8)}$	$\frac{0.02 \sim 1.09}{0.25(8)}$
	大煤沟		煤	J ₂ ^中	$\frac{19.99 \sim 207}{78.5(4)}$	$\frac{1.21 \sim 2.76}{1.92(4)}$	$\frac{0.86 \sim 3.91}{1.86(4)}$	$\frac{0.24 \sim 1.44}{0.68(4)}$	$\frac{0.03 \sim 0.18}{0.09(4)}$
	大煤沟		泥岩及煤	J ₂ ^中	$\frac{1.44 \sim 49.59}{33.21(7)}$	$\frac{1.39 \sim 2.86}{1.84(4)}$	$\frac{0.39 \sim 5.49}{1.44(7)}$	$\frac{0.15 \sim 1.26}{0.47(7)}$	$\frac{0.08 \sim 1.09}{0.14(7)}$
	大煤沟		泥岩	J ₂ ^中	$\frac{2.06 \sim 10.64}{7.34(5)}$	$\frac{1.23 \sim 1.73}{1.49(5)}$	$\frac{1.53 \sim 3.8}{2.45(5)}$	$\frac{0.69 \sim 1.31}{0.89(5)}$	$\frac{0.19 \sim 0.87}{0.35(5)}$
	大煤沟		油页岩	J ₂ ^中	$\frac{4.2 \sim 16.08}{7.91(5)}$	$\frac{1.31 \sim 2.6}{1.58(5)}$	$\frac{2.02 \sim 4.12}{2.61(5)}$	$\frac{0.62 \sim 1.79}{0.91(5)}$	$\frac{0.06 \sim 0.29}{0.18(5)}$
	大煤沟		泥岩	J ₂ ^中	24.75(3)	1.30(3)	2.82(3)	1.02(3)	0.46(3)
一里坪	红四 1 井	259.52 ~ 990.02	灰色泥岩	Q ₁₊₂	1.78(2)	2.08(2)	4.14(2)	1.09(2)	0.69(2)
	红四 1 井	1440 ~ 2250	灰色泥岩	N ₂	$\frac{1.58 \sim 3.29}{2.43(9)}$	$\frac{1.45 \sim 2.35}{1.92(9)}$	$\frac{1.53 \sim 4.45}{3.35(9)}$	$\frac{0.86 \sim 1.28}{1.03(9)}$	$\frac{0.48 \sim 1.16}{0.79(9)}$

烃源岩生物标志物参数综合数据表

C_{27}/C_{29}	C_{28}/C_{29}	$20S/20(S+R)$ - $C_{29}/\%$	$\beta_1 - C_{29}/\Sigma C_{29}$ /%	$C_{27}/(C_{27}+C_{28})$ + $C_{29}/\%$	$C_{28}/(C_{27}+C_{28})$ + $C_{29}/\%$	$C_{29}/(C_{27}+C_{28})$ + $C_{29}/\%$	重排甾烷 相对含量	孕甾烷 相对含量	三环萜烷 相对含量
0.42(4)	0.55(4)	40.1(5)	43.2(5)	21.23(4)	27.62(4)	51.15(4)	低		低
6.28	0.28	22.00	38.27	73.30	10.78	15.91	微	微	微
$\frac{1.26 \sim 1.69}{1.50(4)}$	$\frac{0.34 \sim 0.44}{0.41(4)}$	$\frac{8.01 \sim 12.58}{10.19(4)}$	$\frac{17.04 \sim 24.67}{19.3(4)}$	$\frac{48.41 \sim 53.98}{51.2(4)}$	$\frac{13.14 \sim 14}{13.57(4)}$	$\frac{32.02 \sim 38.45}{35.24(4)}$	低	微	微
$\frac{0.37 \sim 0.87}{0.89(4)}$	$\frac{0.30 \sim 0.48}{0.38(4)}$	$\frac{10.5 \sim 27.03}{19.77(4)}$	$\frac{18.84 \sim 73.44}{30.58(4)}$	$\frac{21.63 \sim 55.26}{36.19(4)}$	$\frac{12.93 \sim 23.89}{17.52(4)}$	$\frac{31.81 \sim 58.44}{46.30(4)}$	低	微	微
$\frac{0.07 \sim 1.26}{0.37(8)}$	$\frac{0.12 \sim 0.31}{0.19(8)}$	$\frac{12.72 \sim 37.32}{25.48(8)}$	$\frac{18.85 \sim 38}{24.62(8)}$	$\frac{8.32 \sim 48.94}{21.48(8)}$	$\frac{9.72 \sim 13.39}{12.25(8)}$	$\frac{38.91 \sim 82.49}{66.26(8)}$	低	低	低
0.61(2)	0.23(2)	6.31(2)	21.76(2)	33.16(2)	12.49(2)	54.35(2)	低	微	微
0.14(2)	0.2(2)	11.49(2)	32.51(2)	10.38(2)	14.9(2)	74.72(2)	微	低	微
$\frac{0.19 \sim 0.9}{0.54(5)}$	$\frac{0.14 \sim 0.32}{0.22(5)}$	$\frac{4.81 \sim 22.71}{12.43(5)}$	$\frac{11.5 \sim 33.44}{23.86(5)}$	$\frac{17.3 \sim 41.13}{27.55(5)}$	$\frac{10 \sim 15.21}{12.29(5)}$	$\frac{45.88 \sim 75}{60.16(5)}$	低	较高	中等
$\frac{0.68 \sim 3}{1.36(5)}$	$\frac{0.22 \sim 0.61}{0.38(5)}$	$\frac{3.4 \sim 17.26}{7.39(5)}$	$\frac{14.78 \sim 22.85}{18.32(5)}$	$\frac{35.03 \sim 64.99}{49.74(5)}$	$\frac{13.33 \sim 15.08}{13.99(5)}$	$\frac{21.68 \sim 51.4}{36.27(5)}$	低	低	微
$\frac{0.1 \sim 0.69}{0.25(7)}$	$\frac{0.1 \sim 0.28}{0.17(7)}$	$\frac{2.37 \sim 19.78}{8.4(7)}$	$\frac{21.9 \sim 40.14}{25.79(7)}$	$\frac{8.25 \sim 34.98}{16.18(7)}$	$\frac{7.95 \sim 14.55}{11.61(7)}$	$\frac{50.96 \sim 81.37}{72.21(7)}$	低	较高	低
0.08(3)	0.16(3)	6.16(3)	26.16(3)	6.69(3)	12.59(3)	80.72(3)	低	低	低
0.27(2)	0.34(2)	27.09(2)	37.94(2)	16.52(2)	20.36(2)	63.13(2)	低	较高	中等
$\frac{0.17 \sim 1.12}{0.68(5)}$	$\frac{0.19 \sim 0.41}{0.36(5)}$	$\frac{3.09 \sim 7.86}{5.99(5)}$	$\frac{23.59 \sim 40.19}{34.26(5)}$	$\frac{12.44 \sim 38.43}{31.4(5)}$	$\frac{13.74 \sim 18.46}{16.50(5)}$	$\frac{39.73 \sim 73.82}{52.1(5)}$			
$\frac{0.03 \sim 0.62}{0.26(8)}$	$\frac{0.07 \sim 0.67}{0.26(8)}$	$\frac{1.65 \sim 36.29}{13.77(8)}$	$\frac{21.41 \sim 45.81}{31.67(8)}$	$\frac{2.65 \sim 30.7}{14.97(8)}$	$\frac{6.58 \sim 29.25}{15.16(8)}$	$\frac{43.92 \sim 89.09}{69.87(8)}$	低	低	低
$\frac{0.01 \sim 0.25}{0.15(4)}$	$\frac{0.13 \sim 0.31}{0.23(4)}$	$\frac{6.03 \sim 41.9}{18.22(4)}$	$\frac{6.77 \sim 46.94}{32.19(4)}$	$\frac{1.22 \sim 16.02}{10.22(4)}$	$\frac{9.65 \sim 21.92}{16.33(4)}$	$\frac{64.8 \sim 74.92}{73.46(4)}$	低	低	低
$\frac{0.07 \sim 0.43}{0.21(7)}$	$\frac{0.05 \sim 0.67}{0.22(7)}$	$\frac{2.69 \sim 36.29}{6.82(7)}$	$\frac{12.23 \sim 45.81}{30.56(7)}$	$\frac{6.26 \sim 26.84}{13.71(7)}$	$\frac{4.58 \sim 29.25}{14.68(7)}$	$\frac{43.92 \sim 86.78}{71.61(7)}$			
$\frac{0.33 \sim 0.66}{0.52(5)}$	$\frac{0.27 \sim 0.66}{0.41(5)}$	$\frac{5.27 \sim 37.62}{12.56(5)}$	$\frac{13.45 \sim 41.99}{26.31(5)}$	$\frac{18.47 \sim 30.56}{24.86(5)}$	$\frac{16.58 \sim 28.6}{22.48(5)}$	$\frac{43.32 \sim 61.07}{52.66(5)}$			
$\frac{0.12 \sim 0.66}{0.44(5)}$	$\frac{0.11 \sim 0.47}{0.34(5)}$	$\frac{5.25 \sim 11.44}{7.75(5)}$	$\frac{10.92 \sim 29.78}{23.40(5)}$	$\frac{10.08 \sim 31.07}{22.54(5)}$	$\frac{9.18 \sim 27.67}{18.61(5)}$	$\frac{46.83 \sim 80.74}{58.85(5)}$			
0.3(3)	0.32(3)	20.96(3)	37.12(3)	15.69(3)	17.40(3)	66.91(3)			
1.02(2)	0.52(2)	26.12(2)	35.12(2)	39.86(2)	20.59(2)	39.56(2)	低	中等	中等
$\frac{0.51 \sim 1.01}{0.76(9)}$	$\frac{0.2 \sim 0.7}{0.45(9)}$	$\frac{3.61 \sim 28.88}{11.94(9)}$	$\frac{22.63 \sim 41.47}{29.12(9)}$	$\frac{23.19 \sim 41.4}{34.26(9)}$	$\frac{10.4 \sim 31.5}{19.92(9)}$	$\frac{39.27 \sim 52.74}{45.82(9)}$	微	低	高

2. 萜烷系列

柴北缘侏罗系型原油萜烷系列参数中,以 γ 蜡烷含量很低或较低(图 9-31);三环萜烷含量较低;无 C_{38} 升藿烷优势;重排藿烷含量一般很高或较高;莫烷含量低和 T_m 系列高等

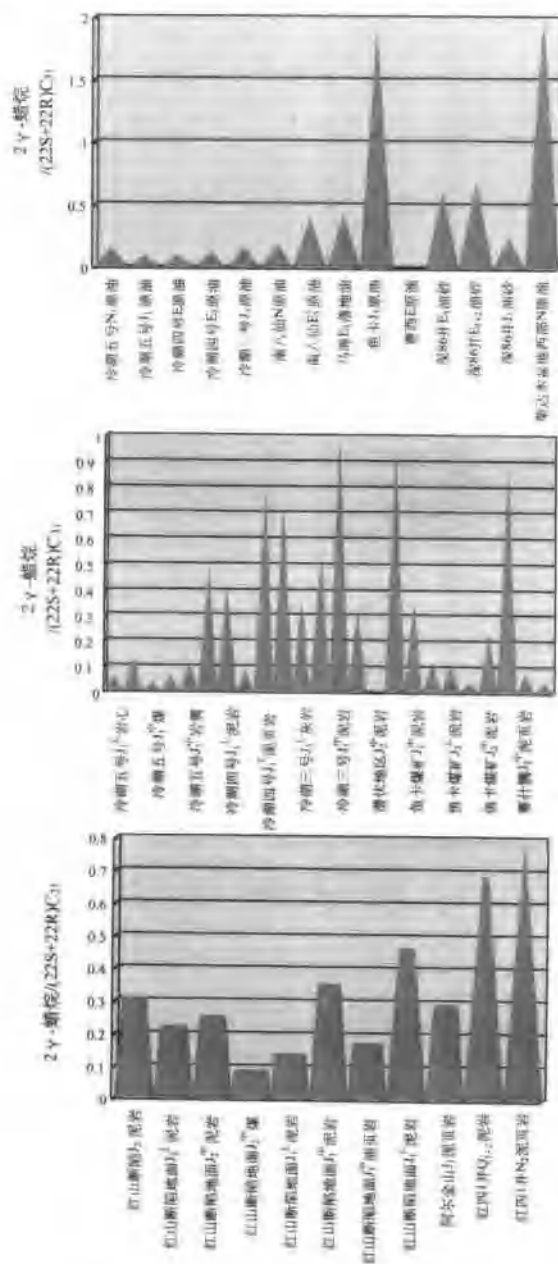


图 9-31 柴北缘及柴达木盆地西部地区原油和烃源岩 γ -蜡烷参数对比柱状图

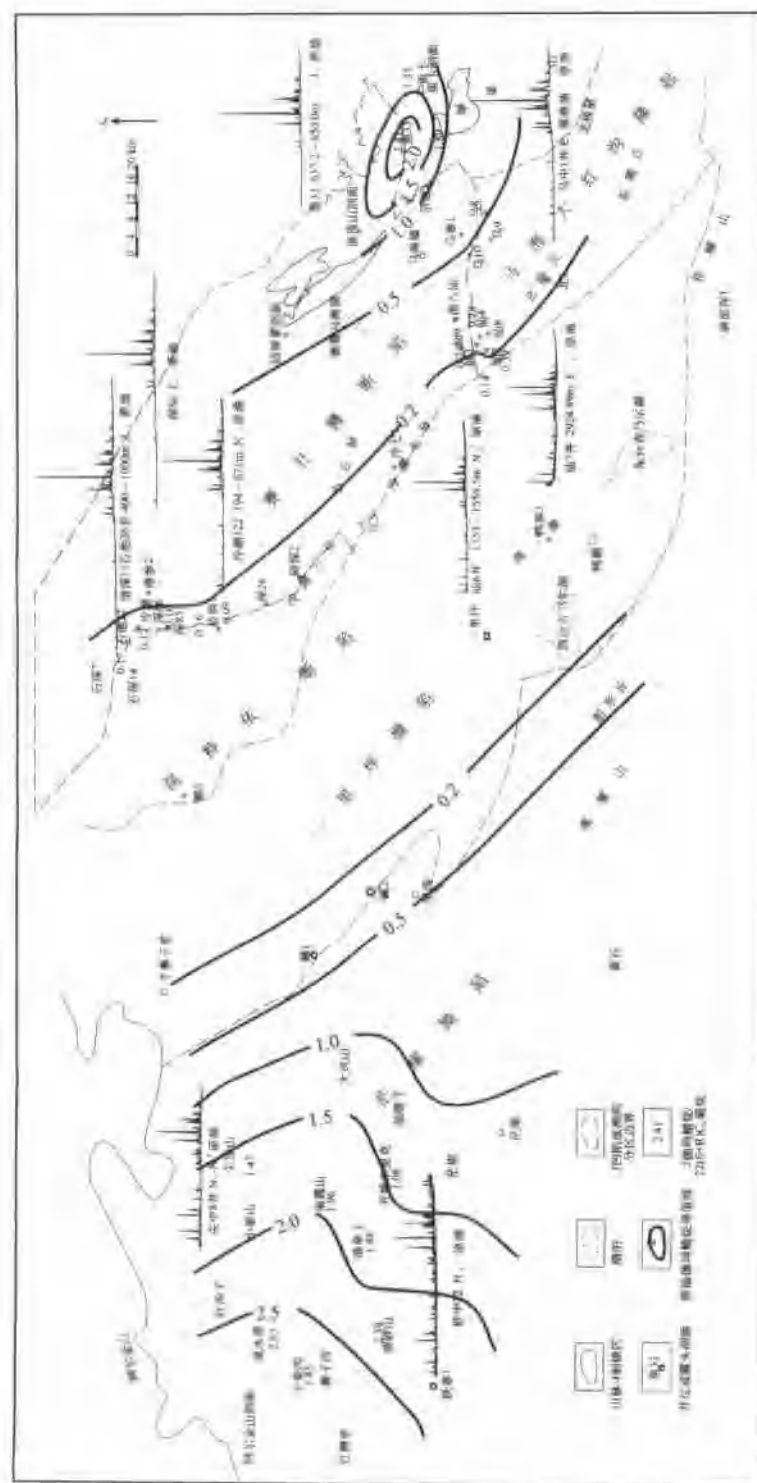


图 9-32 柴达木盆地原油典型烷烃($m/z191$)图谱和伽玛蜡烷含量等值线图

为特征(图 9-31、图 9-32、图 9-33、图 9-34、图 9-35、图 9-36、表 9-5),整体反映出源岩的沉积水体较淡,母质类型较差;源岩细菌活动不太强烈,并非强还原环境;源岩为黏土矿物的酸性催化、弱还原或弱氧化的沉积环境。

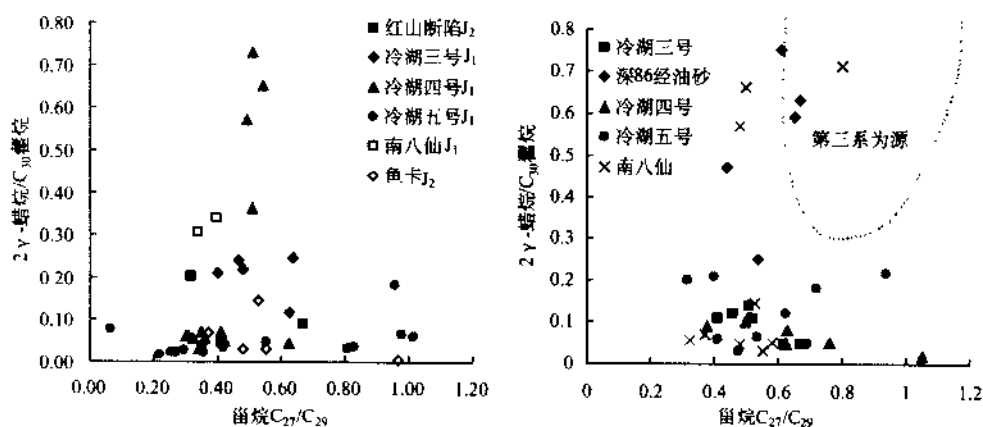


图 9-33 柴北缘原油(左图)和上侏罗统烃源岩(右图)伽玛蜡烷和 C₂₇ 甾烷之间的相互关系图

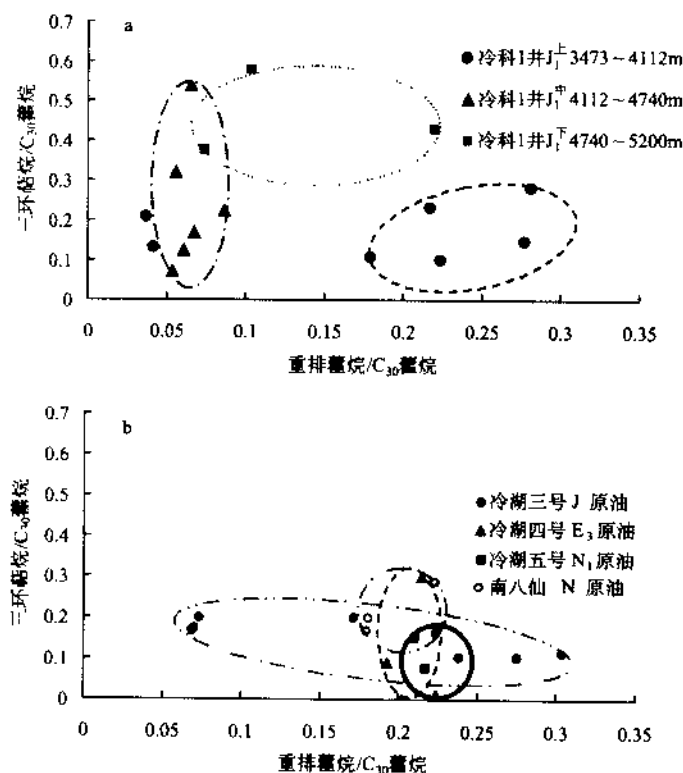


图 9-34 柴北缘原油(a)和上侏罗统烃源岩(b)三环萜烷和重排萜烷之间的相互关系图

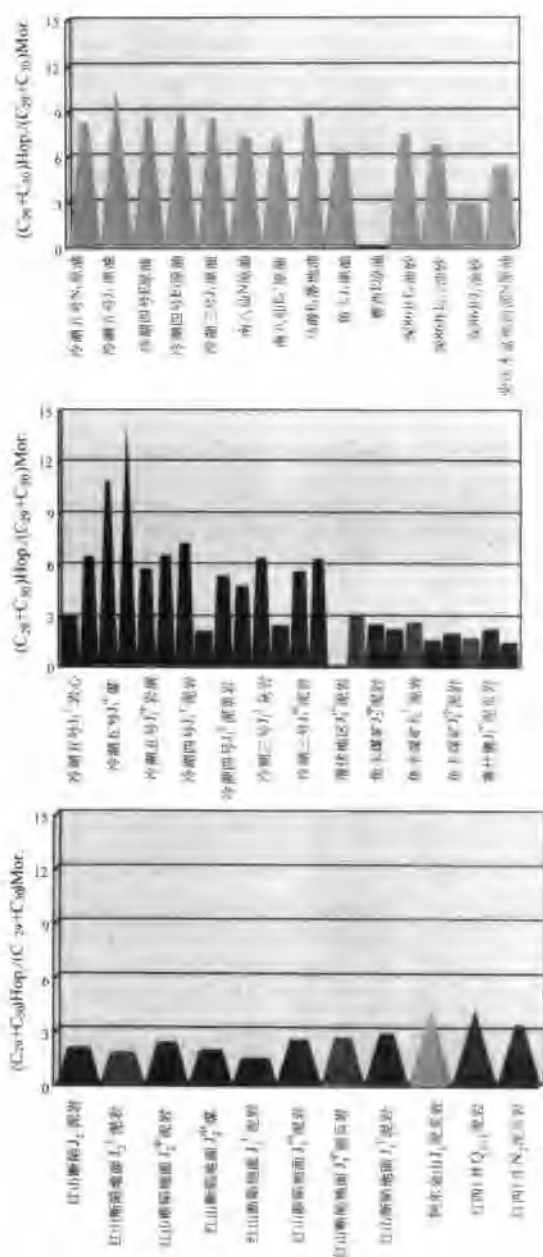


图 9-35 柴北缘及柴达木盆地西部各地区原油和
 烃源岩 $(C_{29}+C_{30})\text{Hop}/(C_{29}+C_{30})\text{Mor}$ 对比柱状图

冷湖地区冷湖三号构造的原油具有三环萜烷含量低(图 9-34)、 γ 蜡烷含量很低(平均 0.12, 图 9-33)、 T_m 系列高(表 9-5、图 9-36)、莫烷含量低(图 9-35)、重排藿烷含量高等特点。整体反映源岩由湖相向沼泽煤系过渡, 母质相对较差的特征。

冷湖地区冷湖五号构造的原油具有、重排甾烷含量相对较高、三环萜烷含量低、 γ 蜡烷含量相对较低等, 整体反映源岩的湖相泥岩, 母质相对较好的特点。冷湖地区冷湖四号

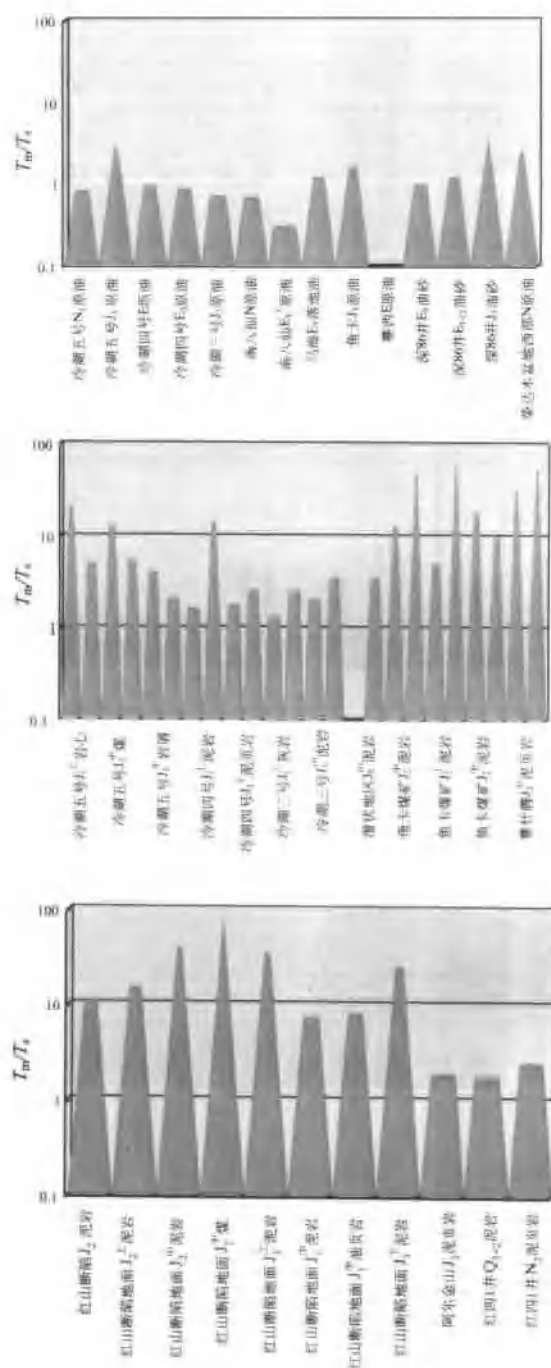


图 9-36 柴北缘及柴达木盆地西部各地区原油和烃源岩 T_m/T_s 参数对比柱状图

构造的深 86 井油砂具有三环萜烷含量高、 γ 蜡烷含量较高(平均 0.59)、 T_m 系列很低等。

油砂中的这种变化,主要可能源于侏罗系的油气在运移通过第三纪地层的过程中,捕获了一些第三系咸化湖相生物标志物的特征(图 9-25)。冷湖地区冷湖四号构造的原油具有五号构造和三号构造原油中间过渡的特点。

南八仙地区原油具有三环萜烷含量较高, γ 蜡烷含量相对较高、 T_m 系列较高等,其上第三系原油在长距离的运移过程中,某些原油或凝析油还具有某些第三系原油较高的 γ 蜡烷、孕甾烷、三环萜烷含量等整体反映源岩为沼泽煤系,母质相对较差的特点。

鱼卡地区的原油具有三环萜烷含量较低、 γ 蜡烷含量高、莫烷含量低、 T_m 系列较高等,反映源岩的湖相泥页岩母质好、沉积水体较咸的特点。

平面上,柴达木盆地原油 γ 蜡烷含量从东北向西南呈现出高(以鱼卡原油为代表)—低(冷湖-南八仙构造带)—高(西部第三系型原油)的格局,反映出源岩母质由好变差再变好、沉积水体由半咸化变淡化再变咸化的特点(图 9-32)。

(三) 碳同位素

柴北缘侏罗系型原油碳同位素分布范围较宽,变化在 $-25\text{‰} \sim -33\text{‰}$ 之间(表 9-6),同源干酪根类型、成藏运移过程中的分馏、原油成熟度等密切相关,也可能还与油藏储层的“同化”有关。母质类型是影响原油碳同位素的主要因素;运移作用导致的同位素分馏效应一般在 1‰ 左右,也可能更大;成熟度影响一般不会超过 2‰ ,但是从柴北缘侏罗系烃源岩的人工加热加压模拟试验中可以看出,沥青“A”和排出油 $\delta^{13}\text{C}$ 由低成熟到成熟阶段后期差值可达到 $3\text{‰} \sim 4\text{‰}$ (图 9-37);油藏储层的“同化”则视具体情况而不同。

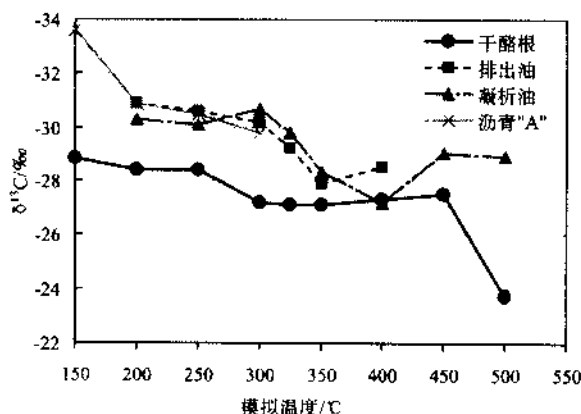


图 9-37 柴北缘鱼 33 井 J_3 烃源岩模拟产物干酪根、残余物沥青“A”、排出油和排出凝析油碳同位素随模拟温度变化图

鱼卡地区原油的碳同位素值最轻,变化在 $-31.88\text{‰} \sim -33\text{‰}$ 之间,平均为 -32.55‰ ,它主要与侏罗系中侏罗统上段(J_3) II₁ ~ I 型母质的富烃页岩或油页岩有关。

表 9-6 柴北缘原油及其组分碳同位素数据表

地区	井号	井段/m	层位	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$				
				饱和烃	原油	芳烃	非烃	沥青质
冷湖五号	冷科 1	4110.6 ~ 4115.2	J ₁ ^h	-29.8	-28.7	-28	-27.5	-26.6
	246.4-40、22.1-22	392 ~ 905.1	N ₁	$\frac{-27.07 \sim -26.13}{-26.69(4)}$	-26.3	$\frac{-25.1 \sim -24.35}{-24.71(4)}$	$\frac{-26.2 \sim -25.21}{-25.62(3)}$	-28
冷湖四号	深 86 井	2698.6 ~ 2707.6	E ₃ ¹	-31	-30	-29.2	-28.9	-27.5
	2-83.559、582.617、726	390 ~ 900	E ₃ ²	$\frac{-29 \sim -26.88}{-28.03(4)}$	$\frac{-27.7 \sim -27.3}{-27.5(2)}$	$\frac{-28.7 \sim -27.98}{-26.46(4)}$	$\frac{-28 \sim -24.92}{-26.25}$	$\frac{-28.4 \sim -27.2}{-27.8}$
冷湖三号	7703、7705、石地 23、26	308.5 ~ 1240	J ₁ ^h	$\frac{-32.2 \sim -30.36}{-30.79(5)}$	$\frac{-30.7 \sim -29.5}{-30.35(4)}$	$\frac{-30.3 \sim -28.09}{-29.27(6)}$	$\frac{-29.6 \sim -28.43}{-29.16(6)}$	$\frac{-29.5 \sim -27.7}{-28.9(4)}$
南八仙	仙 3 井	423.4 ~ 425.8	N ₂ ²	-26.5	-25.35(2)	-22.2	-25.6	
	仙 3.6 井	1076 ~ 1559.5	N ₂ ¹	$\frac{-27.2 \sim -25.9}{-26.73(4)}$	$\frac{-27.2 \sim -24.5}{-25.74(5)}$	$\frac{-27.1 \sim -25.8}{-26.45(2)}$	-25.55(2)	
	仙 5、7 井	2924.89 ~ 2989.5	E ₃ ¹	$\frac{-27.7 \sim -26.8}{-27.25(2)}$	$\frac{-26.6 \sim -24.5}{-26.6(2)}$	-24.7	-24.6	
马海	马中 1 井	458.8 ~ 566	E ₃	-28.30	-28.4	-28.2	-26.9	
鱼卡	鱼 28 井		E		-31.88			
	鱼中 1、5 井	121 ~ 245	J ₃		$\frac{-33 \sim -32.1}{-32.55(2)}$			
	鱼 33 井-污染		J ₃	-27.9		-27.3	-27.3	-27.1

冷湖地区原油 $\delta^{13}\text{C}$ 变化较大,从三号构造至五号构造具有逐渐变重的趋势,冷湖三号构造 J 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 平均为 -30.35‰ ,至五号构造同层位的冷科 1 井 J 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 为 -28.7‰ ,从生物标志物来看,其源岩的有机质类型并无大的差别,均应为 II₂ ~ III₁ 型母质;此外,冷湖四号和冷湖五号构造不同层位的原油存在着明显的差别,冷湖四号深 86 井 E₃¹ 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 为 -30‰ 左右,而 E₃² 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 则平均为 -27.5‰ ,比前者重了 2.5‰ ;冷湖五号 N₁ 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 平均为 -26.3‰ 比冷科 1 井 J 原油重了 2.4‰ ,他们可能是第三系油藏储层的“同化”造成的,因为随着层位的变新,运移距离可能增大,只能使 $\delta^{13}\text{C}$ 变轻,看来,第三系油藏储层的“同化”,即长时间的第三系油藏储层及其周围岩石或本层有机质相对偏重的同位素使得油也相对偏重,是冷湖地区原油 $\delta^{13}\text{C}$ 变化较大的原因之一。

南八仙原油 $\delta^{13}\text{C}$ 相对较重,变化范围在 $-24.5\text{‰} \sim -27.2\text{‰}$ 之间,主要反映出成烃母质差的特征(III 型为主);同时,随着储集层位的变新,原油 $\delta^{13}\text{C}$ 也具有相对变重的趋势,从 E₃¹ 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 平均 -26.6‰ 增加到 N₂² 的 -25.35‰ 。这也说明了第三系油藏储层的“同化”作用的影响。马海地区 E₃ 原油 $\delta^{13}\text{C}$ 为 -28.4‰ 比南八仙原油要偏轻的多,主要原因在于马海原油可能与赛什腾拗陷的马海洼槽中侏罗统上段(J₂) II₁ ~ I 型母质的富烃页岩或油页岩有关。

平面上,柴达木盆地原油 $\delta^{13}\text{C}$ 从东北向西南具有逐渐增高的趋势(图 9-38),从东北部(以鱼卡原油为代表)的 -33‰ 逐渐变重到西南部第三系型原油的 -24‰ 的分布格局,

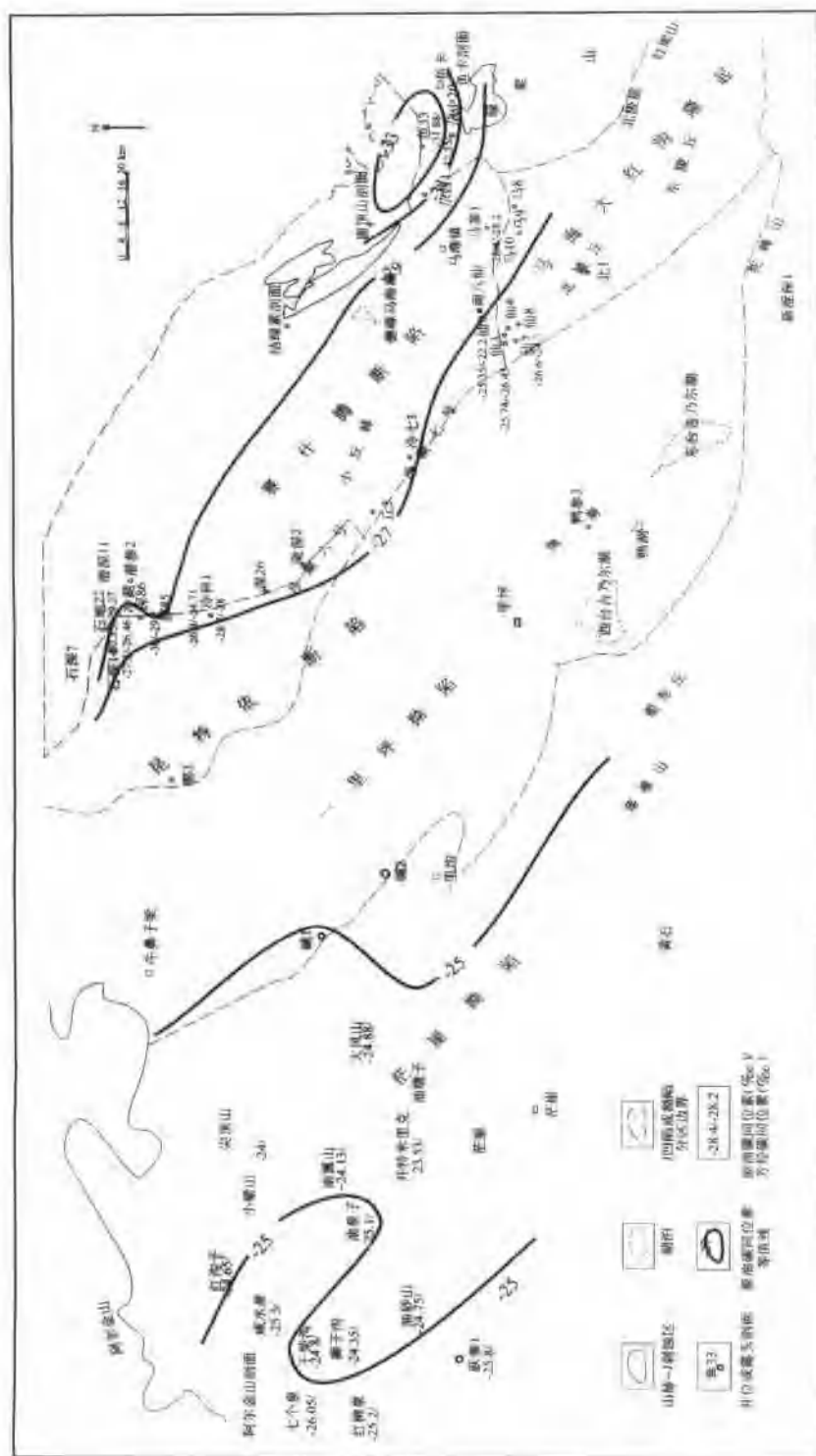


图 9-38 柴达木盆地原油碳同位素等值线图

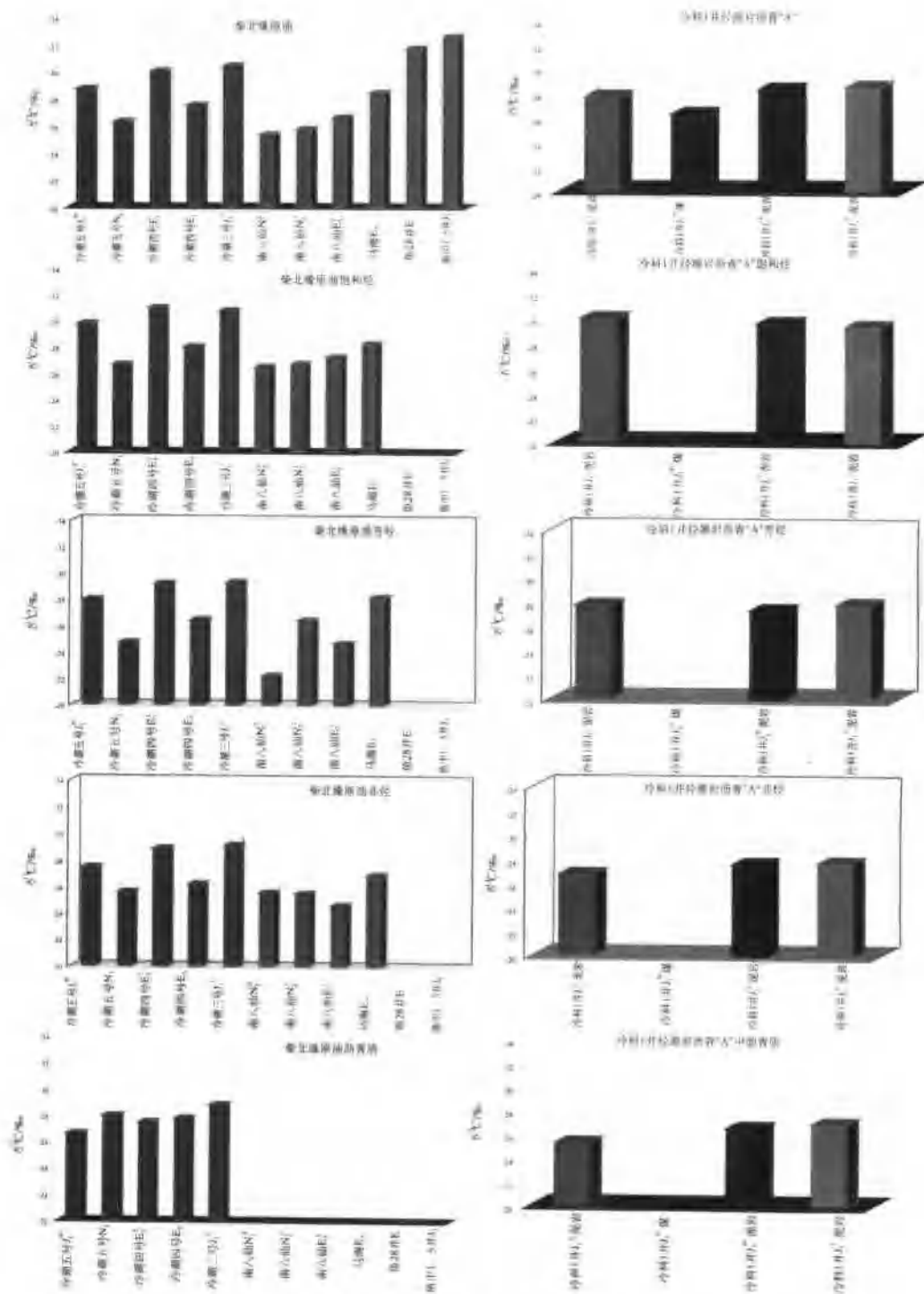


图 9-39 柴北缘不同地区各层段原油和冷科 1 井烃源岩沥青“A”、饱和烃、芳烃、非烃、沥青质碳同位素对比图

总体反映出油藏储层和运移的影响。

柴北缘侏罗系原油中饱和烃 $\delta^{13}\text{C}$ 、芳烃 $\delta^{13}\text{C}$ 、非烃 $\delta^{13}\text{C}$ 、沥青质 $\delta^{13}\text{C}$ 分布特征与原油相似,各自变化范围也较宽,尤其是芳烃 $\delta^{13}\text{C}$ 变化在 $-22.2\text{‰} \sim -30.3\text{‰}$ 之间(图 9-39、表 9-6)。它们的 $\delta^{13}\text{C}$ 类型曲线(图 9-40)显示出一定的差异。①从三号构造至五号构造具有逐渐变轻的趋势,冷湖三号构造 J 原油和冷湖四号深 86 井 E_2 原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 类型曲线几

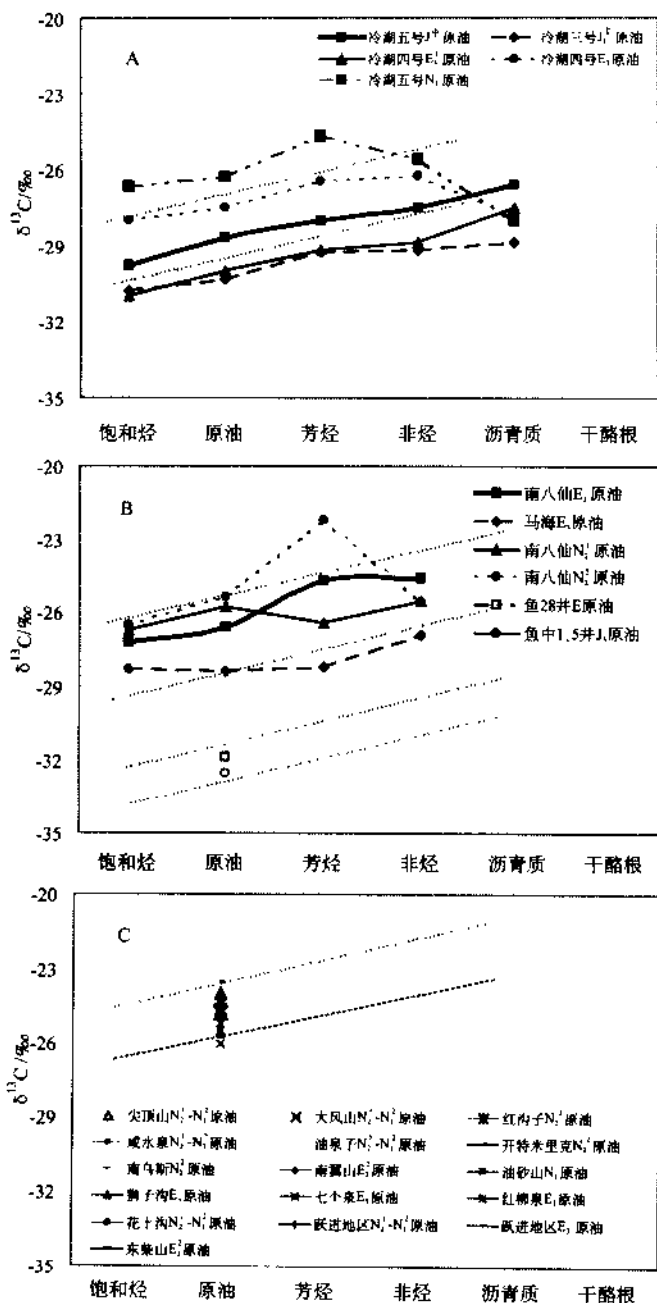


图 9-40 柴达木盆地不同类型原油碳同位素及其类型曲线对比图

表 9-7 柴达木盆地各种类型原油单体烃碳同位素综合数据表

地区	井号	井段/m	层位	$\delta^{13}C_{14}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{15}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{16}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{17}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{18}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{19}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{20}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{21}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{22}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{23}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{24}/\text{‰}$
冷湖 三号	7407、7502、7603、 7701、7914、8001、 石地23、中14	364~1240	J ₁		-30.79 (11)		-32.08 (11)	-32.02 (11)	-32.14 (11)	-32.31 (11)	-32.22 (11)	-32.34 (11)	-32.35 (11)	
冷湖 四号	550、559、568、582、 617	390~877	E ₃		-27.1	-27.3	-28.12 (5)	-29.06 (5)	-28.96 (5)	-29.23 (5)	-28.98 (5)	-28.99 (5)	-29.03 (5)	-28.82 (5)
冷湖 五号	216、246、322、4409	190~1000	N ₁				-27.20 (4)	-27.96 (4)	-27.70 (4)	-27.95 (4)	-27.63 (4)	-27.73 (4)	-27.72 (4)	-27.53 (4)
冷湖 五号	冷科1	4110.6~4115.2	J ₁				-28.17 (3)	-27.27 (3)	-29.15 (3)	-28.95 (3)	-28.73 (3)	-28.34 (3)	-28.43 (3)	-28.53 (3)
南八仙	仙3	423.4~1141.6	N ₂	-26.9	-26.95	-26.9	-27.74 (2)	-26.90 (2)	-27.835 (2)	-27.71 (2)	-27.72 (2)	-27.985 (2)	-27.77 (2)	-27.955 (2)
鱼下	角中5井	121~179	J ₃	-30.3	-31	-30	-32.10	-32.70	-34.60	-33.70	-34.10	-33.90	-34.40	-34.05
柴达木 盆地 西部	跃24、七东1、花 SI-10-3尖中8、开 浅67井等	237~3827.2	N~E	-26.68	-26.06 (5)	-26.17 (5)	-24.89 (5)	-25.37 (5)	-26.06 (5)	-25.82 (5)	-26.06 (5)	-26.40 (5)	-26.77 (5)	-26.72 (5)
地区	井号	井段/m	层位	$\delta^{13}C_{25}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{26}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{27}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{28}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{29}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{30}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{31}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{32}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{33}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{34}/\text{‰}$	$\delta^{13}C_{35}/\text{‰}$
冷湖 三号	7407、7502、7603、 7701、7914、8001、 石地23、中14	364~1240	J ₁	-32.77 (11)	-32.77 (11)	-32.74 (11)	-32.52 (11)	-33.27 (11)	-32.35 (11)	-32.16 (11)	-31.68 (10)			
冷湖 四号	550、559、568、582、 617	390~877	E ₃	-29.3 (5)	-29.75 (5)	-29.33 (5)	-29.02 (5)	-29.51 (5)	-29.44 (5)	-29.34 (5)	-28.59 (4)		-30.40	-30.35
冷湖 五号	216、246、322、4409	190~1000	N ₁	-28.03 (4)	-28.00 (4)	-28.14 (4)	-27.68 (4)	-28.47 (4)	-28.14 (4)	-27.84 (4)	-28.05 (3)			
冷湖 五号	冷科1	4110.6~4115.2	J ₁	-29.02 (3)	-28.85 (3)	-29.29 (3)	-28.4 (3)	-28.92 (3)	-28.855 (2)	-27.635 (2)				
南八仙	仙3	423.4~1141.6	N ₂	-27.795 (2)	-27.785 (2)	-27.78 (2)	-27.48 (2)	-28.005 (2)	-28.2 (2)	-28.4 (2)	-27.62 (2)		-30.50	-32.55
鱼卡	鱼中5井	121~179	J ₃	-32.95	-33.65	-33.00	-33.90						-33.9	-36.5
柴达木 盆地 西部	跃24、七东1、花 SI-10-3尖中8、开 浅67井等	237~3827.2	N~E	-26.54 (5)	-26.57 (5)	-27.10 (5)	-26.26 (5)	-26.64 (4)	-27.61 (3)	-27.9 (2)	-27.93 (2)	-26.9 (2)	-27.04 (5)	-25.19 (5)

乎重合,冷湖五号构造冷科1井J原油位于中间,冷湖四号 E_2^1 原油相对变重,冷湖五号构造 N_1 原油的 $\delta^{13}C$ 类型曲线相对最重,位于上方(图9-40A)。它们可能与源岩的有机质类型并无大的关系,而是与原油的运移距离的远近和第三系油藏储层的“同化”有关;南八仙原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线也显示出随着储集层位的变新,从 E_3^1 到 N_2^1 具有相对变重的趋势(图9-40B);马海地区 E_3 原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线比南八仙原油要偏轻的多,主要原因在于马海原油可能与赛什腾拗陷的马海洼槽中侏罗统上段(J_2^1) II₁ ~ I 型母质的富烃页岩或油页岩有关。②冷湖三号构造J原油和冷湖四号深86井 E_2^1 原油以及冷湖五号构造冷科1井J原油均从饱和烃→原油→芳烃→非烃→沥青质 $\delta^{13}C$ 逐渐变重,这是原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线的正常变化规律,但是,冷湖四号 E_2^1 和冷湖五号构造 N_1 原油的 $\delta^{13}C$ 类型曲线中沥青质 $\delta^{13}C$ 及非烃 $\delta^{13}C$ 没有变重反而变轻(图9-40),而与冷湖三号构造J原油和冷湖四号深86井 E_2^1 原油以及冷湖五号构造冷科1井J原油的沥青质 $\delta^{13}C$ 或非烃 $\delta^{13}C$ 相当,也说明它们的有机质类型基本上是相近的。南八仙原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线基本上是正常变化规律,只是 N_2^1 也是非烃 $\delta^{13}C$ 没有变重反而变轻(图9-40C);马海地区 E_3 原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线基本上是正常变化规律。

(四) 单体烃碳同位素

图9-41为柴北缘原油单体烃碳同位素分布类型曲线,图中也明显可以看出它们具有与原油及其组分类型曲线相似的特征。

(1) 鱼卡地区原油的单体烃碳同位素相对最轻,变化在 -30‰ ~ -34.6‰ 之间(表9-7),具有随碳数增大逐渐变轻的变化趋势(图9-41D、图9-41F),它主要与中侏罗统上段(J_2^1) II₁ ~ I 型母质的富烃页岩或油页岩有关。

(2) 从三号构造至五号构造原油的单体烃碳同位素具有逐渐变重的趋势(图9-41F)。冷湖三号构造J原油的单体烃碳同位素相对最轻,随碳数增大变化不明显,多数具有偶数碳变重的优势,只是本区各个原油之间具有一定的差别,同碳数之间可相差 2‰ ~ 3‰ 之间(图9-41C);冷湖四号构造原油的单体烃碳同位素相对重一些,随碳数增大变化也不明显,多数也具有偶数碳变重的优势,本区各个原油之间差别明显,同碳数之间最大可相差 3‰ 以上(图9-41B),深86井 E_2^1 原油最轻, E_2^2 原油普遍相对变重,这与原油及其组分 $\delta^{13}C$ 的变化和分布特征是一样的;冷湖五号构造原油的单体烃碳同位素相对最重,随碳数增大变化也不明显,多数也具有偶数碳变重的优势,本区各个原油之间差别相对小一些(图9-41A),同碳数之间最大可相差 2‰ 左右。

(3) 南八仙原油的单体烃碳同位素相对最重,随碳数增大变化也不明显,本区两个原油之间差别相对小一些(图9-41D)。这也与原油及其组分 $\delta^{13}C$ 的变化和分布特征是一致的。实际上,柴达木盆地西部第三系型原油的单体烃碳同位素相对更重,其类型分布曲线与柴北缘侏罗系型原油差别更大(图9-41E、图9-41F)。

(五) 轻烃组成和分布

原油轻烃组成与分布一般与母质类型和成熟度密切相关。一般地,母质类型好的,其

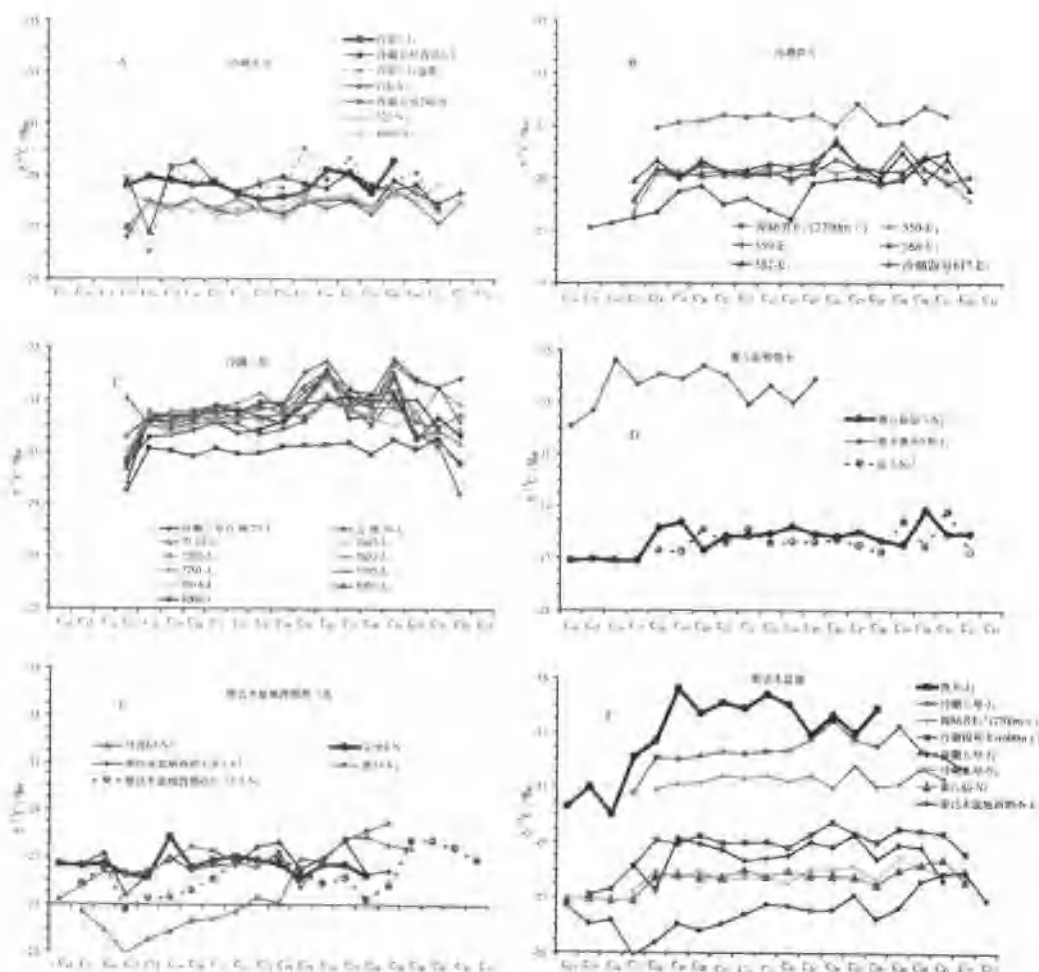


图 9-41 柴达木盆地各类原油单体烃碳同位素分布图

轻烃烃类组成以正构烷烃高,支链烷烃相对低,苯和甲苯含量低为特征。冷湖地区原油轻烃组成中,从三号构造到五号构造,正构烷烃含量从 45% 以上降到 30% 以下,环烷烃则从 30% ~ 35% 升高至 40% 以上,芳烃含量从低到高,四号构造处于过渡位置(图 9-42、表 9.8)。冷湖地区三、四、五号构造原油轻烃组成特征可能是原油母质类型、成熟度和运移距离远近的影响。三号构造原油轻烃组成相对于五号构造富含正构烷烃贫环烷烃,说明三号原油母源类型优于五号原油或运移距离远于五号原油,原油成熟度也低于五号原油。南八仙原油轻烃组成中,正构烷烃含量只有 38.4%,环烷烃含量 31.99%,芳烃含量最高,达 14.07%,说明其成油母质类型很差,与侏罗系下侏罗统 III 型母质相吻合。鱼卡地区中 I 井原油轻烃组成中,正构烷烃含量高达 55.84%,说明其成油母质类型好,与中侏罗统上段(J₂) I ~ II 型母质相吻合。从原油轻烃成熟度参数石蜡指数和庚烷值看,成熟度最高的原油是南八仙原油,其石蜡指数平均高达 3.92,庚烷值平均高达 37.98%,属成熟阶段后期;从冷湖三号原油到冷湖五号原油石蜡指数和庚烷值逐渐减小,成熟度逐渐降低(图

9-43),但均属成熟阶段。鱼卡地区原油的石蜡指数和庚烷值最低,上处于低成熟阶段。就我们看来,轻烃母质和成熟度参数均受原油运移距离远近或运移路径的条件的影响,其指标界限只能作为参考。

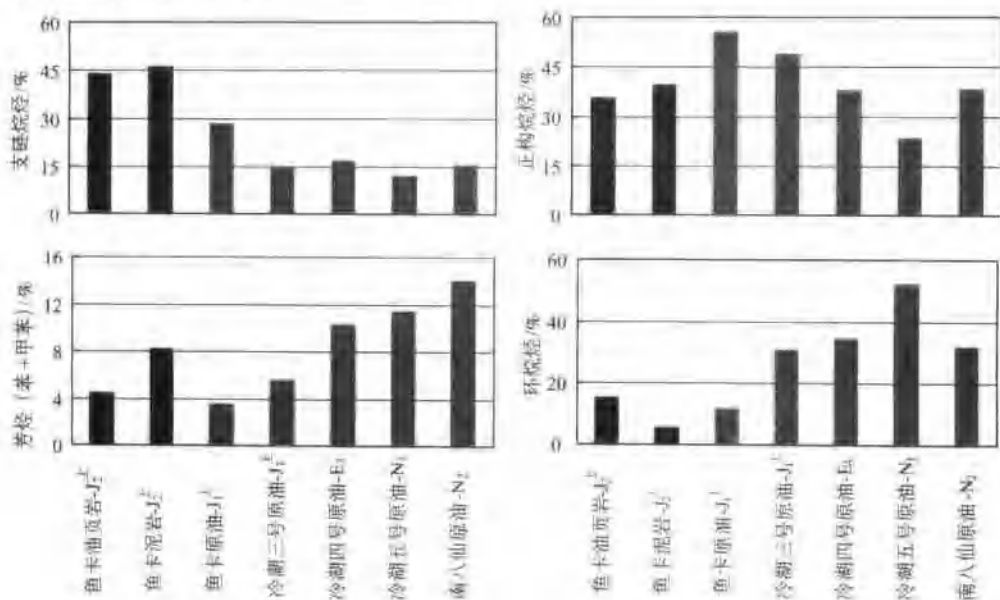


图 9-42 柴北缘不同地区原油轻烃各组分含量对比图

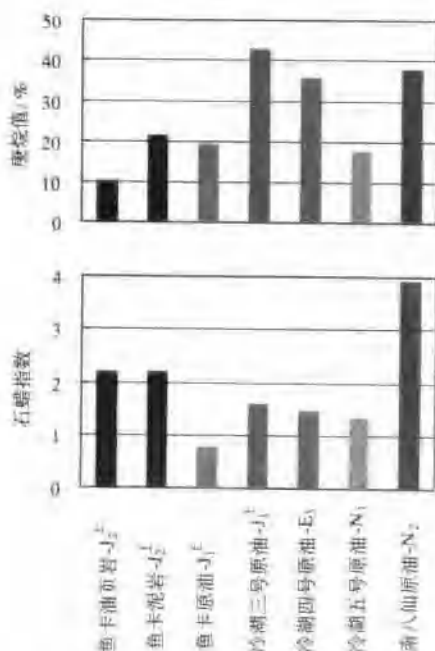


图 9-43 柴北缘不同地区原油庚烷值和石蜡指数对比图

原油芳烃的甲基菲指数显示出冷湖三号原油和冷湖五号 N_1 原油的成熟度相对最高(表 9-8),但也属成熟阶段,也可能是它们运移距离最远的;南八仙原油的甲基菲指数相对较低,与上述指标不太一致,值得进一步研究。

表 9-8 柴北缘不同地区原油轻烃各组分综合数据表

地区	井号	深度/m	岩性	层位	正构烷烃/%	支链烷烃/%	环烷烃/%
鱼卡	鱼 28 井	122	油页岩	J_2^f	35.87	44.09	15.53
	鱼 28 井	221 ~ 330	泥岩	J_2^f	$\frac{31.3 \sim 48.06}{39.68(2)}$	$\frac{40.87 \sim 52.25}{46.56(2)}$	$\frac{4.89 \sim 6.06}{5.48(2)}$
	鱼 28、中 1 井	75 ~ 90	原油	J_3	55.84	28.55	12.05
南八仙	仙 3、6、9 井	423.4 ~ 1141.6	原油	N_2	$\frac{33.38 \sim 41.66}{38.4(5)}$	$\frac{7.32 \sim 24.19}{15.53(5)}$	$\frac{26.92 \sim 41.01}{31.99(5)}$
冷湖三号	7703、7411、7504、 7407、7047、石地 23	364 ~ 455	原油	J_1^f	$\frac{43.84 \sim 51.99}{48.91(6)}$	$\frac{12.9 \sim 17.45}{14.67(6)}$	$\frac{29.44 \sim 32.84}{30.89(6)}$
冷湖四号	2 ~ 36、38、582、728、深 86 井	397 ~ 2707.6	原油	E_3	$\frac{33.16 \sim 44.2}{38.09(5)}$	$\frac{11.21 \sim 26.32}{16.98(5)}$	$\frac{23.09 \sim 47.56}{34.5(5)}$
冷湖五号	255、4409、247、4 ~ 40、 22、1 ~ 22、中 18	400 ~ 905.1	原油	N_1	$\frac{9.97 \sim 32.99}{23.48(7)}$	$\frac{10.22 \sim 17.06}{12.36(7)}$	$\frac{43.61 \sim 68.95}{52.26(7)}$
地区	井号	深度/m	岩性	层位	芳烃(苯 + 甲苯)/%	庚烷值	石蜡指数
鱼卡	鱼 28 井	122	油页岩	J_2^f	4.51	10.16	2.21
	鱼 28 井	221 ~ 330	泥岩	J_2^f	$\frac{6.19 \sim 10.37}{8.28(2)}$	$\frac{16.71 \sim 38.12}{27.42(2)}$	$\frac{1.64 \sim 2.74}{2.19(2)}$
	鱼 28、中 1 井	75 ~ 90	原油	J_3	3.57	19.41	0.775
南八仙	仙 3、6、9 井	423.4 ~ 1141.6	原油	N_2	$\frac{7.56 \sim 20.99}{14.07(5)}$	$\frac{34.02 \sim 40.34}{37.98(3)}$	$\frac{3.6 \sim 4.1}{3.92(3)}$
冷湖三号	7703、7411、7504、 7407、7047、石地 23	364 ~ 455	原油	J_1^f	$\frac{4.3 \sim 6.23}{5.6(6)}$	$\frac{33.04 \sim 53.97}{42.83(5)}$	$\frac{1.23 \sim 2.01}{1.61(5)}$
冷湖四号	2 ~ 36、38、582、728、深 86 井	397 ~ 2707.6	原油	E_3	$\frac{6.35 \sim 13.86}{10.43(5)}$	$\frac{29.09 \sim 40.53}{35.7(4)}$	$\frac{1.28 \sim 1.17}{1.47(4)}$
冷湖五号	255、4409、247、4 ~ 40、 22、1 ~ 22、中 18	400 ~ 905.1	原油	N_1	$\frac{7.73 \sim 15.35}{11.52(7)}$	$\frac{4.2 \sim 26.94}{17.76(7)}$	$\frac{1.03 \sim 2.01}{1.36(7)}$

(六) 原油物性

柴北缘侏罗系型原油密度等物性变化较大(表 9-9)。在平面上,以鱼卡地区原油密度最大,一般在 $0.9g/cm^3$ 以上,向冷湖-南八仙构造带原油密度普遍变轻,一般在 $0.8 \sim 0.82g/cm^3$ 之间,从冷湖三号到五号构造原油密度、凝固点、含蜡量及含硫量顺次降低,饱和烃 + 芳烃含量则逐渐增高(表 9-10),这可能与原油母源类型、油藏保存条件、成熟度及原油运移距离远近有关;向西南柴达木盆地西部第三系原油密度又逐渐变重(图 9-44),特别是含硫量明显增加。这可能与母源类型、沉积环境、原油成熟度及运移距离等有关。

表 9-9 柴达木盆地原油物性分析综合数据表

地区	层位	井号	井段	原油密度 /(g/cm ³)	黏度 /(50/℃)	凝固点 /℃	含蜡量 /%	含硫量 /%
南八仙 油田	N ₂ ~ E ₃	仙 3、4、5、6、7 等	179 ~ 3220	0.7052 ~ 0.82				
冷湖三 号油田	J ₁	741、石深 1.26 等	500 ~ 1200	$\frac{0.8027 \sim 0.8393}{0.8230(8)}$	$\frac{3.42 \sim 7.28}{5.97(3)}$	$\frac{3 \sim 14}{8(3)}$	17.2	0.03
冷湖四 号油田	E ₃	911 等	350 ~ 1200	0.7887 ~ 0.8427		10	12.8	0.05
冷湖五 号油田	J ₁	冷科 1 井		0.844		30	11.53	
	N ₁		130 ~ 900	0.7924 ~ 0.82		-6	8.4	0.02
鱼卡油田	J ₃		120 ~ 450	0.9015 ~ 0.909		-4		0.1
柴达木盆 地西部第 三系油田	N ₂	尖中 8 井等	0 ~ 1661	$\frac{0.7711 \sim 0.878}{0.8393(9)}$		$\frac{5 \sim 27}{16.61(9)}$	$\frac{12 \sim 17.5}{13.38(4)}$	$\frac{0.02 \sim 0.5}{0.18(9)}$
	N ₁	威中 11 井等	657 ~ 3112	$\frac{0.8449 \sim 0.8825}{0.8613(10)}$		$\frac{2 \sim 33}{19.34(9)}$	$\frac{12.8 \sim 17.5}{14.77(3)}$	$\frac{0.03 \sim 0.36}{0.20(10)}$
	E ₃	尖深 1 井等	1242 ~ 3800	$\frac{0.7968 \sim 0.8903}{0.8493(9)}$		$\frac{14 \sim 34}{29.43(7)}$	$\frac{11 \sim 21.1}{14.99(3)}$	$\frac{0.05 \sim 0.87}{0.29(7)}$

表 9-10 柴北缘原油组分分析及芳烃色谱甲基菲指数数据表

地区	剖面位置	岩性	深度/m	层位	饱和烃/%	芳烃/%	非烃/%	沥青质/%
冷湖三号	7705	原油		J ₁	65.14	12.55	21.46	0.84
	石地 23 井	原油		J ₁	64.89	13.07	22.03	
	中 14 井	原油		J ₂	50.45	16.81	31.38	1.36
	石地 26 井	原油	< 1000	J ₂	60.36	18.22	7.97	1.37
	1008 井	原油			51.42	24.53	11.79	3.3
	冷湖 7914	原油	< 700	E ₁₊₂	65.12	15.23	9.93	1.1
冷湖四号	深 86 井	原油		E	55.71	13.65	28.97	1.67
	冷湖 617	原油	< 1000	E ₃	65.31	17.14	8.57	1.63
	冷湖 8008	原油	< 1200	J ₂	68.04	19.94	7.59	1.58
	582	原油	397 ~ 877	E ₃	62.41	14.77	22.81	
冷湖五号	冷科 1 井	原油		J ₁	65.85	11.14	18.61	4.4
	冷科 1 井	原油		J ₁	60.72	10.76	24.93	3.59
	216	原油		N ₁	69.08	16.73	14.18	
	246	原油		N ₁	66.68	14.94	18.37	
	冷湖 322	原油	< 860	N ₁	60.68	17.97	8.47	1.36
南八仙	仙 3 井	原油	1140 ~ 1141.6	N ₁₂	60.36	19.37	6.76	1.35
	仙 3 井	原油		N	60.36	19.37	1.35	6.76
	仙 6 井	原油	1553 ~ 1559.5	N ₁₂	65.08	15.08	1.59	6.35
	仙 6 井	原油	1553 ~ 1559.5	N ₁₂	65.08	15.08	6.35	1.59
	仙 7 井	原油	2924.89	E ₁₃	66.89	15.54	1.01	4.73
	仙 7 井	原油	2924.89	E ₁₃	66.89	15.54	4.73	1.01
鱼卡	鱼 33 井	原油		J ₃	46.35	19.05	22.22	14.28

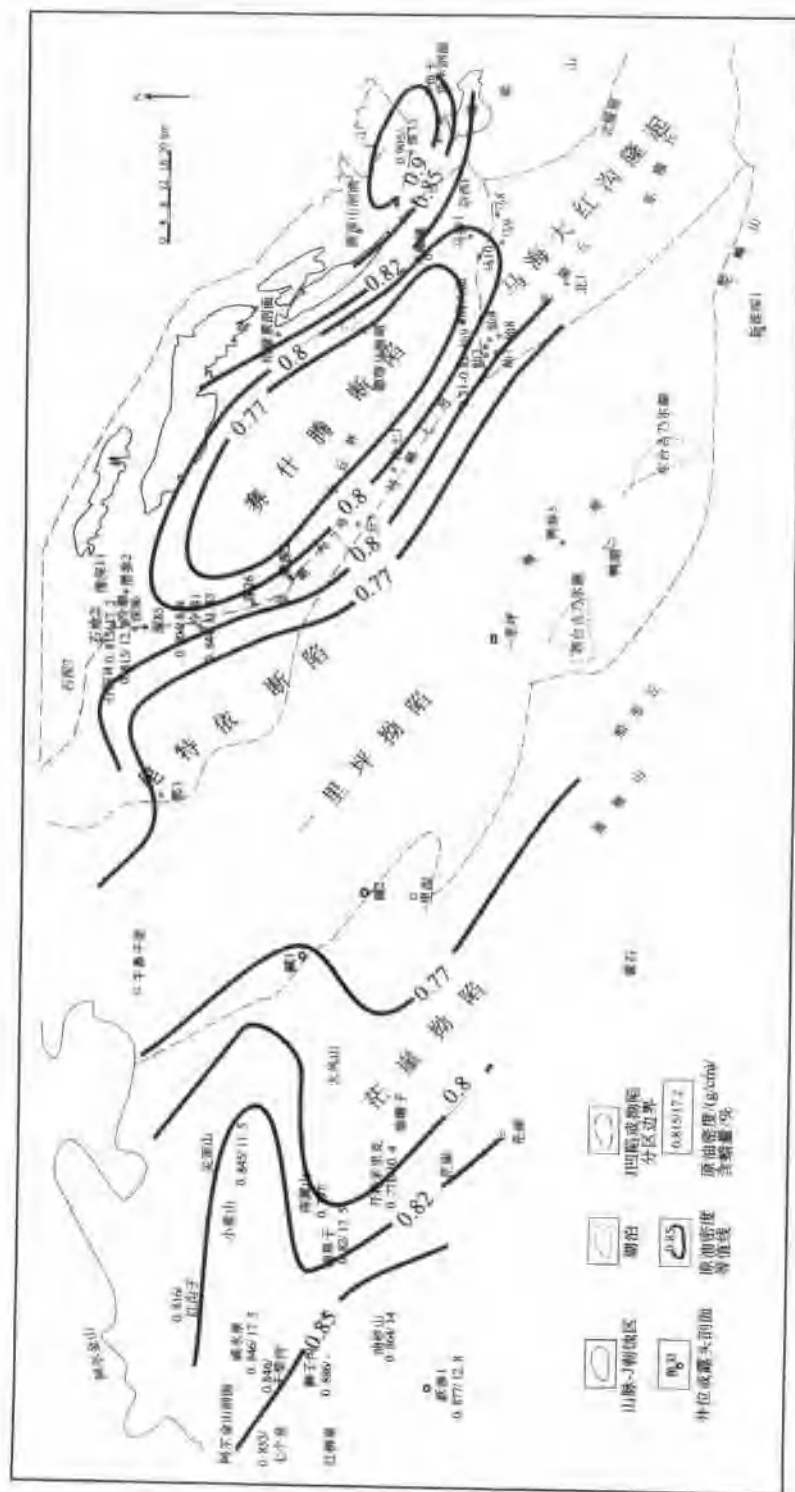


图 9-44 柴达木盆地原油密度等值线图

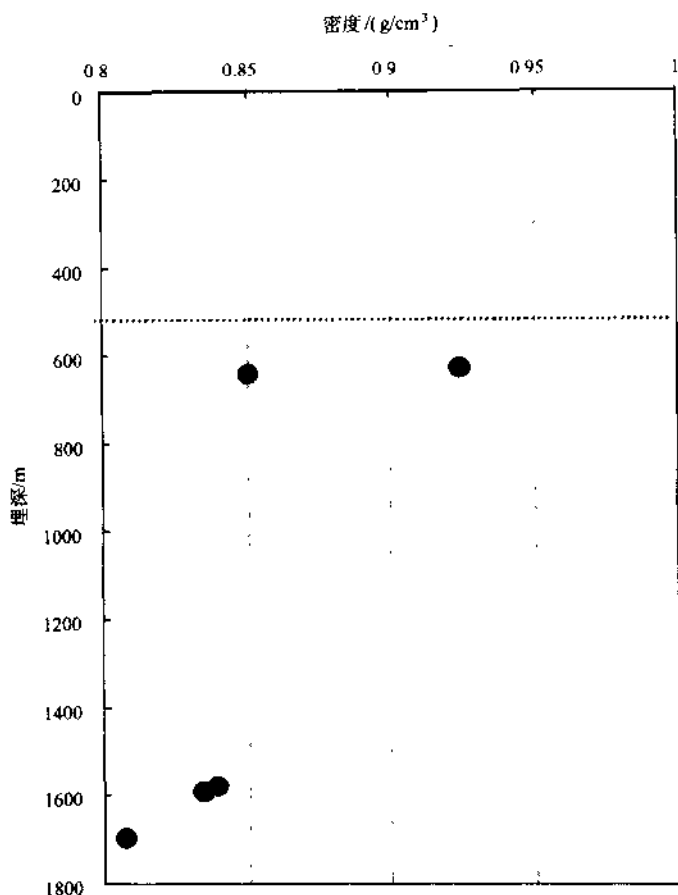


图 9-45 石深 3 井原油密度随埋藏深度的变化图

在纵向上,柴北缘各地区原油密度随着埋藏深度的变浅,具有逐渐变重的趋势。例如,冷湖三号构造上石深 3 井原油密度从 1700m 左右的 0.81g/cm^3 到 600m 左右的 $0.85 \sim 0.92\text{g/cm}^3$,后者是遭受了生物降解的作用(图 9-45)。此外,南八仙凝析气田的气/油比值也随着埋藏深度的增加逐渐增大(图 9-46),由 1000m 以上的纯油藏(气/油比值 $< 10^3\text{m}^3/\text{m}^3$)到 2900m 左右的纯凝析气藏(气/油比值 $> 100 \times 10^3\text{m}^3/\text{m}^3$)。这可能与缘岩的成熟度的差异或运移距离的差异或浅层封闭条件差,气散失的比油快造成的。

二、柴达木盆地西部第三系型原油的地球化学特征

第三系型原油主要是指发育在柴达木盆地西部茫崖拗陷第三系地层中的原油,包括北区—中区—南区凹陷的 $E_3 \sim N_2$ 原油。它们具有如下共同的特征:

(一) 饱和烃色谱

(1) 原油饱和烃色谱参数中, Pr/Ph 一般很低或较低,绝大多数小于 0.5(图 9-11、图

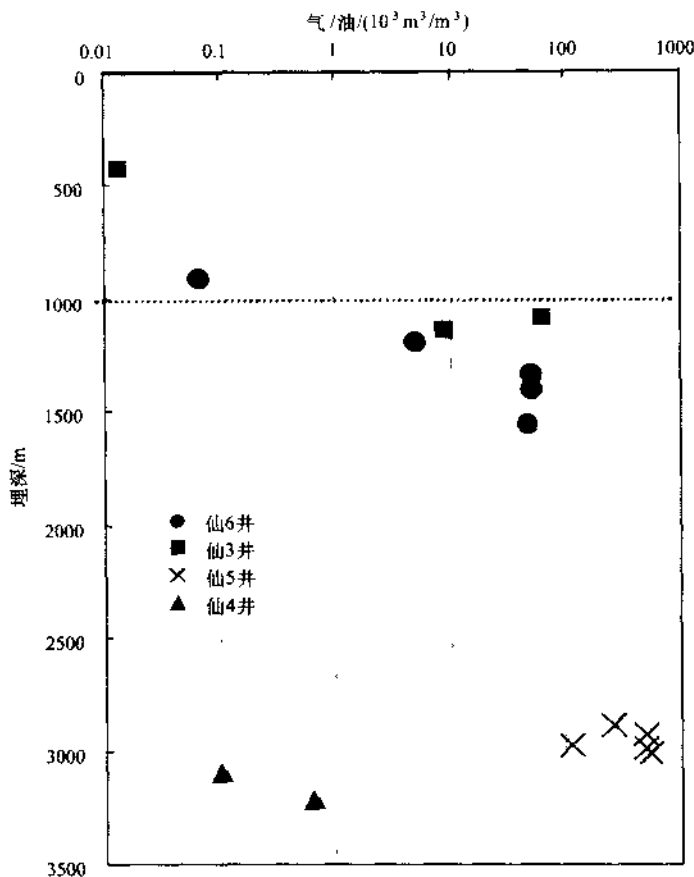


图 9-46 南八仙气田气油比随埋藏深度的变化图

9-12、图 9-13、表 9-4)。从柴达木盆地原油 Pr/Ph 频率分布图 9-11A 中可以看出,第三系型原油 Pr/Ph 均小于 1,反映出源岩为强还原或还原的沉积环境,有利于植烷的形成,这与柴北缘侏罗系型原油形成鲜明对照。

柴达木盆地西部坳陷拗陷第三系地层中的原油 Pr/Ph 也存在着一定的差别。①层位上,随着层位变新和埋藏深度变浅 Pr/Ph 具有增加的趋势,由 E_3^1 的 0.45 左右,到 N_2^2 的 0.75 左右(表 9-4)。这是第三系烃源岩沉积环境的变化所致。②平面上,盆地西部第三系原油 Pr/Ph 具有由东北向西南逐渐减小的趋势(图 9-12),即越向西源岩沉积环境越还原。

(2) 柴达木盆地西部第三系型原油饱和烃色谱参数中, $\text{Ph}/n\text{C}_{18}$ 一般很高或较高(图 9-17A), 绝大多数大于 1.45(表 9-4)。这与柴北缘侏罗系型原油 $\text{Ph}/n\text{C}_{18}$ 小于 0.35 形成鲜明对照。在 $\text{Ph}/n\text{C}_{18}$ 和 $\text{Pr}/n\text{C}_{17}$ 的关系图 9-18 中, 可以看出, 一是可以把柴北缘侏罗系型原油和盆地西部第三系型原油明显分开; 二是说明前者源岩有机质类型明显差于后者; 三是显示出西部第三系型原油成熟度相对要低得多。

(3) 柴达木盆地西部第三系型原油饱和烃色谱参数中, OEP 和 CPI 值多呈偶数碳优势, 一般在 0.88~0.92(表 9-4), 反映出源岩为咸化水体的沉积环境(图 9-19B)。

此外,柴达木盆地西部第三系型原油饱和烃色谱图中,主峰碳数一般相对较低且多为偶数碳,一般为 $nC_{20} \sim nC_{22}$ (图 9-12、表 9-4)。

(二) 甾烷、萜烷生物标志物

1. 甾烷系列

规则甾烷内组成中(图 9-20),柴达木盆地西部第三系型原油以 $C_{27} > C_{26} > C_{28}$ 甾烷分布为特征(图 9-21)。规则甾烷 C_{27} 含量也较高(图 9-23、表 9-5),规则甾烷 C_{26} 含量也较低(图 9-22、表 9-5),反映出源岩也以低等水生生物为主,母质类型较好。

平面上,柴达木盆地西部第三系型原油甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{27}$ 在茫崖拗陷中干柴沟—油泉子一带相对较高,源岩也以低等水生生物为主,母质类型较好(图 9-21)。

柴达木盆地西部第三系型原油的重排甾烷含量一般很低或较低,孕甾烷含量也不高(图 9-21、表 9-5)反映出源岩为黏土矿物的碱性催化、强还原或还原的沉积环境。

柴达木盆地西部第三系型原油甾烷 $20S/20(S+R) - C_{29}$ 和 $\beta\beta - C_{29}/\Sigma C_{29}$ 两个异构化参数一般相对较低(图 9-26、图 9-27、图 9-28、图 9-29、图 9-30、表 9-5)。多处于低成熟阶段,且运移距离也相对较近。

2. 萜烷系列

柴达木盆地西部第三系型原油萜烷系列参数中,以 γ 蜡烷含量很高;三环萜烷含量高;莫烷含量相对较高等为特征(图 9-31、图 9-32、图 9-33、图 9-34、图 9-35、图 9-36、表 9-5),整体反映出源岩的沉积水体较咸,母质类型较好;源岩细菌活动强烈和强还原环境。

平面上,柴达木盆地西部第三系型原油 γ 蜡烷含量从东北向西南呈现出逐渐增高的趋势,反映出西部第三系源岩母质由差变好、沉积水体由半咸化变咸化的特点(图 9-32)。

(三) 碳同位素

柴达木盆地西部第三系型原油 $\delta^{13}C$ 普遍偏重,且分布范围较窄,变化在 $-23.53\text{‰} \sim -26.5\text{‰}$ 之间(表 9-11),这与母源干酪根类型不相称。看来原油 $\delta^{13}C$ 并不完全受控于源岩的有机质类型,按西部第三系型原油 $\delta^{13}C$ 值来看,其源岩应为典型的Ⅲ型干酪根,甚至应比侏罗系源岩的有机质类型还差,但是其他地球化学证实及实测的第三系烃源岩干酪根类型多为Ⅱ型母质。影响西部第三系型原油 $\delta^{13}C$ 偏重的主要因素可能是沉积环境或源岩有机物组成的因素。

柴达木盆地西部第三系型原油 $\delta^{13}C$ 也受层位的影响,从 E_3^1 原油 $\delta^{13}C$ 约为 -26‰ 逐渐变重到 N_2^2 的 -24‰ 左右(表 9-11),以七个泉地区 E_3 原油相对最轻, $\delta^{13}C$ 平均为 -26.05‰ ,开特米里克地区 N_2^2 原油相对最重, $\delta^{13}C$ 平均为 -23.53‰ (图 9-47),前者有机质类型相对好于后者。平面上,盆地西部第三系型原油 $\delta^{13}C$ 从东北向西南具有逐渐变轻的趋势(图 9-38),反映出有机质类型相对变好。

表 9-11 柴达木盆地西部第三系原油碳同位素与烃源岩干酪根及沥青“A”碳同位素数据表

地区	井号	井段/m	层位	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$	地区	井号	岩性	井段/m	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$	
				原油					沥青“A”	干酪根
开特米里克	开浅 67、187 井	3.3 ~ 303	N_2^1	-23.53(3)	柴达木盆地西部	土 1、梁 3、南 4 井	泥岩	N_2^1	-24.80	-22.8 ~ -22.5 -22.65(2)
尖顶山	尖中 8 井	200.6 ~ 641.6	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-24		油 14、绿参 1、乌 11、开参 1、梁 3 井	泥岩	N_2^1	-27.5 ~ -23.4 -25.45(3)	-24.6 ~ -21.7 -22.9(5)
大风山	风 3、风参 1 井	1210	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-24.8(2)		绿参 1、南 1、跃参 1 井	泥岩	N_1^1	-23.7	-24.8 ~ -22.8 -23.57(3)
红沟子	红中 6 井	63.5 ~ 212.2	N_2^1	-24.65(2)		绿参 1、尖西 1、跃 41、油 6 井	泥岩	N_1^1	-24.5 ~ -22.3 -23.63(4)	-28.5 ~ -21.3 -22.45(2)
咸水泉	咸 20、深 2、参 1、中 11	266.94 ~ 831.53	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-25.5(4)		七芯 1 井	泥岩	N_1^1	-26.8	-28.50
油泉子	油浅 66、152 井	0 ~ 530.4	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-25.1(2)		绿参 1 跃灰 2 跃 29、跃东 118、柴 3、尖 5、南 1、油 14、切 4 井	泥岩	E_3^1	-26.4 ~ -24.6 -25.38(9)	-25.6 ~ -22 -23.88(9)
南乌斯	南芯 62、63、参 2 井	267.5 ~ 1589.4	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-24.3(3)		七中 1 井	泥岩	E_3^1	-27	-27.10
南翼山	南 2、6、9 井	2987	E_3^1	-24.13(3)		绿参 1、跃 24、东 4 井	泥岩	E_3^1	-28.3 ~ -24.1 -26.2(2)	-24.5 ~ -23.8 -24.27(3)
油砂山	砂中 20、32 井	658 ~ 858.5	N_1^1	-24.75(2)						
狮子沟	狮中 1 井	1186.6 ~ 1187.8	N_1^1	-24.2						
	狮 20、24、32、深 6 井	2828 ~ 3191	E_3^1	-24.35(4)						
七个泉	七 6 ~ 3 井	638 ~ 643.4	N_1^1	-25.2						
	七东 1、深 17 井	1918.4 ~ 2825.3	E_3^1	-26.05(2)						
红柳泉	红 101、参 2 井	2552 ~ 2569.2	E_3^1	-25.2(2)						
花土沟	花 79.2 ~ 3 ~ 1、S ~ 10 ~ 1.3 井	424.1 ~ 3111.8	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-24.8(4)						
跃进地区	跃 105、165、319、465、地 1 井	1366.4 ~ 2014	$\text{N}_2^1 \sim \text{N}_1^1$	-25.02(5)						
	跃 245、24.9 ~ 7、深 7、东 118 井	3300.5 ~ 3827.2	E_3^1	-25.8(5)						
东柴山	柴深 1 井	2331.5 ~ 2381.5	E_3^1	-25.7						
柴达木盆地西部上第三系原油平均值				N	-26.3 ~ -23.3 -24.73(30)	上第三系泥岩		N	-26.8 ~ -22.3 -24.62(10)	-28.5 ~ -21.7 -23.38(13)
柴达木盆地西部下第三系原油平均值				E	-26.8 ~ -23.2 -25.12(17)	上第三系泥岩		E	-27 ~ -24.1 -25.65(12)	-27.1 ~ -22 -24.29(13)
柴达木盆地西部第三系原油平均值				$\text{N} \sim \text{E}$	-24.87(47)	第三系泥岩		$\text{N} \sim \text{E}$	-28.3 ~ -22.3 -25.25(22)	-28.5 ~ -21.3 -23.8(26)

(四) 单体烃碳同位素

柴达木盆地西部第三系型原油单体烃碳同位素分布类型曲线明显不同于柴北缘侏罗系型原油(图 9-41E、图 9-41F),其单体烃碳同位素相对最重,变化在 $-23\text{‰} \sim -28\text{‰}$ 之间(表 9-7),具有随碳数增大逐渐变轻的变化趋势,它与第三系型原油 $\delta^{13}\text{C}$ 值基本上是一致的。单体烃碳同位素多数也具有偶数碳变重的优势,只是本区各个原油之间具有一定的差别,同碳数之间可相差 4‰ 以上(图 9-41E)。

(五) 原油物性

柴达木盆地西部第三系原油密度等物性变化也较大(表 9-9)。在平面上,具有从盆地西部的东北向西南原油密度逐渐变重的趋势,东北南翼山—开特米里克地区原油密度小于 $0.8\text{g}/\text{cm}^3$;向西南狮子沟—跃进地区原油密度一般大于 $0.6\text{g}/\text{cm}^3$,反映出源岩有机质类型逐渐变好,或成熟度变低的特征(图 9-44)。特别是盆地西部第三系原油含硫量高,这与沉积环境、母源类型、原油成熟度及运移距离等有关。

第三节 柴北缘的油源对比及油气运移

柴达木盆地北缘冷湖、南八仙、鱼卡等地区的侏罗系原油和本区的侏罗系烃源岩具有很好的可比性,主要表现在:

(1) 原油和侏罗系烃源岩饱和烃色谱中 Pr/Ih 均很高或较高,绝大多数大于 1.5,最高可达 6 以上,这正是侏罗系煤系烃源岩弱还原或弱氧化的沉积环境特点,与第三系原油和第三系烃源岩的强还原或还原沉积环境明显不同;侏罗系原油和侏罗系烃源岩 OEP 均呈奇数碳优势,最高可达 2 以上,反映出侏罗系煤系烃源岩为淡水的沉积环境,与第三系原油和第三系烃源岩 OEP 均多呈偶数碳优势的咸化沉积环境明显不同(图 9-11 ~ 图 9-19、图 9-48、图 9-53 ~ 图 9-55、图 9-62、图 9-65、表 9-4);

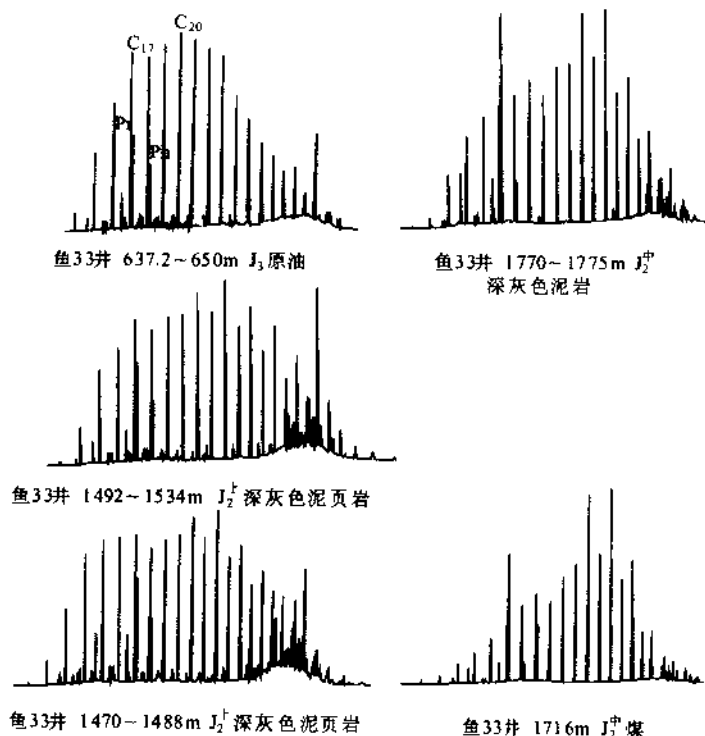


图 9-48 柴北缘鱼卡地区原油-烃源岩典型饱和烃色谱对比图

(2) 侏罗系型原油和侏罗系烃源岩均多具有高或较高的重排甾烷及重排藿烷含量,这正是侏罗系烃源岩在黏土矿物的酸性催化、弱还原或弱氧化的沉积环境作用下的特点;孕甾烷含量变化较大,相对普遍较低,也反映出侏罗系煤系烃源岩为淡水的沉积环境;除鱼卡地区外,甾烷 $C_{29} > C_{27}$,表明侏罗系煤系烃源岩以高等植物的输入为主,母质类型较差的特点;侏罗系型原油和侏罗系烃源岩 C_{29} 甾烷 $20S/20(S+R) - C_{29}, \beta\beta - C_{29}/\Sigma C_{29}$ 两个成熟度参数具有一定的差别,前者普遍高于后者,主要是前者多受运移的影响。

(3) 侏罗系型原油和侏罗系烃源岩 γ -蜡烷含量均很低或较低, γ -蜡烷/ C_{31} Hop 在 0.08~0.82 之间,说明侏罗系烃源岩沉积水体较淡,母质类型较差的湖相—沿岸相的特点,与第三系型原油和第三系烃源岩的高 γ 蜡烷含量的咸化沉积环境明显不同;侏罗系型原油和侏罗系烃源岩三环萜烷含量一般很低或较低,也与第三系型原油和第三系烃源岩的高三环萜烷含量明显不同(图 9-20~图 9-36、图 9-49、图 9-56~图 9-58、图 9-63、图 9-66、表 9-5)。

(4) 侏罗系型原油和侏罗系烃源岩沥青“A”及干酪根碳同位素及其类型曲线之间具有一定的可比性,它们相对第三系型原油和第三系烃源岩沥青“A”及干酪根碳同位素及

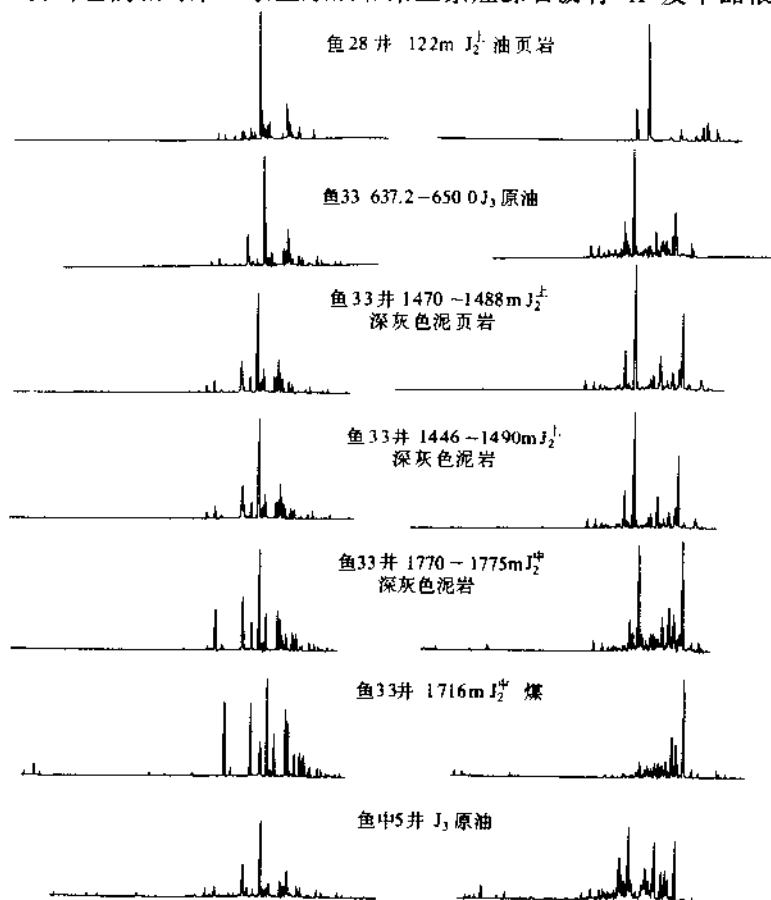


图 9-49 柴北缘鱼卡地区中侏罗统烃源岩典型甾烷、萜烷图谱

1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100. 101. 102. 103. 104. 105. 106. 107. 108. 109. 110. 111. 112. 113. 114. 115. 116. 117. 118. 119. 120. 121. 122. 123. 124. 125. 126. 127. 128. 129. 130. 131. 132. 133. 134. 135. 136. 137. 138. 139. 140. 141. 142. 143. 144. 145. 146. 147. 148. 149. 150. 151. 152. 153. 154. 155. 156. 157. 158. 159. 160. 161. 162. 163. 164. 165. 166. 167. 168. 169. 170. 171. 172. 173. 174. 175. 176. 177. 178. 179. 180. 181. 182. 183. 184. 185. 186. 187. 188. 189. 190. 191. 192. 193. 194. 195. 196. 197. 198. 199. 200. 201. 202. 203. 204. 205. 206. 207. 208. 209. 210. 211. 212. 213. 214. 215. 216. 217. 218. 219. 220. 221. 222. 223. 224. 225. 226. 227. 228. 229. 230. 231. 232. 233. 234. 235. 236. 237. 238. 239. 240. 241. 242. 243. 244. 245. 246. 247. 248. 249. 250. 251. 252. 253. 254. 255. 256. 257. 258. 259. 260. 261. 262. 263. 264. 265. 266. 267. 268. 269. 270. 271. 272. 273. 274. 275. 276. 277. 278. 279. 280. 281. 282. 283. 284. 285. 286. 287. 288. 289. 290. 291. 292. 293. 294. 295. 296. 297. 298. 299. 300. 301. 302. 303. 304. 305. 306. 307. 308. 309. 310. 311. 312. 313. 314. 315. 316. 317. 318. 319. 320. 321. 322. 323. 324. 325. 326. 327. 328. 329. 330. 331. 332. 333. 334. 335. 336. 337. 338. 339. 340. 341. 342. 343. 344. 345. 346. 347. 348. 349. 350. 351. 352. 353. 354. 355. 356. 357. 358. 359. 360. 361. 362. 363. 364. 365. 366. 367. 368. 369. 370. 371. 372. 373. 374. 375. 376. 377. 378. 379. 380. 381. 382. 383. 384. 385. 386. 387. 388. 389. 390. 391. 392. 393. 394. 395. 396. 397. 398. 399. 400. 401. 402. 403. 404. 405. 406. 407. 408. 409. 410. 411. 412. 413. 414. 415. 416. 417. 418. 419. 420. 421. 422. 423. 424. 425. 426. 427. 428. 429. 430. 431. 432. 433. 434. 435. 436. 437. 438. 439. 440. 441. 442. 443. 444. 445. 446. 447. 448. 449. 450. 451. 452. 453. 454. 455. 456. 457. 458. 459. 460. 461. 462. 463. 464. 465. 466. 467. 468. 469. 470. 471. 472. 473. 474. 475. 476. 477. 478. 479. 480. 481. 482. 483. 484. 485. 486. 487. 488. 489. 490. 491. 492. 493. 494. 495. 496. 497. 498. 499. 500. 501. 502. 503. 504. 505. 506. 507. 508. 509. 510. 511. 512. 513. 514. 515. 516. 517. 518. 519. 520. 521. 522. 523. 524. 525. 526. 527. 528. 529. 530. 531. 532. 533. 534. 535. 536. 537. 538. 539. 540. 541. 542. 543. 544. 545. 546. 547. 548. 549. 550. 551. 552. 553. 554. 555. 556. 557. 558. 559. 560. 561. 562. 563. 564. 565. 566. 567. 568. 569. 570. 571. 572. 573. 574. 575. 576. 577. 578. 579. 580. 581. 582. 583. 584. 585. 586. 587. 588. 589. 590. 591. 592. 593. 594. 595. 596. 597. 598. 599. 600. 601. 602. 603. 604. 605. 606. 607. 608. 609. 610. 611. 612. 613. 614. 615. 616. 617. 618. 619. 620. 621. 622. 623. 624. 625. 626. 627. 628. 629. 630. 631. 632. 633. 634. 635. 636. 637. 638. 639. 640. 641. 642. 643. 644. 645. 646. 647. 648. 649. 650. 651. 652. 653. 654. 655. 656. 657. 658. 659. 660. 661. 662. 663. 664. 665. 666. 667. 668. 669. 670. 671. 672. 673. 674. 675. 676. 677. 678. 679. 680. 681. 682. 683. 684. 685. 686. 687. 688. 689. 690. 691. 692. 693. 694. 695. 696. 697. 698. 699. 700. 701. 702. 703. 704. 705. 706. 707. 708. 709. 710. 711. 712. 713. 714. 715. 716. 717. 718. 719. 720. 721. 722. 723. 724. 725. 726. 727. 728. 729. 730. 731. 732. 733. 734. 735. 736. 737. 738. 739. 740. 741. 742. 743. 744. 745. 746. 747. 748. 749. 750. 751. 752. 753. 754. 755. 756. 757. 758. 759. 760. 761. 762. 763. 764. 765. 766. 767. 768. 769. 770. 771. 772. 773. 774. 775. 776. 777. 778. 779. 780. 781. 782. 783. 784. 785. 786. 787. 788. 789. 790. 791. 792. 793. 794. 795. 796. 797. 798. 799. 800. 801. 802. 803. 804. 805. 806. 807. 808. 809. 810. 811. 812. 813. 814. 815. 816. 817. 818. 819. 820. 821. 822. 823. 824. 825. 826. 827. 828. 829. 830. 831. 832. 833. 834. 835. 836. 837. 838. 839. 840.

1

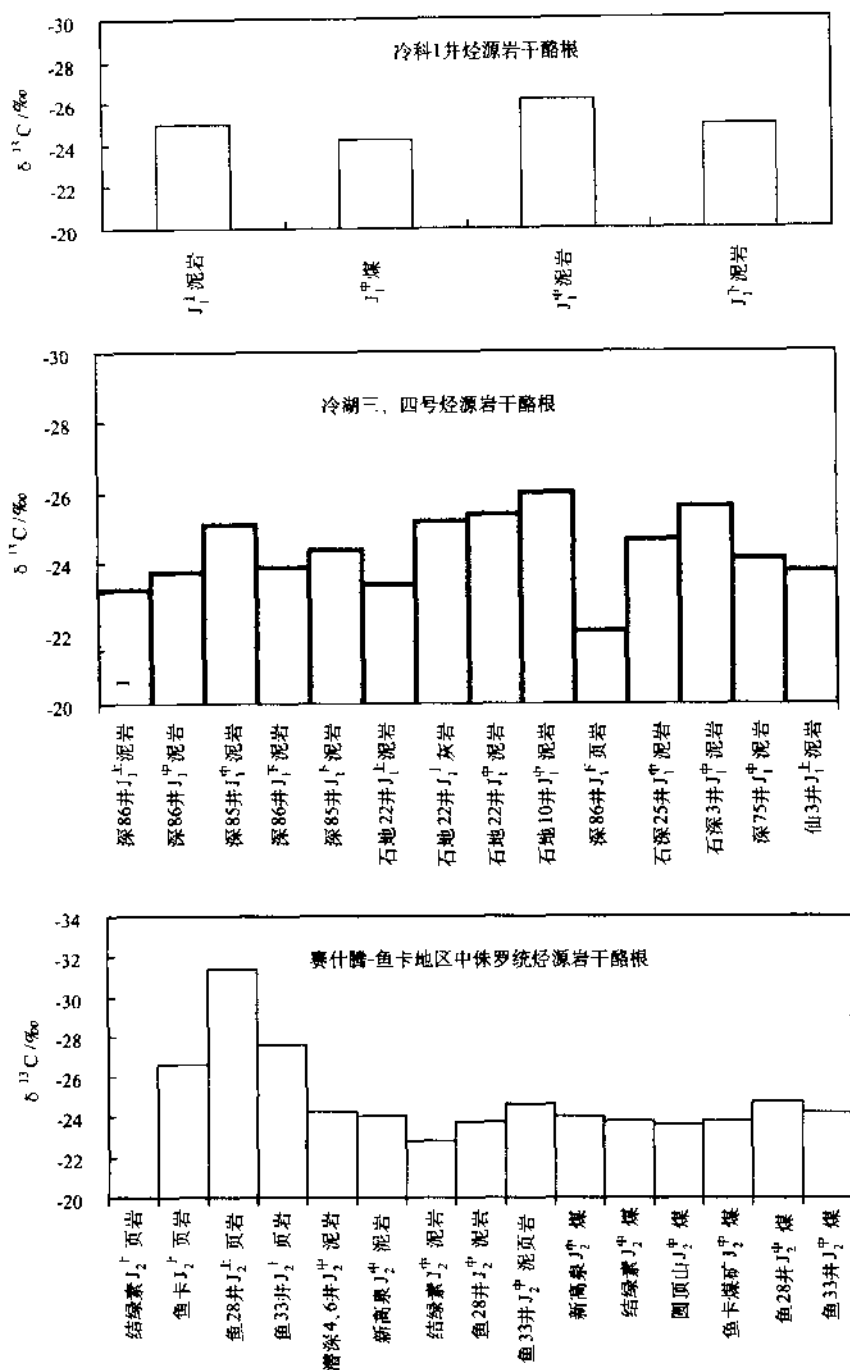


图 9-51 柴北缘不同地区烃源岩干酪根碳同位素分布图

富烃页岩(鱼 28、鱼 33 井)Pr/Ph 平均为 1.59 非常接近;Pr/ $n\text{C}_{17}$ 和 Ph/ $n\text{C}_{18}$ 比值也很接近,只是油比岩略低一些。它们与本区中侏罗统中段(J_2^{6-9})的煤系泥岩、碳质泥岩和煤差别较大,例如,鱼 28、鱼 33 井 J_2 中泥岩的 Pr/Ph 平均为 2.89,煤的 Pr/Ph 平均高达 6.88,对比

性差;鱼卡原油与中侏罗统上段(J_2^7)的富烃页岩 OEP 和 CPI 值均变化在 1.16~1.27 之间,呈奇数碳优势较明显,一是说明它们具有可比性,二是说明它们的成熟度不高,上处于低成熟阶段。此外,它们的主峰碳数等整个峰型也较接近,主峰碳多为 $nC_{21} \sim nC_{23}$ (图 9-48、表 9-4、图 9-13、图 9-17~图 9-19)。

鱼卡原油与中侏罗统上段(J_2^7)的富烃页岩规则甾烷分布形式均为 $C_{27} > C_{28} > C_{29}$ (图 9-21);规则甾烷 C_{27} 含量均很高,甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{27}$ /甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{28}$ 原油平均含量可达 2.36,最高达 3.16,富烃页岩平均含量可达 2.46,最高达 6.28,反映出它们具有好的可比性,且以低等水生生物为主,母质类型好,它们与本区侏罗系中侏罗统中段(J_2^{5-6})的煤系泥岩、碳质泥岩和煤差别很大,例如,鱼 28、3 鱼 3 井 J_2^5 泥岩的甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{27}$ /甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{28}$ 平均只有 0.89,煤的更低平均只有 0.37,无任何对比性(图 9-49、表 9-5、图 9-20~图 9-23)。

鱼卡原油与中侏罗统上段(J_2^7)的富烃页岩甾烷异构化两个参数 $20S/20(S+R) - C_{29}$ 和 $\Delta\alpha - C_{29}/\Sigma C_{29}$ 值均较低,最高一般不超过 30%,油比岩稍高一些,属未熟—低熟阶段,原油运移距离也较近(图 9-49、表 9-5、图 9-26~图 9-30)。

鱼卡原油与中侏罗统上段(J_2^7)的富烃页岩均具有相对较高的 γ 蜡烷含量,前者 γ -蜡烷/ C_{31} 藿烷平均高达 1.88,后者 γ -蜡烷/ C_{31} 藿烷变化范围较大,变化在 0.36~31.25,平均达 6.99,具有好的可比性,反映出源岩的湖相泥页岩母质好、沉积水体较咸的特点,这在本区中侏罗统中段(J_2^{5-6})的煤系泥岩、碳质泥岩和煤差别很大,它们的 γ -蜡烷/ C_{31} 藿烷平均小于 0.35,反映的是湖沼相、母质差、沉积水体淡的特点,与鱼卡原油无对比性(图 9-49、表 9-5、图 9-31~图 9-36)。

鱼卡原油与中侏罗统上段(J_2^7)的富烃页岩沥青“A”及干酪根 $\delta^{13}C$ 均很轻,前者变化在 $-31.88\text{‰} \sim -33\text{‰}$ 之间,平均为 32.55‰ ,后者沥青“A” $\delta^{13}C$ 变化在 $-30.8\text{‰} \sim -33.6\text{‰}$ 之间,平均为 32.2‰ ,可比性很好,干酪根 $\delta^{13}C$ 变化在 $-26.2\text{‰} \sim -28.8\text{‰}$ 之间,平均为 -27.57‰ ,也具有可比性,它们反映出中侏罗统上段(J_2^7)富烃页岩或油页岩为 $II_1 \sim I$ 型母质。这与本区中侏罗统中段(J_2^{5-6})的煤系泥岩、碳质泥岩和煤差别很大,它们的沥青“A” $\delta^{13}C$ 平均为 $-27.73\text{‰} \sim -25.4\text{‰}$,干酪根 $\delta^{13}C$ 平均为 $-23.75\text{‰} \sim -24.7\text{‰}$,反映的是湖沼相、母质差的特点,与鱼卡原油无对比性(图 9-50、图 9-51、表 9-6、图 9-38~图 9-40)。

鱼卡鱼中 5 井原油与中侏罗统上段(J_2^7)鱼中 5 井的富烃页岩的单体烃碳同位素均相对最轻,均变化在 $-30\text{‰} \sim -36.5\text{‰}$ 之间(表 9-7),均具有随碳数增大逐渐变轻的变化趋势,具有可比性(表 9-7、图 9-41)。

鱼卡地区中 1 井原油和中侏罗统上段(J_2^7)鱼 28 井的富烃页岩轻烃组成中,正构烷烃含量均较高,变化在 $35.87\% \sim 55.84\%$ 之间,芳烃含量均小于 5%,说明其具有可比性,成油母质类型好($I \sim II_1$ 型)。从原油和富烃页岩轻烃成熟度参数石蜡指数和庚烷值看鱼卡地区的石蜡指数和庚烷值均很低,处于低成熟阶段,也具有可比性,而与中侏罗统中段(J_2^{5-6})鱼 28 井的泥岩差别较大,可比性差(表 9-8、图 9-42、图 9-43)。

鱼卡油田位于鱼卡断陷中,为一不对称梳状背斜,油源对比主要来自中侏罗统上段(J_2^7)低成熟的富烃页岩。从图 9-52 马海-鱼卡西部的剖面看,尽管中侏罗世时这里为沉积中心,发育了较厚的烃源岩,但由于靠近山前,构造活动强烈,抬升的幅度较大、时间相对

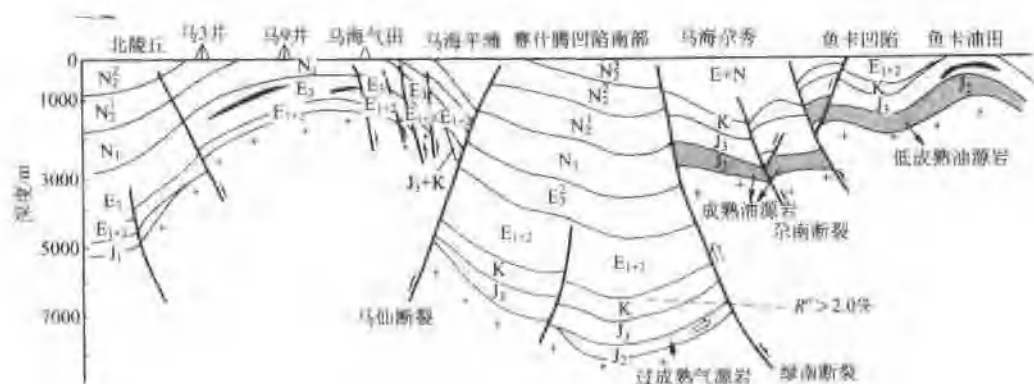


图 9-52 马海-鱼卡油气运移剖面示意图

较早,可能在晚第三纪早期,现今多为叠瓦状逆冲断裂构造,油气的运移主要以垂向运移为主,但由于构造活动强,保存条件差,仅在断陷中部形成一个相对较完整的挤压背斜油藏。

从油气运移的角度看,沿绿南断裂到鱼卡,可能还存在与断层遮挡的油气藏、挤压背斜油气藏以及岩性、地层油气藏。

二、冷湖油田的原油主要来自下侏罗统中段(J_1^m)的湖相泥岩

冷湖油田主要有冷湖三、四、五号油藏,油气的产层主要有 J_1 、 E_{1+2} 、 E_3 、 N_1 和 N_2 等 5 套。从生物标志物等来看,它们的母源没有根本的差别,均主要来自下侏罗统中段(J_1^m)的湖相泥岩,其差别主要是运移、成熟度和第三系储层“同化”的影响,主要依据有:

(1) 冷湖三、四、五号油藏原油均具有高的 Pr/Ph , 平均在 3~4 之间,比下侏罗统泥岩烃源岩要高一些,与中段煤(平均 3.38)、泥岩(平均 1.69~2.0)和上段泥岩(平均 1.29~2.33)相对最接近。但是,从冷湖构造带(三、四、五号)原油 Pr/Ph 随埋藏深度变浅或运移距离增加的变化规律来分析(图 9-14A),源岩的 Pr/Ph 可能不会太高(<3),即与中段泥岩也具有可比性。冷湖油田的原油 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 一般比下侏罗统烃源岩要低一些,这可能与原油的运移和烃源岩的成熟度相对较低有关,具有一定的可比性。就整个原油饱和烃色谱图以及 OEP 和 CPI 值来看,原油与下侏罗统中段泥岩及煤都具有一定的可比性(图 9-53~图 9-55,表 9-4,图 9-11~图 9-19)。

(2) 从冷湖油田的原油与下侏罗统烃源岩的甾烷图谱来看,规则甾烷均为不对称的 V 字型分布(图 9-56~图 9-58), $C_{29} > C_{27} > C_{28}$ 甾烷,但是相对来说,原油与下侏罗统中、上段泥岩相对最接近,规则甾烷 C_{29} 含量平均变化在 47%~65%,甾烷 $aaaC_{27}/$ 甾烷 $aaaC_{29}$ 平均变化在 0.55 左右,最低也不低于 0.35;而煤规则甾烷 C_{29} 含量平均在 70% 以上;甾烷 $aaaC_{27}/$ 甾烷 $aaaC_{29}$ 平均小于 0.25,差别较为明显。即冷湖油田的原油源岩尽管有机质类型不太好,但仍比煤要好一些(图 9-56~图 9-58,表 9-5,图 9-20~图 9-24)。

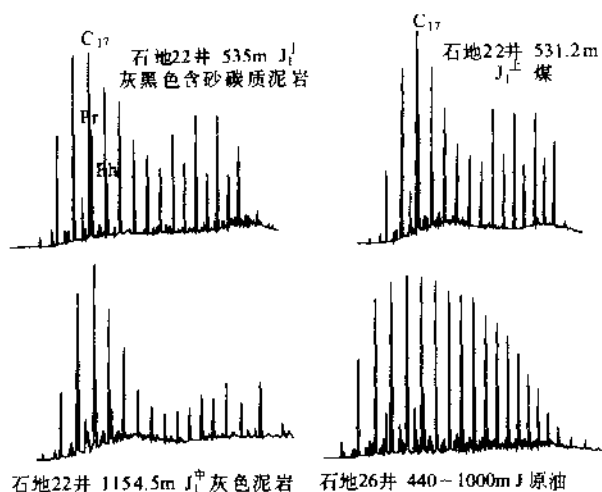


图 9-53 冷湖三号原油-烃源岩典型饱和和桉色谱对比图

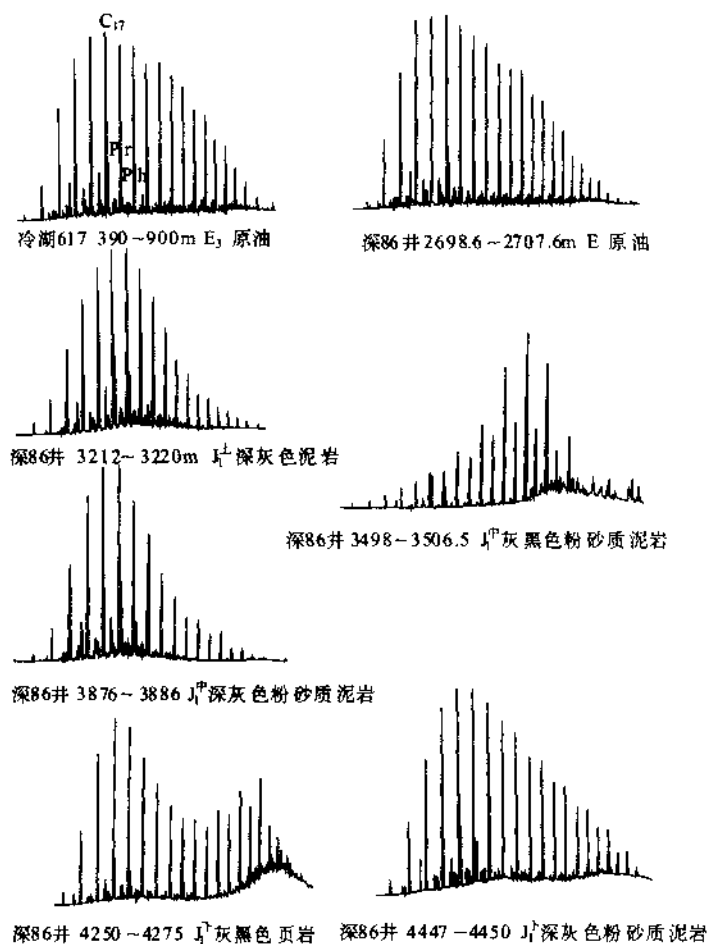


图 9-54 冷湖四号原油-烃源岩典型饱和和桉色谱对比图

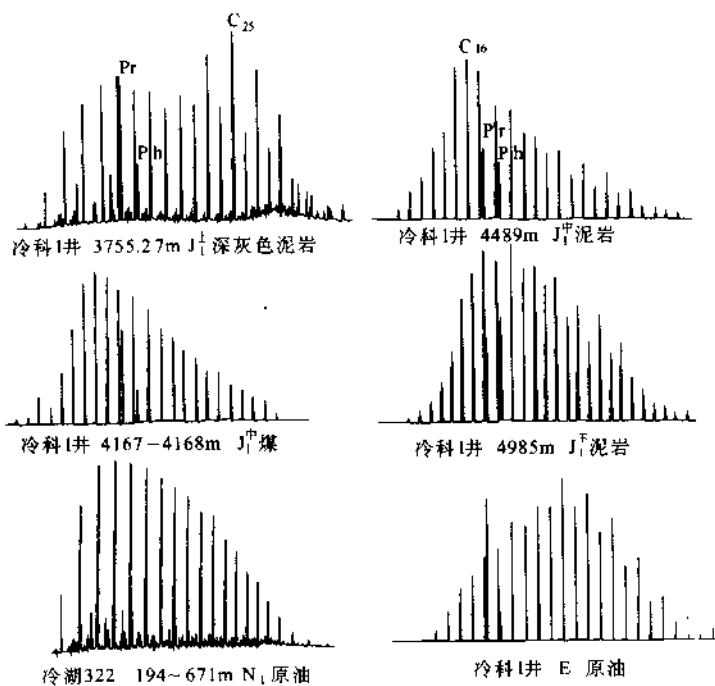


图 9-55 冷湖五号原油-烃源岩典型饱和和烃色谱对比图

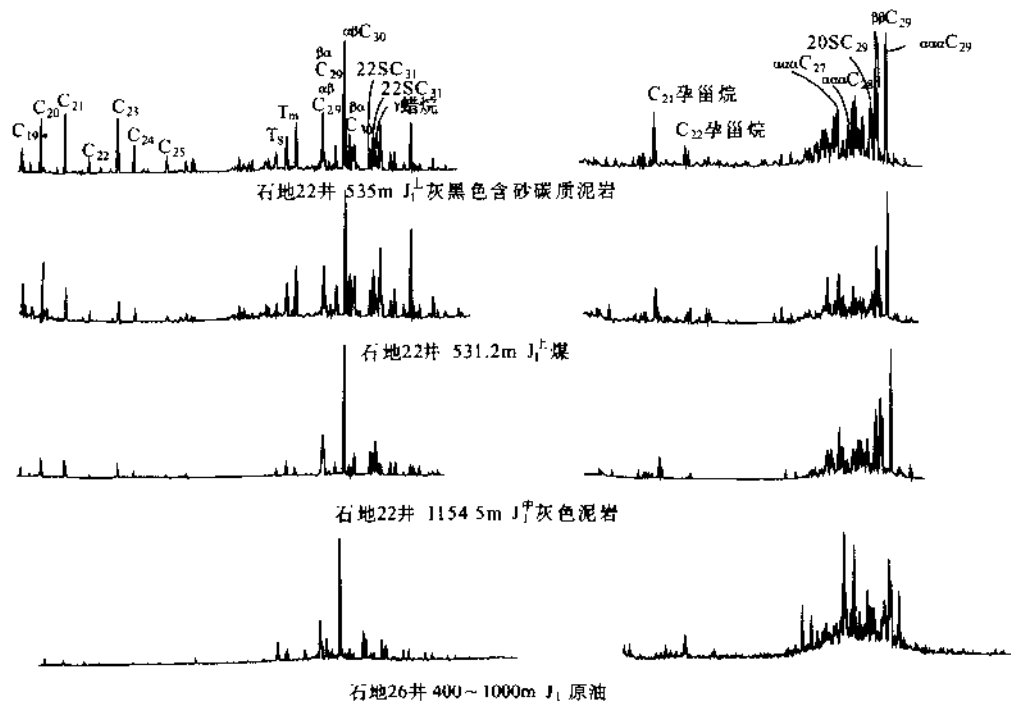


图 9-56 冷湖三号原油-烃源岩典型甾烷、萜烷图谱对比图

(3) 冷湖构造带原油甾烷的显著特征是重排甾烷含量一般很高或较高,目前只有冷科1井下侏罗统中段泥岩的重排甾烷含量能与原油相对应,冷科1井上段泥岩也具有相对中等含量的重排甾烷,但是,中段煤的重排甾烷含量较低。冷湖三号原油重排甾烷含量相对冷湖四、五号原油要高一些,可能是运移距离相对较远或成熟度相对较高一些。

冷湖构造带原油甾烷的另一显著特点是孕甾烷含量普遍较低(图9-56~图9-58、表9-5、图9-20~图9-24)。

(4) 冷湖构造带原油甾烷的 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 和 $\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 两个异构化参数相对冷科1井、深86井、石地22井烃源岩普遍要高得多,尤其是 $\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 差别更大,一是说明原油可能来自埋藏更深的烃源岩,二是原油确实经过一定距离的运移(图9-56~图9-58、表9-5、图9-26~图9-30)。

(5) 从冷湖构造带原油的藿烷特征来看,油与下侏罗统中段湖相泥岩的可比性较好,而与煤的差别较大,例如,藿烷 C_{30}/C_{29} 、 T_m/T_i 等具有明显的差别; T_m/T_i 等也与上段泥岩差别较大;此外, γ 蜡烷含量等也与下侏罗统下段泥岩差别较大,后者明显要高很多(图9-56~图9-58、表9-5、图9-31~图9-36)。

(6) 从冷湖构造带原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线中可以看出,尽管冷湖三、四、五号构造上不同层位原油的 $\delta^{13}C$ 类型曲线变化较大,但是,它们的沥青质 $\delta^{13}C$ 均变化在 -26.6‰ ~

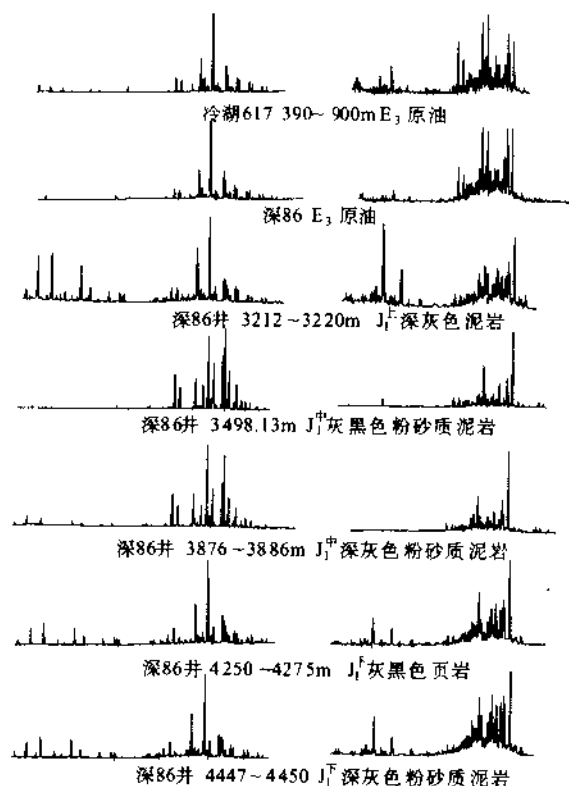


图9-57 冷湖四号原油-烃源岩典型甾烷、藿烷图谱对比图

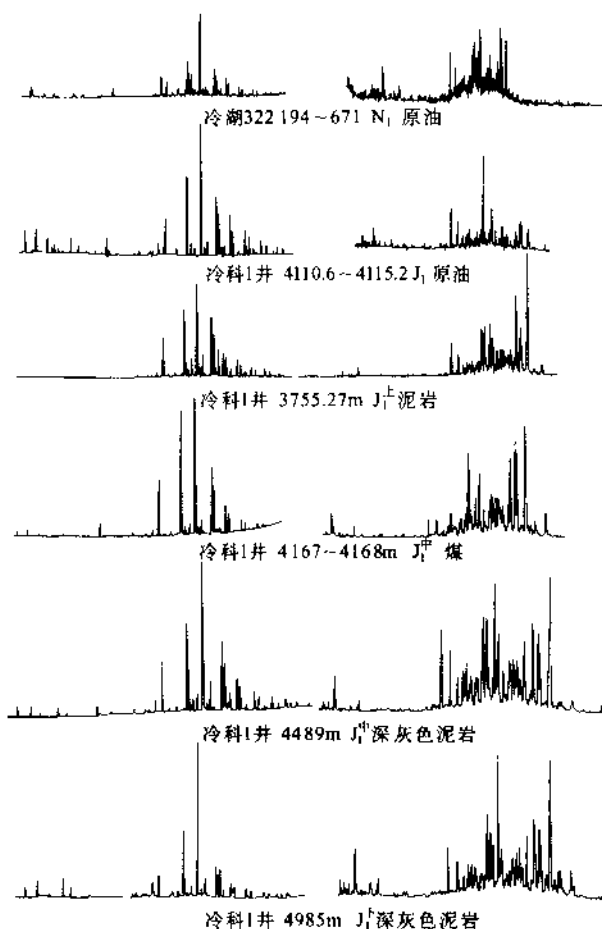


图 9-58 冷湖五号原油-烃源岩典型甾烷、萜烷图谱对比图

-29.5‰之间,与其相对应的源岩干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 与沥青质 $\delta^{13}\text{C}$ 应最接近或略重一些,应变化在 -25‰ ~ -28‰之间,即原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 类型曲线与下侏罗统中段湖相泥岩干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ (-25‰ ~ -27.6‰)对比的最好,尤其是冷科1井下侏罗统原油和中段湖相泥岩沥青“A”的 $\delta^{13}\text{C}$ 类型曲线几乎重合,而与上段泥岩、中段煤、下段页岩干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ (-22.65‰ ~ -25.6‰)对比的较差表 9-6(图 9-38 ~ 图 9-40、图 9-59)。说明原油主要来自下侏罗统中段湖相泥岩,并且经过一定距离的运移和碳同位素的分馏作用。

(7) 冷湖四号深 86 井中深层(2700m 左右)原油饱和烃单体烃碳同位素分布类型曲线与本井下侏罗统中段湖相泥岩沥青“A”饱和烃单体烃 $\delta^{13}\text{C}$ 类型曲线很接近(图 9-60),具有好的可比性。冷湖三号构造 J 原油相对偏轻,五号构造原油相对偏重,可能是运移距离和第三系油藏储层的“同化”所致。

从平面上看,油藏都紧邻冷西次凹生烃中心,中上部的主力烃源岩在 N 沉积时期进入生烃门限,但由于冷西次凹上覆的第三系地层从北向南厚度增大,使得其北部和南部的热演化程度有一定的差别,相应南部较高,因此,油气从南到北,从五号到三号构造运移距

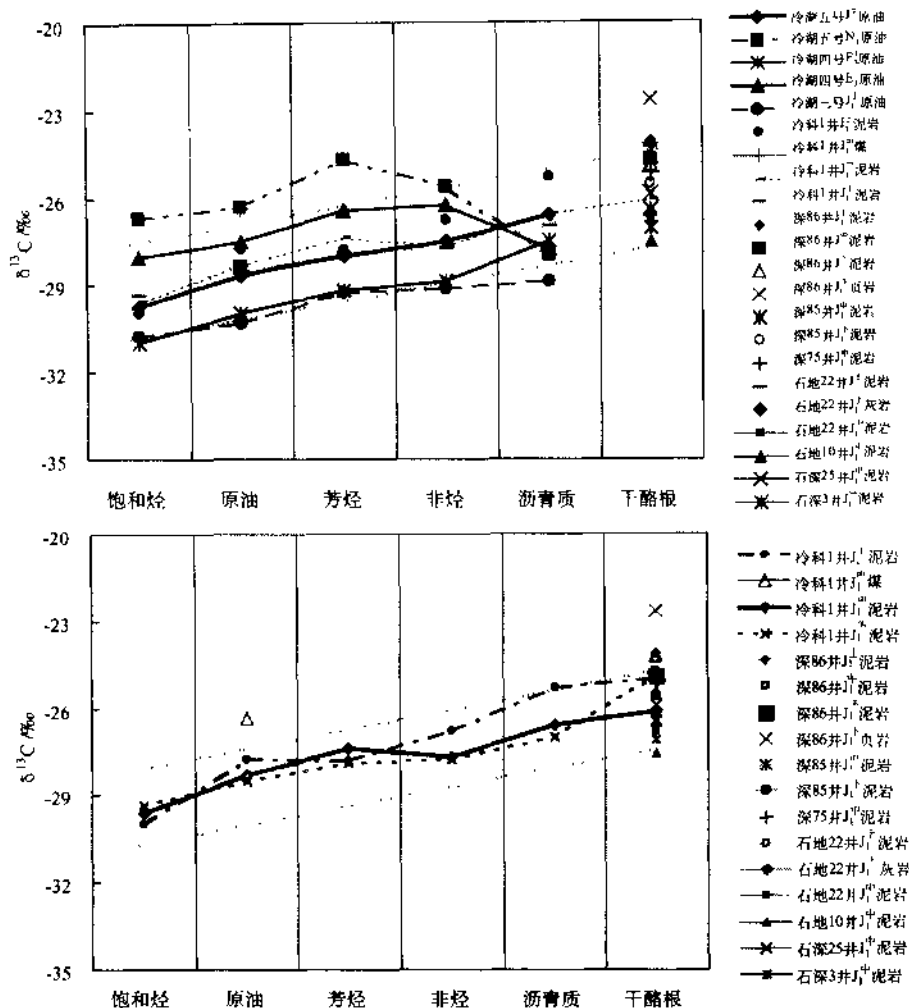


图 9-59 柴北缘冷湖地区原油类型曲线和烃源岩

离越来越远的趋势。

南部在中新世达到油气生排烃高峰期,油气侧向运移到四号南部、五号,冷西次凹生成的油气沿不整合面侧向运移,分别向北运移到处于其上倾方向的昆北斜坡带的冷湖三号 and 向西运移到四号的北部,向东到昆特依 1 号构造。相对靠近阿尔金山前的三、四、五和昆特依 1 号的圈闭在早第三纪末已经具有一定幅度的隆起,使得相对较晚生成油气在下第三系地层中和不整合面上聚集,形成原生油气藏,到喜马拉雅末期的强烈构造运动使得油气沿断层垂向运移到上第三系中,形成次生油气藏,此时一个明显的特点是构造的挤压应力场、断层的强活动性以及隆升过程的浮力都为油气的垂向运移提供了有利条件。而在新中世的晚期正是圈闭的发育和定型期,大量断层发育,使得侧向运移的油气沿断层垂向运移有效的储层中。从冷西次凹—冷湖四号—潜西的剖面中可以清楚地反映以上特征(图 9-61),同时还可以看出,由于不同构造带上烃源岩热演化的差异性,到晚第三纪末

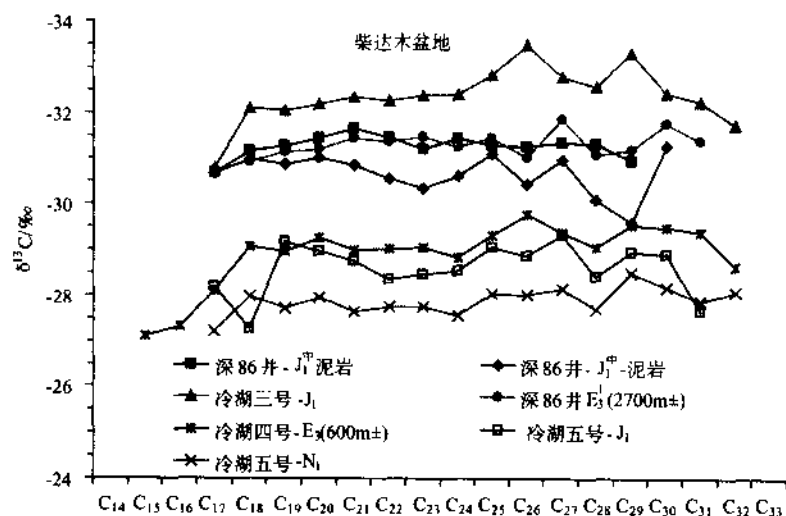


图 9-60 柴达木盆地冷湖四号地区烃源岩和原油单体烃碳同位素分布曲线对比图

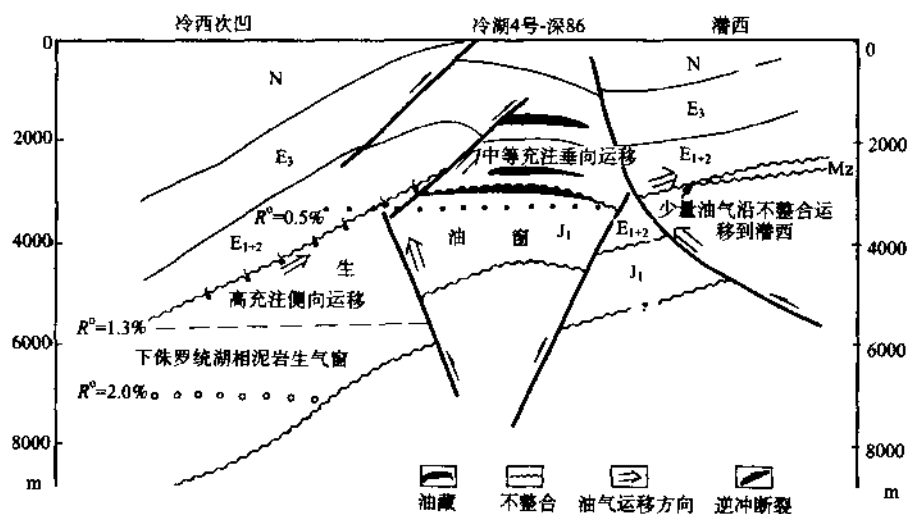


图 9-61 冷西次凹—潜西油气运移示意图

期,冷湖构造带和冷西次凹北部下侏罗统上部的生油岩还正处于生油阶段,一方面可以连续向下第三系圈闭中充注油气,另一方面也可以直接沿着处于强烈活动期的断层运移到上第三系次生油气藏中,反映出柴北缘油气运移的多阶段性、不同阶段的油气运移方式的多样性以及复杂性。

另外,从图中注意到,少部分油气也可能沿断层和不整合面运移到潜西地区。

三、南八仙油气田

从本章第二节中可知,南八仙原油显示出与冷湖油田原油相似的地球化学特征,而且,其源岩有机质类型相对差一些,因此,南八仙地区的原油也应主要来自其南部或西南部深洼槽的下侏罗统中段烃源岩。由于本区除仙3井外,南部或西南部(一里坪拗陷)附近没有钻遇下侏罗统的完整井剖面,给本区油源对比带来一定的困难。考虑到本区南部或西南部(一里坪拗陷)下侏罗统与冷湖地区属同一湖泊,因此,这里的油源对比使用冷湖地区烃源岩来代替。

(1) 南八仙原油 Pr/Ph 很高,上第三系原油平均可达 4.01,下第三系原油平均略低一些,这与冷湖三、四、五号油藏原油 Pr/Ph 基本相当,比下侏罗统泥岩烃源岩要高一些,与中段煤(平均 3.38)、泥岩(平均 1.69 ~ 2.0)和上段泥岩(平均 1.29 ~ 2.33)相对最接近。但是,从南八仙原油 Pr/Ph 随埋藏深度变浅或运移距离增加的变化规律来分析(图 9-15A),源岩的 Pr/Ph 可能不会太高(< 3.41),即与下侏罗统泥岩和煤烃源岩可能均具有可比性。南八仙油田的原油 Ph/nC_{18} 和 Ph/nC_{18} 一般比下侏罗统烃源岩要低一些,这可能与原油的运移和烃源岩的成熟度相对较低有关,具有一定的可比性。就整个原油饱和烃色谱图以及 OEP 和 CPI 值来看,原油与下侏罗统泥岩及煤都具有一定的可比性(图 9-11 ~ 图 9-19、图 9-53 ~ 图 9-55、图 9-62、表 9-4)。

(2) 从南八仙原油与冷湖地区下侏罗统烃源岩的甾烷图谱来看,①规则甾烷均为不对称的 V 字型分布, $C_{29} > C_{27} > C_{28}$ 甾烷(图 9-53 ~ 图 9-55、图 9-63),但是相对来说,原油与下侏罗统中、上段泥岩相对最接近,规则甾烷 C_{29} 含量平均变化在 53% 左右,甾烷 $\alpha\alpha C_{27}$ /甾烷 $\alpha\alpha C_{29}$ 平均变化在 0.55 左右;而煤规则甾烷 C_{28} 含量平均在 70% 以上;甾烷 $\alpha\alpha C_{27}$ /甾烷 $\alpha\alpha C_{29}$ 平均小于 0.25,差别较为明显。即南八仙油田的原油源岩尽管有机质类型不太好,但仍比煤要好一些。②南八仙原油甾烷的重排甾烷含量一般较高或较低,这与冷科 1 井下侏罗统中、上段泥岩及煤的重排甾烷含量相对应。③南八仙原油甾烷的 $20S/20(S+R)-C_{29}$ 和 $\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 两个异构化参数相对冷科 1 井等烃源岩普遍要高得多,尤其是 $\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 差别更大,一是说明原油可能来自埋藏更深的烃源岩,二是原油确实经过一定距离的运移。④南八仙原油的孕甾烷含量相对较低,但相对冷湖地区原油较高一些,可能与运移距离相对较远或源岩环境或成熟度的差异有关(图 9-20 ~ 图 9-30、图 9-53 ~ 图 9-55、表 9-5、图 9-63)。

(3) 南八仙地区原油萜烷系列中,具有三环萜烷含量较高, γ 蜡烷含量相对较高, T_m 系列较高等的特征,这与下侏罗统下段烃源岩相近,另外,也有可能其在上第三系长距离的运移过程中,某些原油或凝析油还具有一些第三系原油较离的 γ 蜡烷、孕甾烷、三环萜烷含量等特征,整体反映源岩为沼泽煤系,母质相对较差的特点(图 9-31 ~ 图 9-36、图 9-53 ~ 图 9-55、图 9-63、表 9-5)。

(4) 从南八仙原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线中可以看出,尽管它们的 $\delta^{13}C$ 类型曲线变化较大,但是,它们的源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 应相对偏重一些,应变化在 $-23\text{‰} \sim -26\text{‰}$ 之间,即原油的 $\delta^{13}C$ 类型曲线与下侏罗统烃源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 整体具有可比性,它们比冷湖原油源岩干酪

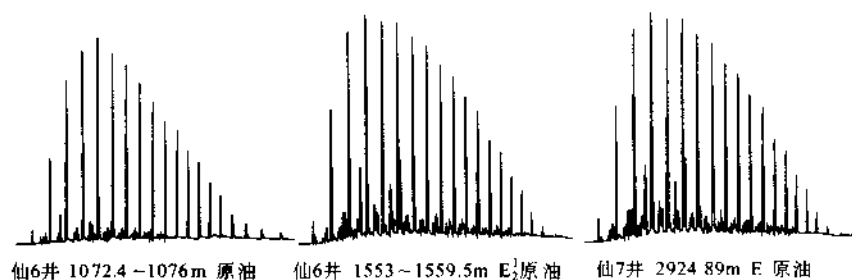


图 9-62 南八仙原油典型饱和和烃色谱对比图

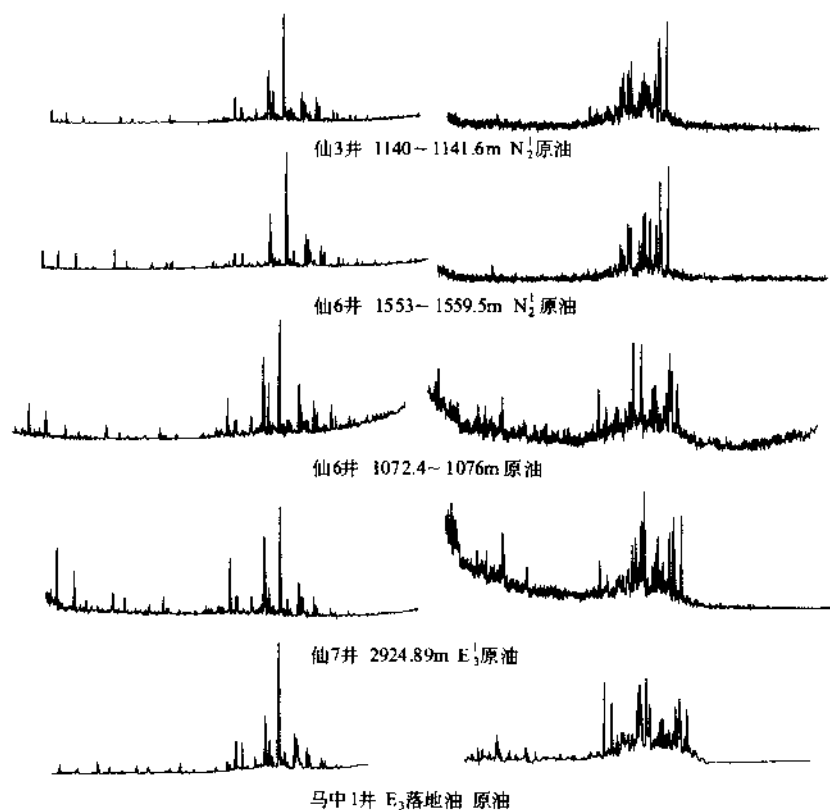


图 9-63 南八仙—马海油气田原油典型甾烷、萜烷谱图

根 $\delta^{13}\text{C}$ 要相对偏重一些。即与下侏罗统湖相泥岩及煤等烃源岩均具有一定的可比性。此外,南八仙原油的单体烃碳同位素相对最重,也与上述结果相一致(图 9-38~图 9-41、图 9-50~图 9-51、表 9-6~表 9-7)。

(5) 南八仙原油轻烃组成中,以芳烃含量高为特征,达 14.07%,说明其成油母质类型很差,与下侏罗统Ⅲ型母质相吻合。此外,南八仙原油的石蜡指数和庚烷值较高,属成熟阶段后期(表 9-8、图 9-42、图 9-43)。

南八仙油气田构造上属于北缘断块带大红沟隆起区南八仙构造带的一个三级背斜构造,是受断层控制的背斜油气田,北以马仙断裂为界与赛什腾凹陷南部相隔,东临尕斯库勒凹陷,西、西南为伊克雅乌汝次凹。南八仙油气成熟度远高于南八仙本身的源岩,显然来自于周围的深凹陷。

从已经发现的油气藏看,都位于生烃中心的附近或之内,并表现为离生烃中心越远,则油气藏规模越小,如马海油气藏。

图 9-64 为伊克雅乌汝次凹到南八仙、马海的油气运移示意图,从图中可以清楚地看出,处于南八仙、马海西南方向的伊克雅乌汝次凹是其主要的生油中心,中新世处于生排烃高峰的源岩排出的油气从生烃中心主要沿不整合面(E/J)侧向运移为主,表现为油气沿地层不整合面和砂岩上倾方向,由西向东运移到南八仙,并在 E 地层和不整合面上开始聚集,运移的距离相对较远,形成了以下第三系为储层的原生气藏。根据前述的本区构造演化特征分析看,马仙地区的构造发育表现为中生代为古隆起,第三系为区域整体沉降,到晚第三纪末的喜马拉雅运动三幕,使得本区抬升,油气显然从伊克雅乌汝次凹沿不整合面运移到南八仙。同时,第三纪晚期的强烈构造运动,产生了表层滑脱逆冲断层并使得早期的断层也处于活动期,深部的油气沿断层垂向二次运移,到浅部的上第三系地层中,形成次生油气藏,运移的动力主要为构造的压应力及下第三系的异常高压,如仙 3 井的 N_2 浅层油气藏压力仅 8.3~9.1MPa,仙 4 井 N_1 中部油气藏压力为 20MPa,深部的 E_3 油气藏压力达 52~54MPa,处于异常高压带,这种压力的垂向分带性也为油气的垂向运移提供了动力。另外,从现今的断背斜油气藏和断层封闭能力也说明断层具有明显的遮挡和通道双重作用,主要与其活动期次有关。

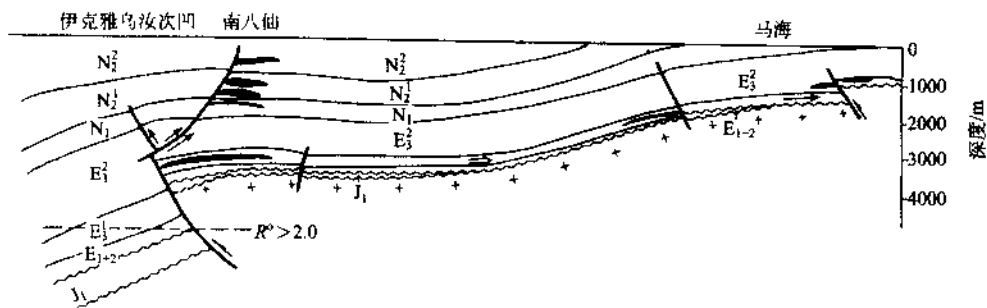


图 9-64 伊克雅乌汝次凹—马仙气田油气运移示意图

四、马海气(油)田

马海气(油)田仅有马中 1 井落地油,从油的地球化学特征来看,与南八仙原油具有一定的差别,与鱼卡原油具有一定的相似性,即它可能主要来自西北德尊马海湖方向的中侏罗统上段(J_2)的富烃页岩。主要依据有:

(1) 马海落地油饱和烃色谱的 Pr/Ph 为 2,接近鱼卡地区原油的平均值(为 1.73),处于南八仙-冷湖构造带原油和鱼卡地区原油之间,它与中侏罗统上段的富烃页岩接近(表

9-4、图 9-11 ~ 图 9-19)。

(2) 马海落地油规则甾烷 C_{27} 含量也高,接近鱼卡地区原油,其规则甾烷分布形式也为 $C_{27} > C_{29} > C_{28}$;规则甾烷 C_{27} 含量高,甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{27}/$ 甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 为 1.73,比鱼卡地区的 2.36 低一些,但比南八仙原油的 0.55 左右要高得多;马海落地油规则甾烷 C_{29} 含量为 31.72%,比鱼卡地区的 27.35%略高一些,比南八仙原油的 53%左右要低得多。说明马海落地油更接近鱼卡原油,而与南八仙原油差别较大,即它与中侏罗统上段的富烃页岩接近。

(3) 马海落地油的重排甾烷含量很高,这与鱼卡地区及南八仙原油均有差别。可能是马海落地油的成熟度高或运移距离远的原因。其孕甾烷含量低,这与南八仙原油具有一定的差别。

(4) 马海落地油甾烷 $20S/20(S+R) - C_{29}$ 和 $\beta\beta - C_{28}/\Sigma C_{29}$ 两个异构化参数很高,尤其是甾烷 $20S/20(S+R) - C_{29}$ 最高,接近 50%, $\beta\beta - C_{28}/\Sigma C_{29}$ 达到 64.08%,表明其成熟度和运移距离相对最远(表 9-5、图 9-20 ~ 图 9-30、图 9-53 ~ 图 9-55、图 9-63)。

(5) 马海落地油具有 T_m 系列较高、三环萜烷含量较低, γ -蜡烷含量相对较高等,这与高成熟的中侏罗统上段的富烃页岩也具有一定的可比性(图 9-63、图 9-53 ~ 图 9-55、表 9-5、图 9-31 ~ 图 9-36)。

(6) 马海地区 E_2 原油 $\delta^{13}C$ 类型曲线比南八仙原油要偏轻的多,处于南八仙原油和鱼卡原油之间,主要原因在于马海原油可能与赛什腾凹陷的马海洼槽中侏罗统上段(J_2) II₁ ~ I 型母质的富烃页岩或油页岩有关(图 9-50 ~ 图 9-51、表 9-6 ~ 表 9-7、图 9-38 ~ 图 9-41)。

尽管马海原油来自鱼卡断陷方向的烃源岩有较为困难,但是来自德尊马海湖附近的深洼槽中的中侏罗统烃源岩还是可行的。

五、赛西原油

赛西(潜西)原油分析资料较少,仅有原油饱和烃色谱和甾烷、萜烷的部分数据,从现有的资料来看,它可能与下侏罗统和中侏罗统上段(J_2)烃源岩有关。其分析结果有待进一步的证实。

潜西地区原油饱和烃色谱中 Pr/Ph 为 2.65,处于鱼卡地区原油(Pr/Ph 平均 1.73)和冷湖-南八仙构造带原油(Pr/Ph 平均 3.19 ~ 4.05)之间,它可能是下侏罗统和中侏罗统上段(J_2)烃源岩的混合油源,也有可能是赛什腾凹陷内中侏罗统上段(J_2)相对鱼卡变差的烃源岩(图 9-12、图 9-13、表 9-4)。

赛西原油规则甾烷分布形式为 $C_{27} > C_{28} > C_{29}$,规则甾烷 C_{27} 含量相对较高,甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{27}/$ 甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 为 1.03,也处于鱼卡地区原油(平均 2.36)和冷湖-南八仙构造带原油(平均 0.37 ~ 0.71)之间,它可能是下侏罗统和中侏罗统上段(J_2)烃源岩的混合油源,也有可能是赛什腾凹陷内中侏罗统上段(J_2)相对鱼卡变差的烃源岩(图 9-12、图 9-13、表 9-4)。

潜西原油甾烷 $20S/20(S+R) - C_{29}$ 和 $\beta\beta - C_{28}/\Sigma C_{29}$ 两个异构化参数也相对较高,说明运移距离也较远。但是,甾烷 $\beta\beta - C_{28}/\Sigma C_{29}$ 为 49%,比冷湖构造带的原油(平均 52% ~ 66%)还相对低一些,说明潜西原油来自西部冷湖地区的可能性并不太大。即潜西原油最

有可能是来自赛什腾凹陷内中侏罗统上段(J_2^1)相对鱼卡变差的烃源岩(图 9-26 ~ 图 9-30、表 9-5)。由于资料太少,而且未见到原始图谱,尚需进一步研究证实。

六、早 2 井原油

早 2 井位于一里坪拗陷内,在 5475 ~ 5522m 见油迹砂岩,试油见到 20L 高蜡低密度原油(0.8087),产层为 N_2^1 。早 2 井原油分析资料较少,目前只见到 1984 年以前分析的全色谱和饱和烃色谱图(图 9-65)(黄第藩,1984)。

一里坪拗陷早 2 井的轻质原油或凝析油 Pr/Ph 为 3.13,尽管早 2 井原油产自 N_2^1 ,但是其 Pr/Ph 与南八仙 - 冷湖构造带来源于下侏罗统的原油的 Pr/Ph (平均 3.19 ~ 4.05) 很接近,而与盆地西部第三系原油和烃源岩(Pr/Ph 均小于 1)差别很大,也与本井上第三系烃源岩的 Pr/Ph 平均为 0.8 ~ 1.19 差别较大(图 9-12、图 9-13、表 9-4)。因此,一里坪拗陷早 2 井的轻质原油或凝析油极有可能来自更深部位的下侏罗统烃源岩。但是,由于资料较少,尚需进一步研究证实。

七、盆地西部第三系原油

柴达木盆地西部地区第三系盐湖相原油的油源前人已经做过大量的工作,它是来自第三系盐湖相的泥岩烃源岩。主要依据有:

(1) 盆地西部第三系原油饱和烃色谱 Pr/Ph 一般很低或较低,绝大多数小于 0.5,这与本区第三系盐湖相烃源岩 Pr/Ph 均小于 0.8 相对应,尤其是 E_3^1 和 N_1 的烃源岩 Pr/Ph 平均小于 0.4 与原油的可比性更好一些。

(2) 柴达木盆地西部第三系原油 Ph/nC_{18} 一般很高或较高,绝大多数大于 1.45,同 Pr/Ph 一样,也与本区第三系盐湖相烃源岩相对应,尤其是 E_3^1 烃源岩可比性更好一些。这与柴北缘侏罗系原油和烃源岩 Ph/nC_{18} 小于 0.4 形成鲜明对照。在 Ph/nC_{18} 和 Pr/nC_{17} 的关系图 9-18 中,可以看出,盆地西部第三系原油 - 烃源岩具有可比性。

(3) 柴达木盆地西部第三系 $E_3^1 \sim N_2^1$ 原油 OEP 和 CPI 几乎均呈偶数碳优势,平均在 0.88 ~ 0.92,这与本区第三系 $E_3^1 \sim N_2^1$ 盐湖相烃源岩也多呈偶数碳优势(平均 0.84 ~ 0.99) 相对应,尤其是 E_3^1 烃源岩 OEP 和 CPI 分别为 0.84 和 0.82,可比性更好一些。此外,柴达木盆地西部第三系原油和烃源岩饱和烃色谱图中,主峰碳一般多为偶数碳($nC_{20} \sim nC_{22}$),谱图也具有可比性(图 9-65、表 9-4、图 9-11 ~ 图 9-19)。

(4) 盆地西部第三系原油和烃源岩规则甾烷多以 $C_{27} > C_{29} > C_{28}$ 甾烷分布为特征,具有可比性。它们的重排甾烷含量一般很低或较低,孕甾烷含量也不高反映出源岩为黏土矿物的碱性催化、强还原或还原的沉积环境。其甾烷 $20S/20(S+R) - C_{29}$ 和 $\beta\beta - C_{20}/\Sigma C_{28}$ 两个异构化参数一般相对较低,多处于低成熟阶段,且运移距离也相对较近(图 9-66、表 9-5、图 9-20 ~ 图 9-30)。

(5) 盆地西部第三系原油和烃源岩萜烷系列参数中,以 γ - 蜡烷含量很高,三环萜烷含量高,莫烷含量相对较高等为特征,也具有可比性(图 9-66、表 9-5、图 9-31 ~ 图 9-36)。

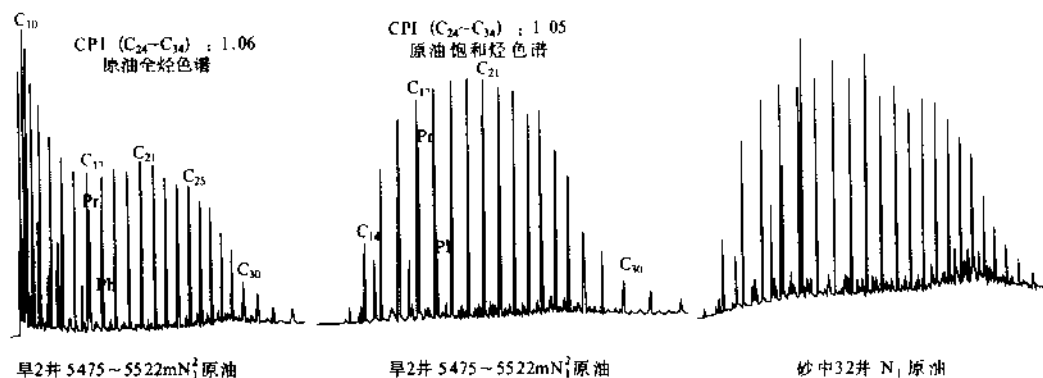


图 9-65 柴达木盆地西部第三系原油典型饱和和烃色谱对比图

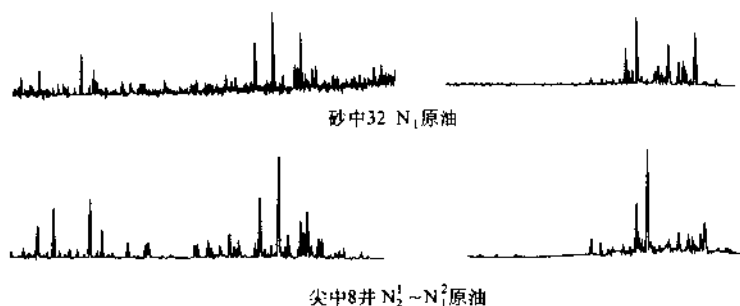


图 9-66 柴达木盆地西部第三系原油典型甾烷、萜烷谱图

(6) 柴达木盆地西部第三系原油 $\delta^{13}\text{C}$ 尽管普遍偏重,但它与本区第三系烃源岩沥青“ A ” $\delta^{13}\text{C}$ 和干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 还是具有好的可比性,符合正常的原油或沥青“ A ” $\delta^{13}\text{C}$ 类型曲线演化规律。西部第三系原油单体烃碳同位素类型曲线与原油 $\delta^{13}\text{C}$ 相似,也相对最重,与第三系烃源岩相一致(图 9-67、表 9-11、图 9-47、图 9-40 ~ 图 9-41)。

八、柴北缘可能的油气运移指向带

从已经发现的油气藏看,都位于生烃中心的附近或之内,并表现为离生烃中心越远,则油气藏规模越小的特点。

(1) 冷湖三、四、五、六、七号—南八仙、马海构造带是中、下侏罗统烃源岩的主要油气运移指向之一。冷湖三、四、五构造西部及西南部紧邻下侏罗统中上部深湖-半湖相沉积中心,也是冷西次凹生烃中心,油气沿不整合面侧向运移到四号、五号及三号构造。中新世晚期正是圈闭的发育和定型期,大量断层发育,也使得侧向运移的油气沿断层垂向运移有效的储层中(图 9-61)。实际上,潜西地区等也是赛什腾断陷西部深次洼中侏罗统烃源岩的主要指向。冷湖六、七号构造和南八仙-马海构造带北是一里坪拗陷伊克雅乌汝深凹陷下侏罗统烃源岩的主要油气运移指向之一,也是南部赛什腾断陷德尊马海湖深次洼和

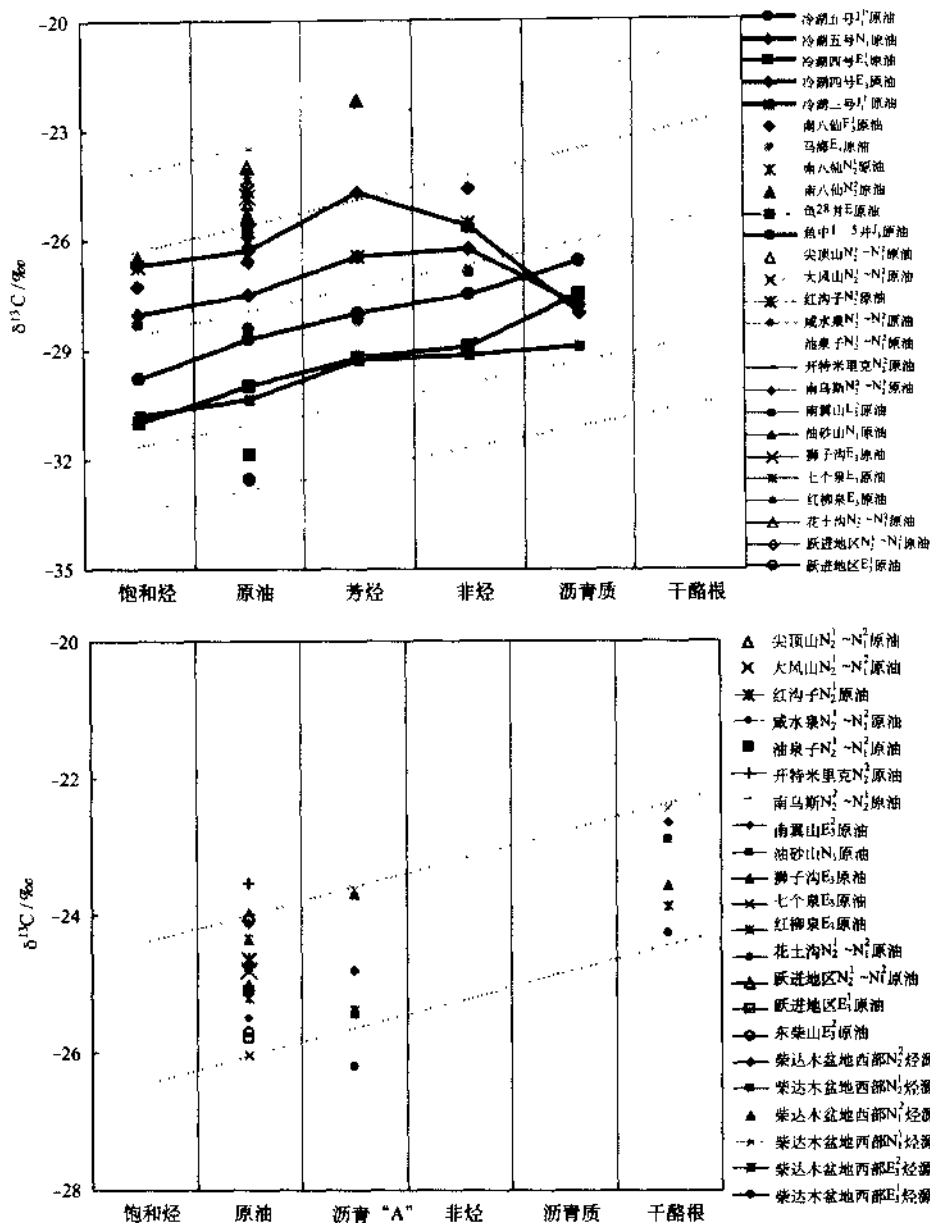


图 9-67 柴达木盆地第三系原油和烃源岩干酪根碳同位素与侏罗系为源岩的原油类型曲线的对比图

西部深次洼中侏罗统烃源岩的主要指向(图 9-69、图 9-28)。从油气运移的观点看,南八仙至马海地区除寻找构造油气藏外,还应特别注意上倾尖灭型和砂岩透镜体等岩性、地层圈闭。原因在于南八仙-马海古隆起一直是油气运移的指向区。

(2) 鄂博梁 I、II、III 号构造带及鸭湖构造也是侏罗系下侏罗统烃源岩的油气运移指

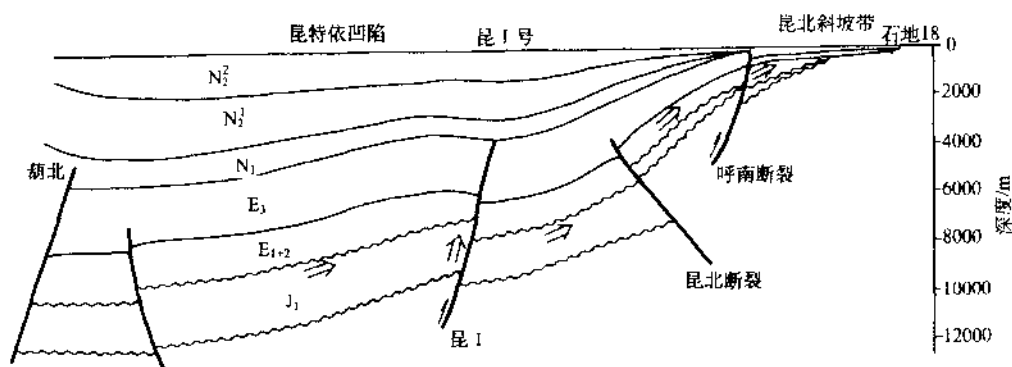


图 9-68 昆特依凹陷—昆北斜坡带油气运移示意图

向之一。

鄂博梁 I 号构造紧邻鄂博梁次凹生烃中心,同时其本身也发育有较厚的生油岩,鄂博梁次凹的有效烃源岩厚度大,有机质类型较好(Ⅱ型为主)。生排烃的高峰期在晚第三纪,也是中上部主力烃源岩的主要生烃期。而圈闭在早第三纪末由于逆冲断层的作用,形成了低幅度的褶皱,晚第三纪构造继续发育,到晚第三纪末圈闭定型,在这期间,一方面圈闭继续发育,幅度不断增大,同时断裂也处于相对活动期,成为油气运移的有效通道,由于紧邻生烃中心,油气运移的距离相对较近,不整合面和活动期的断层使得油气运移非常有效,另一方面,相对早于生排烃高峰期的低幅度褶皱成为油气运移的指向区。从沉积演化、构造样式、烃源岩发育看,鄂博梁构造带和冷湖构造带具有明显相似地质特征。因此,二者的油气运移格局和油气分布特点应该具有一定的可比性,同时,注意到目前冷湖构造带的油气藏都位于北部阿尔金山前的分布格局,按照此思路推测,对鄂博梁构造带的油气勘探也应该从靠近山前入手,逐渐向南展开。鄂博梁Ⅱ、Ⅲ号构造及鸭湖构造应具有相似的规律,但是它们主要是气藏,保存条件是关键。

(3) 昆 I 号构造除去已经发现的油气藏,昆 I 号构造显然是油气运移的最佳指向,表现为早侏罗世沉积时就是一个水下隆起,在后期构造演化过程中,为一长期继承性隆起,其两侧分别为冷西次凹生油中心和鄂博梁次凹生油中心,长期处于油气运移的指向带,具有双向供油的特点(图 9-68 ~ 图 9-69、图 9-28)。其次为鄂博梁构造带,早第三纪时为一低隆,紧邻鄂博梁次凹生油中心。而葫芦山构造带、冷湖六、七号和侏罗系中侏罗统德尊马海湖生油中心附近的圈闭,由于处于盆地内部,早第三纪末形成低隆幅度很小,圈闭主要形成于晚第三纪末,都表现为油气的生排烃高峰期早于圈闭形成期,使得油气运移的有效性较差。

(4) 鱼卡地区的构造带,油源主要是来自中侏罗统上段(J_2)未熟-低成熟的富烃页岩(图 9-52),其运移距离一般较近,油气的运移主要以垂向运移为主,但由于构造活动强,保存条件差,仅在断陷中部形成一个相对较完整的挤压背斜油藏。从油气运移的角度看,沿绿南断裂到鱼卡,可能还存在与断层遮挡的油气藏、挤压背斜油气藏以及岩性、地层油气藏。



图 9-69 柴达木盆地柴北缘地区侏罗系顶反射层构造油气运移示意图

小 结

(1) 柴达木盆地发育有三种类型的天然气,一种是柴北缘的煤系成因气(简称煤型气),其主要特征是甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等碳同位素相对偏重, $\delta^{13}\text{C}_1$ 变化在 $-22\text{‰} \sim -39\text{‰}$ 之间,一般重于 -30‰ ;天然气的气组分中甲烷含量较高,它主要是来自中、下侏罗统的含煤烃源岩。从甲烷、乙烷、丙烷和丁烷碳同位素来推测冷湖油田伴生气的源岩 R° 约为 $0.6\% \sim 0.85\%$;南八仙、马海气田及鄂博梁构造的气的源岩 R° 约为 $1.3\% \sim 2.0\%$;鸭湖构造和碱山构造等的气的源岩 R° 要大于 2.0% 。

第二种是涩北第四系浅层生物成因气(简称生物气),其一般埋深小于 1750m , R° 小于 0.25% ,气体组分以甲烷为主, C_1/C_2 、 C_1/C_2^+ > 300 , $\delta^{13}\text{C}_1 < -65\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}_2 < -43\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}_3 < -32\text{‰}$ 。它是第四系浅层烃源岩在还原菌的作用下形成的甲烷气。

第三种是盆地西部第三系的油型气,其甲烷碳同位素相对偏轻一般轻于 -42‰ ;湿气含量相对较高。它是第三系烃源岩形成的油田伴生气。

(2) 柴达木盆地原油可划分成两大类:第一大类为侏罗系型原油,最显著特征是 Pr/Ph 一般很高或较高,绝大多数大于 1.5 。它又可分为两种:一是鱼卡地区的原油,主要特征是 Pr/Ph 一般在 $1.5 \sim 2$ 之间;规则甾烷 C_{27} 含量很高,甾烷 $\alpha\alpha\text{C}_{27}/\text{甾烷 } \alpha\alpha\text{C}_{29}$ 平均含量可达 2.36 ;甾烷异构化两个参数 $20\text{S}/20(\text{S} + \text{R}) - \text{C}_{29}$ 和 $\beta - \text{C}_{29}/\Sigma\text{C}_{29}$ 值均较低,最高一般不超过 30% ;相对较高的 γ -蜡烷含量;原油 $\delta^{13}\text{C}$ 很轻,平均为 32.55‰ 。

轻芳烃含量均小于 5% ;原油密度较重,一般在 $0.9\text{g}/\text{cm}^3$ 以上,说明成油母质类型好($\text{I} \sim \text{II}_1$ 型)、低成熟、运移距离较近。二是以冷湖-南八仙构造带原油为代表的原油,主要特征是 Pr/Ph 一般很高,多大于 3 ;规则甾烷 $\text{C}_{29} > \text{C}_{27} > \text{C}_{28}$ 、 C_{29} 含量一般在 50% 以上;重排甾烷含量一般很高或较高、孕甾烷含量相对普遍较低;甾烷 $20\text{S}/(20\text{S} + 20\text{R}) - \text{C}_{29}$ 和 $\beta - \text{C}_{29}/\Sigma\text{C}_{29}$ 两个异构化参数较高、 γ -蜡烷含量很低或较低;三环萜烷含量较低; $\delta^{13}\text{C}$ 变化较大;芳烃含量较高;原油密度普遍变轻,一般在 $0.8 \sim 0.82\text{g}/\text{cm}^3$ 之间。说明成油母质类型差($\text{III} \sim \text{II}$ 型),源岩沉积水体较淡、弱氧化弱还原的沉积环境、成熟度较高、运移距离远。

第二大类为柴达木盆地西部第三系型原油,最显著特征是 Pr/Ph 均小于 1 。主要特征是 Pr/Ph 一般很低或较低,绝大多数小于 0.5 ;OEP和CPI值多呈偶数碳优势;规则甾烷 $\text{C}_{27} > \text{C}_{29} > \text{C}_{28}$, C_{27} 含量较高;重排甾烷含量一般很低,孕甾烷含量也不高;甾烷 $20\text{S}/20(\text{S} + \text{R}) - \text{C}_{29}$ 和 $\beta - \text{C}_{29}/\Sigma\text{C}_{29}$ 两个异构化参数相对较低; γ -蜡烷含量很高;三环萜烷含量高;莫烷含量相对较高; $\delta^{13}\text{C}$ 普遍偏重,变化在 $-23.53\text{‰} \sim -26.5\text{‰}$ 之间;密度变化较大等。整体反映出源岩的沉积水体较咸,母质类型较好,细菌活动强烈和强还原环境,多为低成熟,运移距离近。

(3) 柴北缘侏罗系型原油均来自中、下侏罗统烃源岩。其中鱼卡低熟油藏的原油来自中侏罗统上段(J_2^+)的湖相富烃泥页岩,其有机质丰度高、母质好($\text{I} \sim \text{II}_1$ 型)、成熟度低、运移距离较近;冷湖油田的原油主要来自下侏罗统中段(J_2^+)的湖相泥岩,其有机质丰度高、母质较差($\text{II}_2 \sim \text{III}_1$ 型)、成熟—高成熟、运移距离较远,尤其是冷湖三号油藏的原油

距离相对最远;南八仙油气田的原油也主要来自下侏罗统烃源岩,其母质差(Ⅲ型)、成熟—高成熟、运移距离较远;马海气(油)田马中1井的落地油可能主要来自西北德尊马海湖方向的中侏罗统上段(J_2^1)的富烃页岩。赛西(潜西)原油可能与下侏罗统和中侏罗统上段(J_2^1)烃源岩有关;早2井原油从 Pr/Ph 来看,可能也是来自更深部位的下侏罗统烃源岩。

柴达木盆地西部第三系型原油主要是来自第三系 E_2^3 和 N_1 盐湖相的烃源岩,其有机质丰度较低、母质较好(Ⅱ型)、成熟度多较低、运移距离相对较近。

(4) 冷湖三、四、五、六、七号—南八仙、马海构造带是中、下侏罗统烃源岩的主要油气运移指向之一;鄂博梁Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ号构造带及鸭湖构造也是下侏罗统烃源岩的油气运移指向之一;昆Ⅰ号构造是早侏罗世烃源岩油气运移的指向;鱼卡地区的构造带是中侏罗统上段(J_2^1)未熟—低成熟的富烃页岩的主要指向。

第十章 柴北缘地区油气资源评价与勘探前景预测

第一节 侏罗系油气资源量估算

柴北缘侏罗系烃源层石油、天然气勘探和研究程度尚低,尤其是中、下侏罗统的分布尚不能完全定论,这里使用的是根据钻井和地震测线推测所提供的图件和数据。油气资源量估算是一个综合性研究课题,主要用盆地模拟法进行油气资源量计算,这里仅使用热模拟和沥青“A”等简单的方法对现今生烃量进行估算,以验证盆地模拟法油气资源量计算的可靠程度。

一、生烃量估算方法

烃源层的生烃量是生烃能力的综合性指标,它综合了与生烃能力有关的各项参数,如烃源层分布面积、厚度、有机质丰度、母质类型、热演化等。目前国内外计算烃源层生烃量的方法主要有:盆地模拟法、沥青“A”法、有机碳法和热解生烃潜量法等。沥青“A”法是较简单、最直接和常用的方法之一,它是根据烃源岩中可溶有机质含量来计算生烃量,主要用于热演化程度相对较低和母质类型较好(I~II型)的烃源岩,例如,鱼卡地区的中侏罗统上段(原分层J₂)的富烃页岩。但是对于柴北缘中、下侏罗统的含煤(多为III型干酪根)和模化程度普遍高的烃源岩就不切合实际了,因为,III型干酪根烃源岩主要是以生气为主,烃源岩中沥青“A”只是其一部分或一小部分。本专题采用的生烃量估算方法主要是根据不同类型烃源岩在不同温度(或R°)下的热压模拟产烃率分区、分演化阶段进行计算的。

(一) 热压模拟法

一个连续沉降的沉积盆地,在一般情况下,油气的生成、运移和聚集是一个连续的过程。从动态分析的观点出发,各地质时间单元内油气的生成速率是可变的,一方面相同类型源岩在不同模化阶段生烃速率不一样;另一方面,不同类型源岩在同一演化阶段,其生烃速率亦有较大差别。所以,准确划分各演化阶段源岩地质体并选择相应岩类在各演化阶段的产油气速率,是准确地测算其整个地质历史时期中油气生成总量的基础。当源岩类型、热演化程度、有机质丰度及气、液态烃产率确定后,再用体积法计算出各类源岩不同演化阶段的气、液态烃产量,其累积值即为该盆地油气生成的总量。

计算公式

$$Q_{\text{总液}} = S \times H \times K_{\text{液}} \times \rho \times \text{TOC} \text{ 或 } Q_{\text{总气}} = S \times H \times K_{\text{气}} \times \rho \times \text{TOC}$$

式中, $Q_{\text{总液}}$ 为液态烃总生成量(10^8 t);

$Q_{\text{总气}}$ 为气态烃总生成量(10^8 t);

S 为有效烃源岩分布面积(km^2);

H 为有效烃源岩平均厚度(km);

$K_{\text{液}}$ 为液态烃产率(kg/t);

$K_{\text{气}}$ 为气态烃产率(kg/t);

ρ 为源岩密度(10^3 t/km^3);

TOC 为源岩有机碳(%).

(1) 烃源岩演化阶段的划分:将演化阶段划分为未成熟阶段($R^o < 0.5\%$)、成熟阶段($R^o = 0.5\% \sim 1.3\%$)、高成熟阶段($R^o = 1.3\% \sim 2\%$)、过成熟阶段($R^o > 2\%$)等四个阶段分别进行计算。

(2) 液态烃及气态烃产率是根据柴北缘侏罗系不同层段、不同类型烃源岩的热压模拟实验气、液态烃产率(见第三章)来进行计算的。例如,下侏罗统上段($J_1^{\text{下}}$)深湖—半深湖相烃源岩采用冷科 1 井 $J_1^{\text{下}}$ 未成熟泥岩的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;下侏罗统上段($J_1^{\text{下}}$)河流—沼泽及扇三角洲相烃源岩采用石地 22 井 $J_1^{\text{下}}$ 未—低成熟泥岩的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;下侏罗统中段($J_1^{\text{中}}$)深湖—半深湖相烃源岩采用深 86 井 $J_1^{\text{中}}$ 未成熟泥岩的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;下侏罗统中段($J_1^{\text{中}}$)煤及碳质泥岩采用冷科 1 井 $J_1^{\text{中}}$ 低成熟煤的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;下侏罗统中段($J_1^{\text{中}}$)河流—沼泽及扇三角洲相烃源岩采用石地 22 井 $J_1^{\text{中}}$ 未—低成熟泥岩和深 86 井 $J_1^{\text{中}}$ 未成熟泥岩的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;中侏罗统上段($J_2^{\text{上}}$)深湖—半深湖相富烃页岩采用鱼 33 井 $J_2^{\text{上}}$ 未成熟泥页岩的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;中侏罗统中段($J_2^{\text{中}}$)煤及碳质泥岩采用鱼 33 井 $J_2^{\text{中}}$ 低成熟煤的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;中侏罗统中段($J_2^{\text{中}}$)湖相泥岩采用圆顶山或鱼卡野外地表低成熟泥页岩的热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算;红山断陷中、下侏罗统烃源岩则可以使用大煤沟剖面或中侏罗统中段的模拟热压模拟实验气、液态烃产率来进行计算。

(3) 各成熟阶段烃源岩体积在划分不同热演化阶段的基础上,利用烃源岩的厚度图来计算。

(4) 柴北缘烃源岩有机碳就用实测残余有机碳代替,因为:①目前实测柴北缘烃源岩的演化程度一般不高(R^o 多 $< 0.8\%$);②柴北缘中、下侏罗统烃源岩多为 III 型或接近 II₂ 型母质。只有盆地西部阿尔金山剖面的地表烃源岩成熟度高一些,可以用恢复后的原始有机碳代替。

(5) 柴北缘泥岩密度取 $23 \times 10^3 \text{ t/km}^3$;碳质泥岩及劣质煤密度取 $17 \times 10^3 \text{ t/km}^3$ 。

(二) 氯仿沥青“A”法

氯仿沥青“A”法以生油层系的残留氯仿沥青“A”含量为基础,对盆地或凹陷的生油总量进行计算。计算公式为

$$Q_{\text{油}} = V \times A \times \rho$$

式中, $Q_{\text{油}}$ 为生油总量;

V 为有效生油岩体积,见前述;

A 为氯仿沥青“A”含量;

ρ 为生油岩密度,一般也取 $23 \times 10^8 \text{ t/km}^3$ 。

本次氯仿沥青“A”法只对鱼卡地区的中侏罗统上段(原分层 J_2^1)的富烃页岩进行了计算。

(三) 盆地模拟法

目前盆地模拟是采用二维盆地模拟软件系统对某一地区的烃源岩分层系、分区带、分烃源岩成熟度进行油气资源评价。首先把柴北缘分为不同的含油区带(例如:冷湖—南八仙、鱼卡、大煤沟等)再在每个区带上离散取模拟控制点若干个,最后以每个模拟控制点为单位,在新编制的侏罗系各构造图、烃缘岩等厚图、有机碳含量等厚图等基础图件上,取全取准各项模拟参数(地史模型参数、热史模型参数、生烃史模型参数、油气运移聚集模型参数),进行盆地资源计算评价。

二、生烃量估算结果讨论

表 10-1 和表 10-2 分别是柴北缘中、下侏罗统有效烃源岩(包括有效暗色泥岩、有效页岩、有效煤及碳质泥岩)和烃源岩(包括所有暗色泥岩、页岩、煤及碳质泥岩)生烃量计算结果。相对来说,前者较为切合实际,后者为上限值。可以看出:

(1) 柴北缘中、下侏罗统总生烃量为 $801.828 \times 10^8 \text{ t}$ 。其中下侏罗统生烃量占总生烃量的 90% 以上(90.96%),为 $729.33 \times 10^8 \text{ t}$,主要分布在昆特依断陷($235.803 \times 10^8 \text{ t}$)和一里坪拗陷($542.49 \times 10^8 \text{ t}$)内,一里坪拗陷的东部伊克雅乌汝凹陷为 $235.803 \times 10^8 \text{ t}$,西部一里坪凹陷为 $306.687 \times 10^8 \text{ t}$;中侏罗统生烃量仅为 $72.497 \times 10^8 \text{ t}$,主要分布在赛什腾断陷($71.584 \times 10^8 \text{ t}$),鱼卡地区中侏罗统上段(原分层 J_2^1)的富烃页岩未熟—低熟油量仅为 $0.913 \times 10^8 \text{ t}$ (图 10-1)。中侏罗统生烃量相对较小,主要是因为赛什腾断陷中侏罗统烃源岩类型差、分布面积相对较小,而鱼卡地区中侏罗统有机质成熟度太低的缘故。

(2) 柴北缘中、下侏罗统总生气量为 $762.866 \times 10^8 \text{ t}$,相当于 $76.2866 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占总生烃量的 95% 以上,这就是说,柴北缘中、下侏罗统烃源岩主要是生气的,这与前面的研究(有机质类型普遍较差、拗陷或凹陷或断陷内烃源岩埋藏很深,有机质演化程度普遍很高)是一致的。其中,生气量最大的是一里坪拗陷($52.5566 \times 10^{12} \text{ m}^3$),东部伊克雅乌汝凹陷约为 $22.6647 \times 10^{12} \text{ m}^3$,西部一里坪凹陷为 $29.892 \times 10^{12} \text{ m}^3$;昆特依断陷生气量也很大,为 $16.9765 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。赛什腾断陷中侏罗统生气量为 $6.7535 \times 10^{12} \text{ m}^3$,鱼卡地区中侏罗统的生气量由于成熟度较低,未进行估算。

(3) 柴北缘中、下侏罗统现今总生油量为 $41.911 \times 10^8 \text{ t}$,仅占总生烃量的不到 5%。在这约 $42 \times 10^8 \text{ t}$ 生油量中,真正在成熟阶段生成的轻质油只有 $15.839 \times 10^8 \text{ t}$,而它主要分布在昆特依断陷($12.295 \times 10^8 \text{ t}$)的东北部冷湖构造带及鄂博梁 I 号构造附近,其下侏罗统烃源岩埋藏深度相对较浅,有机质演化程度普遍较低,有机质类型以 II_2 型为主。一里坪拗陷内的南八仙—冷湖构造带($0.989 \times 10^8 \text{ t}$)和鄂博梁 I 号构造附近($1.062 \times 10^8 \text{ t}$)也可能生成一定量的轻质油。此外,鱼卡地区中侏罗统上段(原分层 J_2^1)的富烃页岩主要是生油的,

表 10-1 柴北缘侏罗系有效烃源岩生烃量和生烃强度计算结果综合数据表

| 地区 | 层位 | 岩性 | 厚度/m | 生烃面积/km ² | 成熟阶段 | | | 高成熟阶段 | | | 过成熟阶段 | | | 生烃量 | | | 单位面积生烃强度 | | | 单位体积生烃强度 | | | 方法 |
|-----|----------------|--------|---------|----------------------|--------|--------|-------|--------|--------|---------|----------|----------|---------|----------|---------|----------|---|---|---|---|---|---|-----|
| | | | | | 生油 | 生气 | 生油 | 生油 | 生气 | 生油 | 生气 | 生油 | 生气 | 总生油 | 总生气 | 总生烃 | 生油强度/(10 ⁶ t/km ²) | 生气强度/(10 ⁶ t/km ²) | 生烃强度/(10 ⁶ t/km ²) | 生油强度/(10 ⁶ t/km ³) | 生气强度/(10 ⁶ t/km ³) | 生烃强度/(10 ⁶ t/km ³) | |
| 鱼卡 | J ₂ | 页岩 | 70 | 226.8 | 0.913 | | | | | | | | | 0.913 | | 0.913 | 0.4 | | 0.4 | 5.714 | | 5.714 | 热模拟 |
| | J ₂ | 泥岩 | 40~200 | 3583 | 0.228 | 0.416 | 0.376 | 5.526 | 1.754 | 16.167 | 2.357 | 22.106 | 24.465 | 24.465 | 22.106 | 24.465 | 0.04~0.06 | 0.07~0.75 | 0.11~0.83 | 0.22~0.96 | 0.75~3.22 | 0.97~4.2 | 热模拟 |
| | J ₂ | 煤+碳质泥岩 | 15~20 | 3583 | 0.352 | 2.830 | 0.456 | 10.705 | 0.883 | 31.892 | 1.692 | 45.427 | 47.118 | 45.427 | 47.118 | 45.427 | 0.04~0.06 | 0.49~1.49 | 0.53~1.55 | 2.06~4.04 | 32.47~74.38 | 34.53~78.42 | 热模拟 |
| 昆特依 | J ₂ | 小计 | | 3583 | 0.580 | 3.246 | 0.832 | 16.230 | 2.636 | 48.059 | 4.049 | 67.535 | 71.584 | 67.535 | 71.584 | 67.535 | 0.08~0.14 | 0.56~2.23 | 0.63~2.37 | 0.22~4.04 | 0.75~74.38 | 0.97~78.42 | 热模拟 |
| | J ₁ | 泥岩 | 100~700 | 2238 | 9.178 | 17.848 | 1.324 | 15.908 | 1.051 | 105.338 | 11.553 | 139.094 | 150.647 | 139.094 | 150.647 | 139.094 | 0.1~2.05 | 3.89~9.69 | 3.99~11.74 | 0.14~4.10 | 7.79~13.84 | 7.93~17.94 | 热模拟 |
| | J ₁ | 煤+碳质泥岩 | 10~25 | 2238 | 3.117 | 5.870 | 0.477 | 3.957 | 1.929 | 20.844 | 5.523 | 30.671 | 36.193 | 30.671 | 36.193 | 36.193 | 0.18~0.69 | 1.22~2.15 | 1.4~2.74 | 8.87~27.4 | 48.7~95.88 | 57.57~123.28 | 热模拟 |
| 依克 | J ₁ | 小计 | | 2238 | 12.295 | 23.718 | 1.801 | 19.864 | 2.980 | 126.183 | 17.075 | 169.765 | 186.840 | 169.765 | 186.840 | 169.765 | 0.28~2.74 | 5.11~11.84 | 5.39~14.58 | 0.14~27.4 | 7.79~95.88 | 7.93~123.28 | 热模拟 |
| | J ₁ | 泥岩 | 100~400 | 4878 | 0.775 | 0.425 | 0.209 | 1.698 | 1.985 | 160.460 | 2.969 | 162.583 | 165.351 | 162.583 | 165.351 | 162.583 | 0.05~0.28 | 0.15~3.88 | 0.2~4.16 | 0.12~2.8 | 1.54~9.71 | 1.66~12.51 | 热模拟 |
| | J ₁ | 煤+碳质泥岩 | 8~15 | 4878 | 0.214 | 0.999 | 0.473 | 3.624 | 5.501 | 59.441 | 6.188 | 64.064 | 70.252 | 64.064 | 70.252 | 64.064 | 0.06~0.13 | 0.36~1.44 | 0.44~1.57 | 8.87~10.1 | 45.09~95.88 | 53.69~105.96 | 热模拟 |
| 一里坪 | J ₁ | 小计 | | | 0.989 | 1.425 | 0.682 | 5.322 | 7.486 | 219.900 | 9.157 | 226.647 | 235.803 | 226.647 | 235.803 | 226.647 | 0.13~0.41 | 0.51~5.32 | 0.64~5.73 | 0.12~10.1 | 1.54~95.88 | 1.66~53.96 | 热模拟 |
| | J ₁ | 泥岩 | 400~500 | 4745 | 0.962 | 1.826 | 0.066 | 1.722 | 2.496 | 250.274 | 3.524 | 253.822 | 257.347 | 253.822 | 257.347 | 253.822 | 0.05~1.12 | 2.12~5.42 | 2.17~6.54 | 0.12~2.80 | 5.31~12.04 | 5.43~14.84 | 热模拟 |
| | J ₁ | 煤+碳质泥岩 | 10 | 4745 | 0.100 | 0.465 | 0.044 | 0.336 | 4.100 | 44.297 | 4.243 | 45.097 | 49.341 | 45.097 | 49.341 | 45.097 | 0.09~0.12 | 0.54~0.96 | 0.63~1.08 | 8.87~11.58 | 54.11~95.88 | 62.98~107.46 | 热模拟 |
| 一里坪 | J ₁ | 小计 | | | 1.062 | 2.292 | 0.110 | 2.057 | 6.596 | 294.571 | 7.767 | 298.920 | 306.687 | 298.920 | 306.687 | 298.920 | 0.13~1.24 | 2.66~6.38 | 2.79~7.62 | 0.12~11.58 | 5.31~95.88 | 5.43~107.46 | 热模拟 |
| | J ₁ | 泥岩 | 100~700 | 9623 | 1.738 | 2.252 | 0.275 | 3.419 | 4.481 | 410.734 | 6.493 | 416.405 | 422.898 | 416.405 | 422.898 | 416.405 | 0.05~1.12 | 0.15~5.42 | 0.2~6.54 | 0.12~2.80 | 1.54~12.04 | 1.66~12.51 | 热模拟 |
| | J ₁ | 煤+碳质泥岩 | 8~15 | 9623 | 0.313 | 1.465 | 0.516 | 3.959 | 9.601 | 103.737 | 10.431 | 109.161 | 119.592 | 109.161 | 119.592 | 109.161 | 0.06~0.13 | 0.45~1.92 | 0.44~1.57 | 8.87~11.58 | 45.09~95.88 | 53.69~107.46 | 热模拟 |
| 昆特依 | J ₁ | 小计 | | 9623 | 2.051 | 3.716 | 0.791 | 7.379 | 14.082 | 514.471 | 16.924 | 525.566 | 542.490 | 525.566 | 542.490 | 525.566 | 0.13~1.25 | 0.6~7.34 | 0.64~7.62 | 0.12~11.58 | 1.54~95.88 | 1.66~107.46 | 热模拟 |
| | J ₁ | 泥岩 | | 11861 | 10.915 | 20.100 | 1.599 | 19.327 | 5.531 | 516.072 | 18.046 | 555.499 | 573.545 | 555.499 | 573.545 | 555.499 | 0.05~2.05 | 0.15~9.69 | 0.2~11.74 | 0.12~4.1 | 1.54~13.84 | 1.66~17.94 | 热模拟 |
| | J ₁ | 煤+碳质泥岩 | | 11861 | 3.430 | 7.334 | 0.993 | 7.916 | 11.530 | 124.582 | 15.954 | 139.832 | 155.786 | 139.832 | 155.786 | 139.832 | 0.08~0.69 | 0.45~2.15 | 0.44~2.14 | 8.87~27.4 | 45.09~95.88 | 53.69~123.28 | 热模拟 |
| 柴北缘 | J ₁ | 小计 | | 11861 | 14.345 | 27.434 | 2.592 | 27.243 | 17.062 | 640.654 | 34.000 | 695.331 | 729.331 | 695.331 | 729.331 | 695.331 | 0.13~2.74 | 0.6~11.84 | 0.64~14.58 | 0.12~27.4 | 1.54~95.88 | 1.66~123.28 | 热模拟 |
| | J | 泥岩 | 50~700 | 15444 | 11.143 | 20.516 | 1.975 | 24.853 | 7.285 | 532.234 | 20.403 | 577.607 | 598.010 | 577.607 | 598.010 | 577.607 | 0.04~2.05 | 0.04~13.84 | 0.11~11.74 | 0.12~4.1 | 0.75~13.84 | 0.97~17.94 | 热模拟 |
| | J | 页岩? | 70 | 226.8 | 0.913 | | | | | | | 0.913 | | 0.913 | | 0.913 | 0.4 | | 0.4 | 5.714 | | 5.714 | 热模拟 |
| 柴北缘 | J ₂ | 煤+碳质泥岩 | 10~30 | 15444 | 3.783 | 10.164 | 1.449 | 18.621 | 12.413 | 156.474 | 17.64516 | 185.2888 | 202.004 | 185.2888 | 202.004 | 185.2888 | 0.04~0.69 | 0.44~2.74 | 0.44~2.74 | 2.06~27.4 | 32.47~95.88 | 34.53~123.28 | 热模拟 |
| | J | 合计 | | 16178 | 15.839 | 30.680 | 3.424 | 43.474 | 19.698 | 698.713 | 38.962 | 762.866 | 801.828 | 762.866 | 801.828 | 762.866 | 0.08~2.74 | 0.56~13.84 | 0.63~14.58 | 0.12~27.4 | 0.75~95.88 | 0.97~123.28 | 热模拟 |

表 10-2 柴北缘侏罗系生烃量和生烃强度计算结果综合数据表

| 地区 | 层位 | 岩性 | 厚度
/m | 生烃
面积
/km ² | 成熟阶段 | | 高成熟阶段 | | 过成熟阶段 | | 单位面积生烃强度 | | 总生烃量 | | 方法 |
|----------|----------------|--------|----------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|--|--|----------------------------|----------------------------|------|
| | | | | | 生油量
/10 ⁸ t | 生气量
/10 ⁸ t | 生油量
/10 ⁸ t | 生气量
/10 ⁸ t | 生油量
/10 ⁸ t | 生气量
/10 ⁸ t | 生油强度
(10 ⁶ t/km ²) | 生气强度
(10 ⁶ t/km ²) | 总生油量
/10 ⁸ t | 总生气量
/10 ⁸ t | |
| 鱼卡 | J ₁ | 页岩 | 70 | 236.8 | 1.433 | | | | | | 0.4 | | 1.433 | | 热模拟法 |
| | J ₂ | 泥岩 | 50~300 | 3583 | 0.228 | 0.165 | 7.519 | 3.48 | 6.202 | 38.21 | 0.04~0.88 | 0.04~2.01 | 13.949 | 41.855 | 热模拟法 |
| | J ₃ | 页岩? | 70 | 507 | | | 2.160 | 10.775 | 0.788 | 10.021 | 0.17~0.43 | 2.13~2.2 | 2.95 | 20.8 | 热模拟法 |
| | J ₄ | 煤+碳质泥岩 | 20~30 | 3583 | 2.817 | 2.669 | 3.793 | 16.057 | 3.28 | 58.079 | 0.17~0.48 | 0.65~2.71 | 9.89 | 76.805 | 热模拟法 |
| 昆特依断陷 | J ₂ | 小计 | | 3583 | 3.045 | 2.834 | 13.472 | 30.312 | 10.270 | 106.310 | 0.5~1 | 0.7~4.7 | 26.789 | 139.46 | 热模拟法 |
| | J ₁ | 泥岩 | 200~1000 | 2238 | 13.925 | 21.959 | 3.236 | 18.65 | 3.853 | 150.484 | 0.35~3.27 | 4.98~13.84 | 21.014 | 191.093 | 热模拟法 |
| | J ₃ | 煤+碳质泥岩 | 10~25 | 2238 | 5.236 | 6.37 | 1.6 | 4.473 | 6.472 | 26.055 | 0.6~1.11 | 1.44~2.99 | 13.308 | 36.898 | 热模拟法 |
| | J ₄ | 小计 | | 2238 | 19.161 | 28.329 | 4.836 | 23.123 | 10.325 | 176.539 | 0.95~4.38 | 6.42~16.83 | 34.322 | 227.991 | 热模拟法 |
| 依克苏雅乌汝凹陷 | J ₁ | 泥岩 | 100~500 | 4878 | 0.994 | 0.425 | 1.236 | 2.264 | 6.369 | 200.574 | 0.15~0.34 | 0.15~4.85 | 8.599 | 203.263 | 热模拟法 |
| | J ₂ | 煤+碳质泥岩 | 10~20 | 4878 | 1.136 | 1.249 | 1.405 | 3.624 | 19.687 | 79.254 | 0.3~0.48 | 0.45~1.92 | 22.228 | 84.127 | 热模拟法 |
| | J ₃ | 小计 | | | 2.13 | 1.674 | 2.641 | 5.888 | 26.056 | 279.828 | 0.45~0.82 | 0.6~6.77 | 30.827 | 287.39 | 热模拟法 |
| | J ₄ | 泥岩 | 600~700 | 4745 | 1.851 | 2.74 | 0.409 | 2.41 | 8.543 | 333.699 | 0.18~2.15 | 3.19~7.22 | 10.803 | 338.849 | 热模拟法 |
| 一里坪凹陷 | J ₁ | 煤+碳质泥岩 | 20 | 4745 | 0.984 | 0.93 | 0.261 | 0.671 | 22.007 | 88.593 | 0.48~1.13 | 1.08~1.92 | 23.252 | 90.194 | 热模拟法 |
| | J ₂ | 小计 | | | 2.835 | 3.67 | 0.67 | 3.081 | 30.55 | 422.292 | 0.66~3.28 | 4.27~9.14 | 34.055 | 429.043 | 热模拟法 |
| | J ₃ | 泥岩 | 100~700 | 9623 | 2.845 | 3.165 | 1.645 | 4.674 | 14.912 | 534.273 | 0.15~2.15 | 0.15~7.22 | 19.402 | 542.112 | 热模拟法 |
| | J ₄ | 煤+碳质泥岩 | 10~20 | 9623 | 2.12 | 2.179 | 1.666 | 4.295 | 41.694 | 167.847 | 0.3~1.13 | 0.45~1.92 | 45.48 | 174.321 | 热模拟法 |
| 昆特依一里坪拗陷 | J ₁ | 小计 | | 9623 | 4.965 | 5.344 | 3.311 | 8.969 | 56.606 | 702.12 | 0.45~3.28 | 0.6~9.14 | 64.882 | 716.433 | 热模拟法 |
| | J ₂ | 泥岩 | | 11861 | 16.77 | 25.124 | 4.881 | 23.324 | 18.765 | 684.757 | 0.15~3.27 | 0.15~13.84 | 40.416 | 733.205 | 热模拟法 |
| | J ₃ | 煤+碳质泥岩 | | 11861 | 7.356 | 8.549 | 3.266 | 8.768 | 48.166 | 193.902 | 0.3~1.13 | 0.6~2.99 | 58.788 | 211.219 | 热模拟法 |
| | J ₄ | 小计 | | 11861 | 24.126 | 33.673 | 8.147 | 32.092 | 66.931 | 878.659 | 0.45~4.38 | 0.6~16.83 | 99.204 | 944.424 | 热模拟法 |
| 柴北缘 | J ₁ | 泥岩 | 50~700 | 15444 | 16.998 | 25.289 | 12.4 | 26.804 | 24.967 | 722.967 | 0.04~3.27 | 0.04~13.84 | 54.365 | 775.06 | 热模拟法 |
| | J ₂ | 页岩? | 70 | 733.8 | 1.433 | | 2.160 | 10.775 | 0.788 | 10.021 | 0.17~0.43 | 2.13~2.2 | 4.342 | 20.8 | 热模拟法 |
| | J ₃ | 煤+碳质泥岩 | 10~30 | 15444 | 10.173 | 11.218 | 7.059 | 24.825 | 51.446 | 251.981 | 0.17~1.13 | 0.6~2.99 | 68.678 | 288.024 | 热模拟法 |
| | J ₄ | 合计 | | 16178 | 28.604 | 36.507 | 21.619 | 62.404 | 77.201 | 984.969 | 0.45~4.38 | 0.6~16.83 | 127.385 | 1083.884 | 热模拟法 |

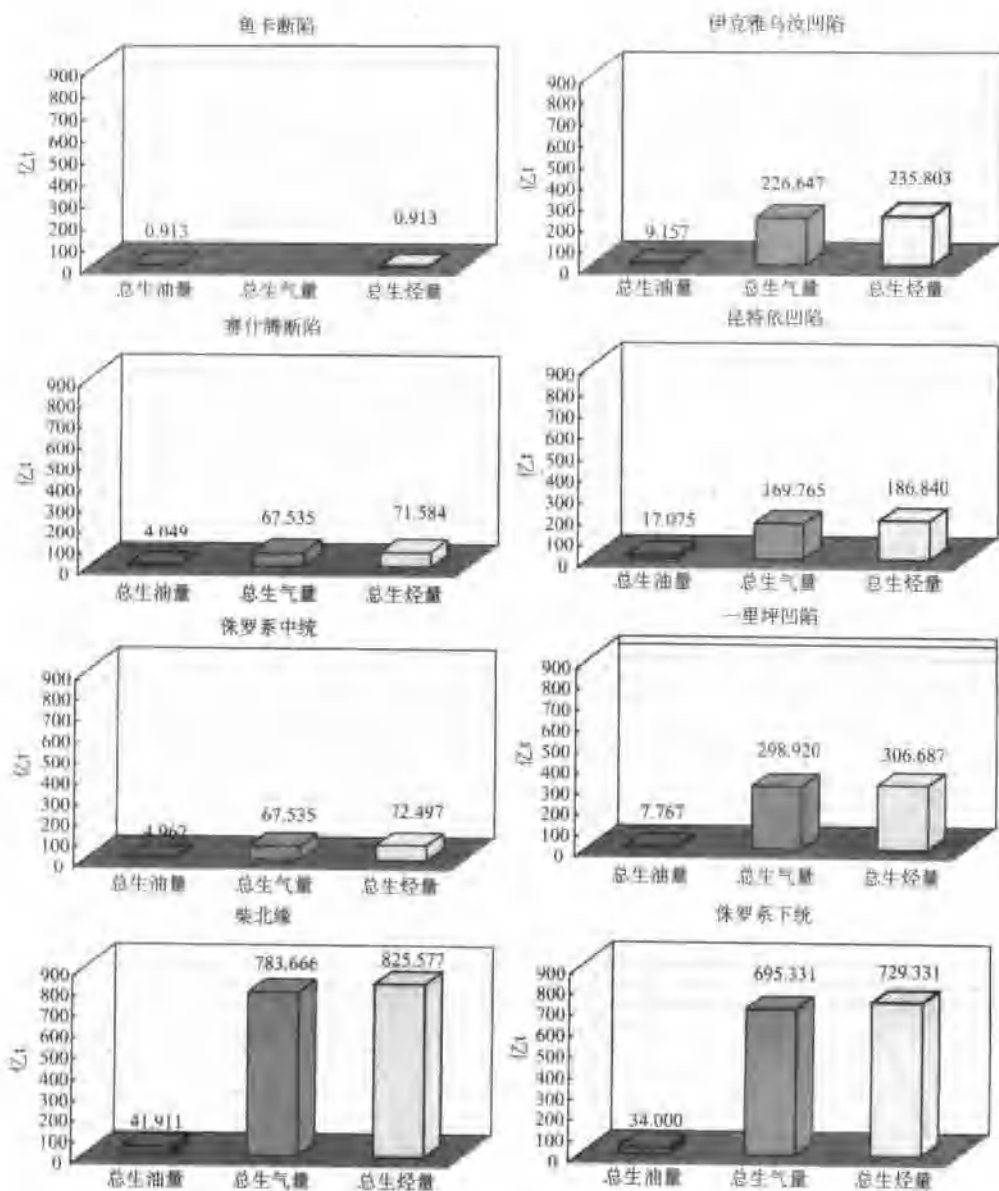


图 10-1 柴北缘中、下侏罗统不同地区生油气量对比图

未熟—低熟油量约为 $0.913 \times 10^8 \text{ t}$, 由于其面积较小(约 227 km^2), 运移距离较近, 也具有一定的勘探价值。

柴北缘中、下侏罗统在高成熟、过成熟阶段生成的凝析油量可能达 $3.424 \times 10^8 \text{ t}$ 和 $19.698 \times 10^8 \text{ t}$, 过成熟阶段的生油量相对较大, 主要可能是: ①中、下侏罗统过成熟烃源岩的体积和面积大; ②人工热压模拟试验产烃率的原因。

(4) 就柴北缘中、下侏罗统的岩石类型而言, 泥页岩生烃量为 $598.923 \times 10^8 \text{ t}$, 约占总生烃量的 75%, 煤及碳质泥岩生烃量为 $202.904 \times 10^8 \text{ t}$ 。鱼卡地区中侏罗统上段以页岩生

油为主;昆特依断陷和其北部的一里坪凹陷泥岩生烃量占绝对优势,煤及碳质泥岩生烃量不到泥岩的 1/5;一里坪拗陷东部的伊克雅乌汝凹陷也以泥岩生烃量占优势,煤及碳质泥岩生烃量不到泥岩的 42.5%;只有赛什腾断陷中侏罗统的煤及碳质泥岩生烃量(主要是生气)大于煤系泥岩生烃量(约 1 倍)。看来,柴北缘下侏罗统烃源岩以湖相泥岩生烃为主,煤及碳质泥岩为辅;中侏罗统中段烃源岩以沼泽相煤及碳质泥岩生烃为主,泥岩为辅;中侏罗统上段则以湖相页岩生烃为主。

第二节 柴北缘地区油气资源评价

一、柴北缘侏罗系烃源岩生烃强度的讨论

单位面积生烃量反映的是该区烃源层纵向上已经生成(或排出)总油气量,它是烃源层厚度、有机质丰度、有机质类型和成熟度的综合反映,是衡量沉积盆地含油气性的综合指标,沉积盆地生烃强度越高,油气源越丰富,含油气性越好,因此,生烃强度的高低可以直接用来评价本区的生气能力和勘探前景。根据沉积盆地的最大生烃强度和平均生烃强度(平均生烃强度是指含油气盆地的总生烃量与该盆地有效烃源岩面积之比)可把含油气盆地划分为五种类型:Ⅰ类含油气盆地最大生烃强度大于 $25 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,平均生烃强度大于 $5 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,可形成特大型和大型油气田;Ⅱ类含油气盆地最大生烃强度 $10 \times 10^6 \sim 25 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,平均生烃强度 $2 \times 10^6 \sim 5 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,可形成大型和中型油气田;Ⅲ类含油气盆地最大生烃强度 $5 \times 10^6 \sim 10 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,平均生烃强度 $1 \times 10^6 \sim 2 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,可形成中型和小型油气田;Ⅳ类含油气盆地最大生烃强度 $2.5 \times 10^6 \sim 5 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,平均生烃强度 $0.5 \times 10^6 \sim 1 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,可形成小型油气田;Ⅴ类含油气盆地最大生烃强度小于 $2.5 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,平均生烃强度小于 $0.5 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,一般含油气性差,为非工业性含油气盆地。

从柴北缘中、下侏罗统烃源岩单位面积生烃强度综合数据表 10-1 可以看出:

(1) 柴北缘下侏罗统烃源岩单位面积平均生烃强度(主要生气)以昆特依断陷最大,变化在 $5.39 \times 10^6 \sim 14.58 \times 10^6 \text{ t/km}^2$ 之间,昆特依断陷生烃强度大主要是与其有机质类型相对较好(Ⅱ₂~Ⅲ₁型),有机质丰度高和有效烃源层厚度大有关;一里坪拗陷内的生烃强度平均也在 $0.64 \times 10^6 \sim 7.62 \times 10^6 \text{ t/km}^2$ 之间(图 10-2),它与昆特依断陷在下侏罗统沉积时为同一大型湖泊。因此,就生烃强度而言,昆特依断陷——一里坪拗陷内的柴北缘下侏罗统烃源岩具备了形成大型—特大型气田的能力。但是,保存条件、尤其是盖层条件以及圈闭形成时间与油气大规模运移时期的匹配条件等控制着油气藏的形成。

(2) 赛什腾断陷中侏罗统烃源岩的单位面积平均生烃强度(主要生气)相对下侏罗统要低得多,变化在 $0.63 \times 10^6 \sim 2.37 \times 10^6 \text{ t/km}^2$ 之间,它主要是与其有机质类型相对较差(Ⅲ型)和有效烃源层厚度相对较薄有关。因此,从生烃强度来看,赛什腾断陷中侏罗统烃源岩只具备了形成中型气田的能力。

(3) 鱼卡地区中侏罗统上段(原分层 J₂¹)的富烃页岩尽管其厚度平均只有 70m,生油强度平均也为 $0.4 \times 10^6 \sim 0.63 \times 10^6 \text{ t/km}^2$,也应具备形成小型油田的能力。

(4) 就单位体积的生烃强度而言,以煤及碳质泥岩的生烃强度最大,主要是在高成熟—过成熟阶段生气强度最大;就生油强度而言,鱼卡地区中侏罗统上段(原分层 J₂¹)的富烃页

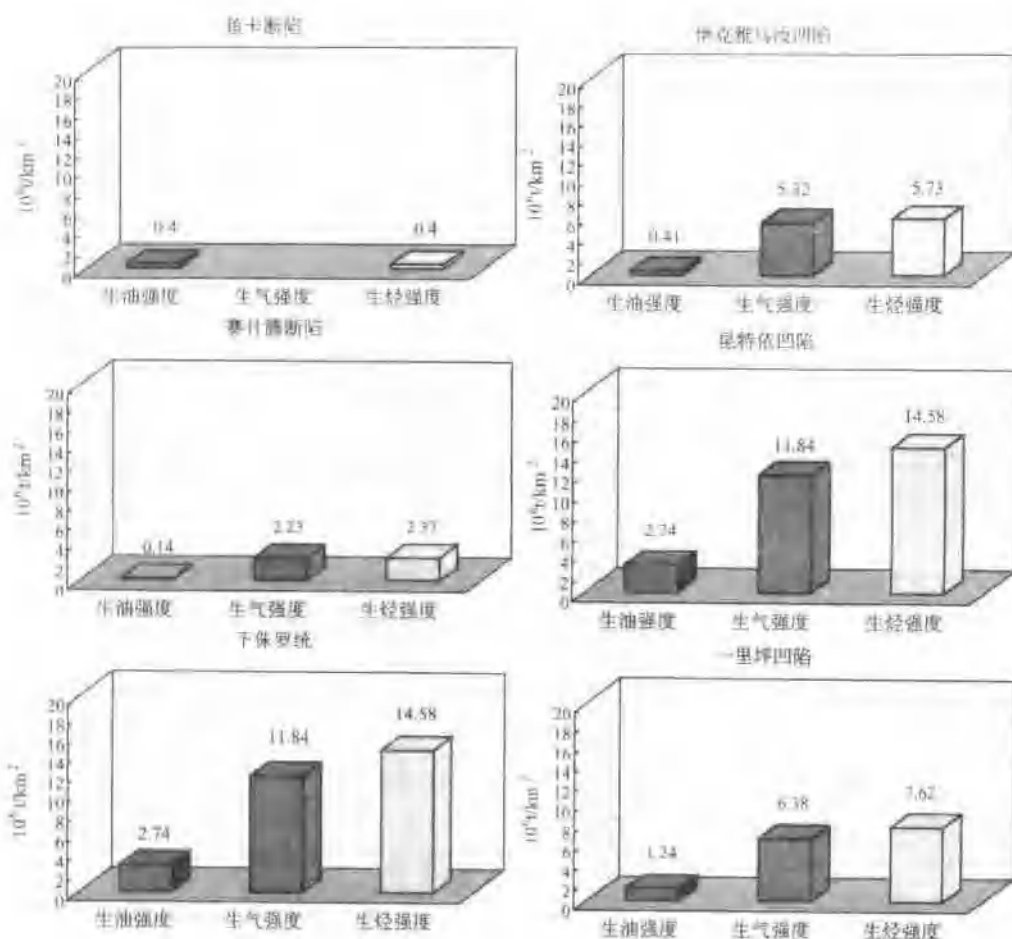


图 10-2 柴北缘侏罗系中、下侏罗统不同地区生烃强度对比图

岩和冷湖构造带附近的下侏罗统泥岩生油强度较大(表 10-1)。

二、柴北缘地区远景资源量的讨论

(一) 油气运聚系数的选取

油气聚集或运聚系数是油气资源评价中的关键性参数。由于油气聚集系数受到多种地质因素的影响,预测难度很大,人们对油气聚集系数的定量研究成果也较少。一般在勘探程度较高盆地或地区,主要采用模型反演法或盆地模拟法估算油气聚集系数,而在勘探程度较低的地区,则主要以类比法选取聚集系数,柴北缘就属勘探程度很低的地区,主要采取后者。

国内外一些盆地的运聚系数列在表 10-3 中。运聚系数是油气聚集量与排烃量之比。柴北缘中、下侏罗统烃源层经历了燕山和喜马拉雅两大构造运动,地层出露和褶皱严重,

它们对油气的运移、聚集、保存和破坏具有重大影响。但是,对于喜马拉雅构造运动期间(特别是上第三纪)形成的油气,应给予高度重视。在参照本文盆地模拟过程所得到的运聚系数和上述国内外一些盆地或油气区的运聚系数以及塔里木盆地的运聚系数的条件下,轻质油或凝析油气运聚系数取 2.5% ~ 5%,气运聚系数取 0.25% ~ 0.5%。

表 10-3 国内外一些盆地或油气区的运聚系数

| 盆地名称 | 油运聚系数/% | 盆地名称 | 油运聚系数/% | 油气区名称 | 气运聚系数/% | 油气区名称 | 气运聚系数/% |
|---------|---------|--------|---------|--------|---------|---------|---------|
| 伏尔加—乌拉尔 | 20 | 波斯湾 | 10 | 井里诺斯 | 0.4 | 乌连戈尹 | 9.0 |
| 齐曼—伯拉朝 | 13 | 松辽 | 7 | 齐曼—伯拉朝 | 0.2 | 西西伯利亚 | 0.8 |
| 西西伯利亚 | 2 | 济阳 | 10 | 圣金华 | 1.0 | 苏古尔特 | 1.3 |
| 北高加索 | 10 ~ 13 | 江汉 | 2 ~ 3 | 洛杉矶 | 0.1 | 卡尹梅索夫 | 0.2 |
| 第聂伯—顿涅茨 | 1 ~ 2 | 东濮北部 | 4 ~ 10 | 下瓦尔托夫 | 5.7 | 塔左夫 | 6.0 |
| 洛杉矶 | 20 ~ 30 | 冀中 | 20 ~ 30 | 沙尹姆 | 0.4 | 中瓦休干 | 4.0 |
| 泡德河 | 10 ~ 33 | 本次盆地模拟 | 2.5 ~ 5 | 别廖左夫 | 0.9 | 第聂伯—顿涅茨 | 0.5 |

(二) 远景资源量

这样,柴北缘以中、下侏罗统烃源层为源岩的轻质油或凝析油聚集量约为 $0.48 \times 10^8 \sim 0.96 \times 10^8$ t,天然气约为 $1.91 \times 10^8 \sim 3.81 \times 10^8$ t,相当于 $1.9 \times 10^{11} \sim 3.8 \times 10^{11}$ m³。总体上来看,这个数字是保守的估计,仅供参考。

第三节 烃源岩综合评价与勘探前景预测

综合前几章和本章第一节生烃量估算结果,柴北缘中、下侏罗统烃源岩生烃综合评价结果见表 10-4。从表中可以看出,下侏罗统烃源岩主要形成于湖盆的断陷期,发育多个生烃中心,岩性主要为暗色泥岩,其次为碳质泥岩,具有厚度大、沉积速率高、快速埋藏、水体较氧化的沉积特征;地化特征则表现为有机质丰度高、类型中等—差、成熟度高,生成的油气以天然气为主;油气运移主要沿不整合面以侧向运移为主、晚期沿断层垂向运移较显著;生烃强度达到大型油气田的规模,已发现有中型的油气田,因此,综合评价下侏罗统烃源岩是一套好的烃源岩。

根据下侏罗统烃源岩埋藏演化时可知,柴北缘在中生界以前由于厚度一般不超过 3000m,不可能存在较大规模的早期生烃。早、中侏罗世末的抬升使得昆特依断陷北部的抬升剥蚀厚度比南部大,冷湖构造带也如此。在此格局下,沉积的新生代地层和中生代具有明显的不同,表现为沉积、沉降中心由北部转移到南部、快速沉降、厚度巨大和北薄南厚的特点。使得南部的伊克雅乌汝凹陷在早第三纪就进入生烃门限。因此,早第三纪可能是南部一里坪拗陷烃源岩的主要生油期,随着埋深的进一步增大,早第三纪末和晚第三纪中期烃源岩达到主要生油期,晚第三纪北部烃源岩正处于生油高峰期。冷湖构造带的三、四、五号烃源岩晚第三纪末到现今正处于生油窗内,冷西次凹的北部和冷湖六、七号中上部烃源岩正处于成熟到高成熟阶段。而南八仙古隆起现今则为低成熟阶段。显然,从生烃期的有效性看,下侏罗统烃源岩具有沉积厚度大,早期埋藏浅(燕山期),演化程度低,保

表 10-4 柴北缘侏罗系中下统烃源岩综合评价表

| 烃源层评价内容 | 侏罗系下侏罗统 | | | 侏罗系中侏罗统 | |
|---------|--|--|--|------------------|--|
| | 昆特依断陷(冷西次凹) | 一里坪凹陷 | 伊克雅乌汝凹陷 | 鱼卡断陷 | 赛什腾拗陷 |
| 湖盆类型 | 断陷湖盆 | | | 拗陷湖盆 | |
| 沉积相 | 深湖—半深湖—浅湖、湖沼相 浅湖、湖沼相、深湖相 | | | 浅湖—半深湖、湖沼相 | 浅湖—半深湖、湖沼相 |
| 氧化-还原程度 | 淡水为主,还原性不强 | | | 相对闭塞,具有弱还原性 | |
| 烃源岩类型 | 暗色泥岩为主,其次为碳质泥岩和煤层,后者变化大,不发育 | | | 页岩、油页岩为主 | 暗色泥岩、碳质泥岩和煤层 |
| 有效烃源岩厚度 | 大(200~1000m) | 大(200~800m) | 大(100~1000m) | 小(50~100m) | 中等(100~300m) |
| 有机质丰度 | 高 | 高 | 较高 | 高 | 中等—高 |
| 有机质类型 | Ⅱ ₂ ~Ⅲ ₁ | Ⅱ ₂ ~Ⅲ ₁ | Ⅲ ₁ | I~Ⅱ ₁ | Ⅲ ₁ ~Ⅲ ₂ |
| 有机质成熟度 | 高—过成熟为主 | 过成熟为主 | 过成熟为主 | 低成熟 | 过成熟 |
| 生排烃高峰期 | E ₃ ~N ₁ ~N ₂ | E ₃ ~N ₁ ~N ₂ | E ₃ ~N ₁ ~N ₂ | N ₂ | E ₃ ~N ₁ ~N ₂ |
| 运移通道 | 断层、疏导层和不整合面 | | | 断层 | 不整合面和断层 |
| 运移距离 | 较长 | | 较长 | 短 | 较长 |
| 运移方式 | 侧向、垂向 | | | 垂向运移 | 侧向、垂向 |
| 生烃强度 | 大 | | 较大 | 小 | 中等 |
| 发现的油气田 | 冷湖中型油气藏 | 见气显示、未发现油气藏 | 南八仙和马海中型油气藏 | 鱼卡小油藏 | 马海小型气藏 |
| 综合评价 | 好 | 好 | 好 | 中等 | 中等 |

存了生油潜力,后期(新生代)快速埋藏继续热演化大量生油,巨厚新生代沉积使得下侏罗统的烃源岩进一步演化到大量生气,北部主要的生油凹陷正处于成熟到高成熟阶段,这种演化模式可以形成有效的生油气期。如果有适当的成藏条件和圈闭存在,将有一定规模的油气储量。

从现今的下侏罗统有效烃源岩厚度来看,现今的有效生油岩和气源岩($R^o < 2\%$),主要集中在冷湖构造带、鄂博梁 I 号构造附近、昆北斜坡带和南八仙-冷湖构造等区域,并以昆特依断陷为最好,油气兼生,伊克雅乌汝凹陷由于有机质类型以腐植型为主,同时热演化程度又很高,因此以生气为主。

中侏罗统烃源岩主要形成于湖盆的拗陷期,岩性主要为暗色泥岩,其次为碳质泥岩和煤层,厚度较小,环境较闭塞。地球化学特征则表现为有机质丰度较高、类型多较差,次级的赛什腾中部生烃中心为过成熟阶段,以生气为主。油气运移方式沿断层以垂向和沿不整合面以侧向运移为主,运移距离较长。只有鱼卡页岩类型好、成熟度为低成熟阶段,以生油为主,生排烃高峰期在晚第三纪早期;已发现小型的鱼卡油田。因此,综合评价中侏罗统的烃源岩是一套中等的烃源层。

通过前面对赛什腾凹陷和鱼卡凹陷不同地区的生烃史分析看,早第三纪成熟的烃源岩不发育,主要在鱼卡凹陷的杂西地区。晚第三纪早期的成熟烃源岩主要分布在赛什腾凹陷的中南部,晚第三纪的晚期成熟烃源岩主要在赛什腾凹陷的北部。现今仍处于成熟—低成熟区的烃源岩分布在鱼卡凹陷和潜西地区。

由于潜西地区烃源岩有机质丰度低,烃源岩厚度小,因此难以有大量油气生成。鱼卡地区,尽管有机质丰度高,有机质类型好,但成熟度较低,大规模油气生成的可能性也不大。

第四节 结 论

(1) 根据柴北缘侏罗系烃源岩的大量分析数据,考虑到风化作用、母质类型和成熟度的影响,在借鉴国内外煤系烃源岩的评价标准的基础上,建立了适合本区侏罗纪煤系烃源岩的评价标准。根据柴北缘地区冷科 1 井等 6 口井侏罗系和第三系的测井曲线解释结果及与烃源岩实测有机碳含量的对比结果,认为测井曲线解释的有机碳含量和烃源岩实测有机碳含量基本上是吻合的,这种方法在柴北地区可以得到应用。

(2) 通过对柴北缘中、下侏罗统及上第三系十四个不同烃源岩类型(其中一个样品采取了两种体系)的热压模拟实验结果,得出了如下认识:①鱼卡地区鱼 33 井 J_2^+ 泥页岩、大煤沟 J_1 油页岩生油率最高达 236.5 ~ 498.4 kg/t,生烃率为 452.7 ~ 566.3 kg/t,属富烃源岩;冷科 1、深 86 井 J_1 湖相泥岩次之,生油率为 109 ~ 137 kg/t,生烃率为 248.5 ~ 315 kg/t;煤岩再次之,生烃率为 189 kg/t;圆顶山露头 and 石地 22 井泥页岩生油气潜力很低;一里坪地区红四 1 井钙质泥岩生成油气潜力最小,只能生成少量的天然气。②建立了 12 种生、排烃模式(II_1 型泥页岩、油页岩类生、排烃模式; II_2 型泥岩类 J_1^+ 、 J_1^+ 、 J_2 生排烃模式; III_1 型 J_1 、 J_2 泥页岩类生排烃模式; III_1 型 J_2 、 J_1 煤岩、碳质泥岩类生排烃模式; III_2 型 J_1 、 J_2 、N 泥岩生排烃模式; III_2 型 J_2 煤岩类生排烃模式),为油气资源评价提供了可靠的实际资料。还建立了柴北缘地区各类烃源岩按 $R^\circ\%$ 、 C_p/TOC 和 H/C 原子比三种成熟度参数恢复原始有机质丰度的公式。

(3) 柴北缘侏罗系烃源岩显微组分的显著特点是页岩、油页岩中富氢组分含量高,腐泥组和沥青质体发育;暗色泥岩以镜质组为主,腐泥组含量次之,一般不含沥青质体;煤主要是镜质组(其中包括半镜质组)和惰质组;碳质泥岩仍以镜质组为主,但含量较煤低得多,基本不含矿物沥青基质。即柴北缘侏罗系泥岩、煤及碳质泥岩主要是生气显微组分,以生气为主;只有页岩、油页岩主要是生油显微组分,以生油为主。

(4) 从柴北缘下侏罗统几口井的典型地球化学剖面可以看出,纵向上可分为上、中、下三段,中段泥岩和页岩是主要烃源岩,其有机质丰度高,类型较好,以冷科 1 井、深 86 井为代表,有效烃源岩厚度在 180 ~ 315 m,有机碳含量平均变化在 3.59% ~ 3.61% 之间,生烃潜量平均在 5.88 ~ 11.23 mg/g 之间,氢指数平均在 146 ~ 213 mg/g 之间,干酪根 H/C 原子比一般小于 1.0,干酪根显微组成中以腐泥组、镜质组和惰质组为主,有机质类型为 II_2 ~ III_1 型;有机质热演化程度在低成熟—成熟阶段。上段除冷科 1 井深湖相泥岩为好烃源岩外,其他河流-沼泽、扇三角洲相均为差—中等烃源岩,例如,冷湖一、二、三、四构造、南八仙地区等,而下段泥岩和页岩有机质丰度普遍偏低,母质类型以 III 型为主,为差—中等烃源岩,即使冷科 1 井也是如此。

(5) 从红山断陷到赛什腾拗陷北缘(大煤沟、红山参 1 井、绿草山、鱼 33 井、鱼卡、路乐河、圆顶山、结绿素等野外地质剖面)的野外地表地质和井下地球化学综合剖面来看,中侏罗统也可以分为 J_2^+ 、 J_2^+ 、 J_2^- 三段; J_2^+ (相当于原分层的 J_2^+) 页岩和油页岩为一套好—富烃源岩,虽然厚度不大,但是有机质丰度一般很高,有机质类型较好 (II 型),且多处于低成熟阶段,具备了形成未熟—低熟油的条件,它是本区最重要的烃源层。 J_2^+ (相当于原分层

的 $J_2^1 \sim J_2^3$) 为暗色泥岩、碳质泥岩和煤发育段,有机碳含量一般很高,但是,有机质类型一般差,多为Ⅲ型,尤其是碳质泥岩和煤多为Ⅲ₂型,产烃能力很差,烃源岩演化程度也不高,多处在低成熟阶段,基本上均为一套差—中等烃源岩。 J_2^4 (相当于原分层的 J_2^5) 多为粗相带,属一套非烃源岩。从红山断陷到赛什腾拗陷北缘下侏罗统只在大煤沟剖面发育,也可以分为 J_2^4 、 J_2^5 、 J_2^6 三段。 J_2^5 页岩和油页岩为一套好—富烃源岩,有机质丰度一般很高,有机质类型较好(Ⅱ型),正处于低成熟阶段,它是本段最重要的烃源层,可能与西部一里坪—昆特依地区的下侏罗统中段烃源岩相对应。

(6) 柴北缘中、下侏罗统烃源层呈东北、西南互补,西南(昆特依—一里坪拗陷)是下侏罗统相对较大湖泊—河流沼泽相沉积,地层厚可达 2000m 以上,暗色泥岩厚可达 1200 ~ 1500m,有效烃源岩厚可达 800 ~ 1000m,最厚的发育在冷西、昆特依和伊克雅乌汝凹陷;东北(鱼卡—赛什腾拗陷)是中侏罗统湖泊—河流沼泽相沉积,地层厚可达 1000m,暗色泥岩厚可达 500m,有效烃源岩厚可达 300m,页岩、油页岩厚可达 90m,最厚的发育在鱼卡地区。下侏罗统有效烃源层厚于中侏罗统(1 ~ 2 倍以上),暗色泥岩有机质丰度也高于中侏罗统。下侏罗统暗色泥岩在昆特依—一里坪拗陷的半深湖—浅湖范围内,多属中等—好烃源岩,TOC > 2%, $S_1 + S_2 > 5\text{mg/g}$;中侏罗统暗色泥岩在鱼卡—赛什腾拗陷内中段属中等—差烃源岩,上段页岩、油页岩属富烃源岩,煤及碳质泥岩属中等—差烃源岩。尽管中、下侏罗统地层皆见到煤层,但煤层在柴北缘不甚发育,相对而言,后者煤层更发育,但生烃潜力不高。

(7) 柴北缘地区侏罗系主要发育有扇三角洲、湖泊、河流—沼泽及冲积扇四种类型的沉积相。其中湖泊相、扇三角洲相和河流—沼泽相是中、下侏罗统地层的主要沉积类型,而河流和冲积扇相则是上侏罗统地层的主要沉积类型。深湖—半深湖相对应的有机质类型一般较好,暗色泥岩多为Ⅱ₂型和Ⅲ₁型干酪根,油页岩可以到Ⅱ₁型干酪根,煤及碳质泥岩多为Ⅲ₁型干酪根;滨浅湖相对应的有机质类型一般相对差一些,暗色泥岩多为Ⅲ₁型干酪根,煤及碳质泥岩多为Ⅲ₂型干酪根;扇三角洲相和河流—沼泽相对应的有机质类型一般差,暗色泥岩多为Ⅲ₂型干酪根,煤及碳质泥岩为Ⅲ₂型干酪根。

柴北缘 J_2^4 页岩(或泥页岩)、油页岩以混合型(Ⅱ₁ ~ Ⅱ₂型)干酪根为主; J_2^5 暗色泥岩以Ⅲ型干酪根为主,煤和碳质泥岩比暗色泥岩更差一些; J_2^6 、上段暗色泥岩以Ⅱ₂ ~ Ⅲ型干酪根为主(Ⅱ₂型干酪根主要分布在昆特依断陷的深湖—半深湖相内、Ⅲ₁型干酪根主要分布在一里坪拗陷浅湖相的大部分地区、Ⅲ₂型干酪根则主要分布在其他扇三角洲相和河流—沼泽相带分布地区), J_2^6 煤和碳质泥岩以Ⅲ型干酪根为主,比同层位的暗色泥岩差一个级别; J_2^6 暗色泥岩分布范围可能相对局限,以Ⅲ型干酪根为主。

(8) 下侏罗统烃源岩一般热演化可划分为:未成熟阶段, $R^o < 0.5\%$,现今埋藏深度小于 3600m,现今地温 < 100℃;成熟阶段, $R^o = 0.55\% \sim 1.3\%$,现今埋藏深度变化在 3600 ~ 5550m,现今地温变化在 100 ~ 139℃;高成熟阶段, $R^o = 1.3\% \sim 2\%$,现今埋藏深度变化在 5550 ~ 6400m,现今地温变化在 100 ~ 156℃;过成熟阶段, $R^o > 2\%$,现今埋藏深度 > 6400m,现今地温 > 156℃。它具有一定的代表性,但是,剥蚀厚度较大的地区不能使用。

柴北缘下侏罗统烃源岩现今成熟度分布具有一定规律性,自冷湖三号—四号—五号—六号—七号,成熟度逐渐增加,从未成熟—低成熟—成熟—高成熟,甚至过成熟;鄂博梁

I号构造、马海—南八仙地区正处于低成熟—成熟阶段；昆特依断陷、一里坪拗陷内下侏罗统埋藏深度很大，一般超过1万~1.5万m，烃源岩 R^o 也几乎全部大于2%，有的甚至达到4%~5%以上，均处于过熟阶段。中侏罗统烃源岩自盆地边界向盆地内部，成熟度由未成熟—成熟—高成熟—过成熟，呈逐渐增加趋势。赛什腾拗陷内 R^o 多大于1.3%~2%，已经处于高成熟—过成熟阶段，有利于天然气的形成。鱼卡地区中侏罗统烃源岩则主要处于低成熟阶段，有利于形成未熟—低熟油藏。柴北缘下侏罗统的主要生烃期是在晚第三纪，一般拗陷内在早第三纪开始进入生烃门限， N_1 为其主要的生油高峰期， N_2 进入高成熟—过成熟阶段。不同地区或不同构造位置生烃史有所不同。

(9) 柴达木盆地第三系烃源层主要发育在盆地西部茫崖拗陷，随着第三系沉积相的变化，由西南向东北方向逐渐变差，至柴北缘的赛什腾地区，第三系已基本上为红层即非烃源层了。一里坪拗陷(包括昆特依断陷)第三系的主要烃源层是下第三系和上第三系中新统的暗色泥岩，其有机质丰度多在差烃源岩范围内($TOC=0.3\% \sim 0.5\%$)，只有碱2井 E_3^2 有机碳含量平均为0.59%，部分发育不等厚的中等烃源岩，有效烃源岩厚度一般在20~75m。其有机质类型以Ⅲ型为主，具有一定的生油气能力。上第三系上新统烃源岩尽管为滨浅湖相沉积，以灰、深灰色泥岩为主。但是，湖盆已进入咸化收缩期，是与低有机质丰度相伴生的。烃源岩的有机质丰度要比 $N_1 \sim E_3$ 低的多，有机质类型以Ⅲ型为主，为一套非—差烃源岩，且多为非烃源岩。

(10) 柴达木盆地发育有三种类型的天然气，一种是柴北缘的煤系成因气，其甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等碳同位素相对偏重，主要是来自中、下侏罗统的含煤烃源岩，例如，南八仙、马海气田及鄂博梁构造、鸭湖构造和碱山构造等的气及冷湖油田伴生气；第二种是涩北第四系浅层生物成因气，甲烷碳同位素相对最轻，它是第四系浅层烃源岩在还原菌的作用下形成的甲烷气；第三种是盆地西部第三系的油型气，它是第三系烃源岩形成的油田伴生气。

柴达木盆地存在有两大类原油：第一大类为侏罗系型原油，最显著特征是 Pr/Ph 均大于1.5。它又可分为两种：一种是鱼卡地区的原油，主要特征是 Pr/Ph 一般在1.5~2之间；规则甾烷 C_{27} 含量很高，甾烷异构化参数值均较低， γ 蜡烷含量相对较高， $\delta^{13}C$ 很轻，原油密度较重；第二种是以冷湖—南八仙构造带原油为代表的原油，主要特征是 Pr/Ph 多大于3， C_{29} 含量一般在50%以上，重排甾烷含量一般很高或较高，甾烷异构化参数较高， γ 蜡烷含量很低或较低，原油密度普遍变轻。第二大类为柴达木盆地西部第三系型原油，最显著特征是 Pr/Ph 均小于1。

柴北缘侏罗系型原油均来自中、下侏罗统烃源岩；鱼卡低熟油藏的原油来自中侏罗统上段(J_2^+)的湖相富烃泥页岩，其有机质丰度高、母质好(Ⅰ~Ⅱ₁型)、成熟度低、运移距离较近；冷湖油田的原油主要来自下侏罗统中段(J_1^+)的湖相泥岩，其有机质丰度高、母质较差(Ⅱ₂~Ⅲ₁型)、成熟—高成熟、运移距离较远，尤其是冷湖三号油藏的原油距离相对最远；南八仙油气田的原油也主要来自下侏罗统烃源岩，其母质差(Ⅲ型)、成熟—高成熟、运移距离较远；马海气(油)田马中1井的落地油可能主要来自西北德尊马海湖方向的中侏罗统上段(J_2^+)的富烃页岩。早2井原油从 Pr/Ph 来看，可能也是来自更深部位的下侏罗统烃源岩。柴达木盆地西部第三系型原油主要是来自第三系 E_3^2 和 N_1 盐湖相的烃源岩，其

有机质丰度较低、母质较好(Ⅱ型)、成熟度多较低、运移距离相对较近。

(11) 利用热模拟产率和沥青“A”等简单的手工方法对柴北缘侏罗系烃源层油气生成量进行了估算,结果是:①柴北缘中、下侏罗统总生烃量为 $804.777 \times 10^8 \text{ t}$;总生气量为 $762.866 \times 10^8 \text{ t}$,相当于 $76.2866 \times 10^{12} \text{ m}^3$;总生油量为 $41.911 \times 10^8 \text{ t}$,其中成熟阶段生成的轻质油为 $15.839 \times 10^8 \text{ t}$ 。②柴北缘下侏罗统烃源岩单位面积平均生烃强度(主要生气)以昆特依断陷最大,变化在 $5.39 \times 10^6 \sim 14.58 \times 10^8 \text{ t/km}^2$ 之间;赛什腾断陷中侏罗统烃源岩的单位面积平均生烃强度(主要生气)相对下侏罗统要低得多,变化在 $0.63 \times 10^6 \sim 2.37 \times 10^8 \text{ t/km}^2$ 之间;鱼卡地区中侏罗统上段的富烃页岩生油强度平均也为 $0.4 \times 10^8 \sim 0.63 \times 10^6 \text{ t/km}^2$ 。③柴北缘以中、下侏罗统烃源层为源岩的轻质油或凝析油聚集量约为 $0.48 \times 10^8 \sim 0.96 \times 10^8 \text{ t}$,天然气约为 $1.91 \times 10^6 \sim 3.81 \times 10^8 \text{ t}$,相当于 $1.9 \times 10^{11} \sim 3.8 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。总体上来看,这个数字是较保守的。

(12) 下侏罗统烃源岩主要形成于湖盆的断陷期,发育多个生烃中心,岩性主要为暗色泥岩,具有厚度大、沉积速率高、快速埋藏、水体较氧化的沉积特征;烃源岩表现为有机质丰度高、类型中等—差、成熟度高,生成的油气以天然气为主;油气运移主要沿不整合面以侧向运移为主、晚期沿断层垂向运移较显著;生烃强度达到大型油气田的规模,已发现有中型的油气田,因此,综合评价下侏罗统烃源岩是一套好的烃源岩。

中侏罗统烃源岩主要形成于湖盆的拗陷期,岩性主要为暗色泥岩,其次为碳质泥岩和煤层,厚度较小,环境较闭塞。烃源岩则表现为有机质丰度较高、类型多较差,次级的赛什腾中部生烃中心为过成熟阶段,以生气为主。

(13) 总体上来看,柴北缘中、下侏罗统烃源岩是一套以生气(干气和凝析气)为主、生轻质油为辅的源岩,昆特依断陷——里坪拗陷内的下侏罗统烃源岩生烃强度和生烃量均具备了形成大型甚至特大型气田的物质条件,赛什腾拗陷内的中侏罗统烃源岩生烃强度和生烃量也具备了形成中—大型气田的物质条件。因此,发育在昆特依断陷——里坪拗陷内的大型构造带,例如,冷湖构造带、鄂博梁—鸭湖构造带以及碱山—红三旱构造带是寻找大中型气田的有利场所。但是,保存条件较差尤其是缺少区域性的盖层是其致命的弱点之一,因为天然气特别是干气要求更高的盖层和封堵条件。圈闭形成时间与油气运移时间的匹配条件是其关键因素之一。

主要参考文献

- 程克明. 1994. 吐鲁番-哈密盆地油气生成. 北京: 石油工业出版社
- 程克明. 1997. 吐哈盆地煤成油气的地质地球化学研究. 勘探家, 2(2): 5~10
- 戴金星. 1979. 成煤作用中形成的天然气和原油. 石油勘探与开发, (3): 10~17
- 戴金星等. 1985. 鉴别煤成气和油成气若干指标的初步探索. 石油学报, 6(2): 31~38
- 戴金星等. 1996. 中国天然气地质学. 北京: 石油工业出版社
- 傅家谟, 刘德汉等. 1990. 煤成烃地球化学. 北京: 科学出版社, 1~355
- 傅家谟等. 1992. 煤成烃地球化学进展. 北京: 科学出版社
- 韩德馨主编. 1996. 中国煤岩学. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1~269
- 黄第藩, 华阿新等. 1992. 煤成油地球化学新进展. 北京: 石油工业出版社, 171~183
- 黄第藩, 李晋超等. 1982. 中国陆相油气生成. 北京: 石油工业出版社
- 黄第藩, 李晋超等. 1984. 陆相有机质演化和成烃机理. 北京: 石油工业出版社
- 黄第藩, 秦匡宗等. 1995. 煤成油的形成和成烃机理. 北京: 石油工业出版社, 1~226
- 黄第藩等. 1984. 干酪根的类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性. 沉积学报, 2(3): 18~33
- 黄第藩等. 1984. 陆相有机质演化和成烃机理. 北京: 石油工业出版社
- 金奎勋等. 1995. 中国油、气源岩有机成分划分、超微与地化特征及其成烃规律. 中国煤田地质, (1): 1~6
- 拉赫马尼 R A, 弗洛里斯 R M. 1984. 李源清等译. 煤和含煤地层沉积学论文集. 北京: 地质出版社, 7~32, 219~231, 266~278
- 梁狄刚等. 1984. 冀中拗陷生油层特征及评价. 北京: 石油工业出版社
- 秦建中等. 2000. 华北地区煤系烃源层油气生成·运移·评价. 北京: 科学出版社
- 沈渭洲等. 1989. 稳定碳同位素地质. 北京: 原子能出版社
- 董晓光, 梁狄刚等. 1992. 塔里木盆地油气勘探论文集. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社
- 郭立言等. 1985. 我国生油岩的 T_{max} 与 R^o 关系图版. 有机地球化学和陆相生油. 北京: 石油工业出版社, 281~286
- 肖贤明, 金奎勋. 1990. 中国陆相源岩显微组分的分类及岩石学特征. 沉积学报, 8(3): 57~63
- 肖贤明. 1992. 有机岩石学及其在油气评价中的应用. 广州: 广东科技出版社, 74~80
- 徐永昌等. 1994. 天然气成因理论及其应用. 北京: 科学出版社
- 杨永宽主编(中国煤田地质总局). 1996. 中国煤岩学图鉴. 北京: 中国矿业大学出版社
- 曾宪章等. 1989. 中国陆相原油和生油岩中的生物标志物. 兰州: 甘肃科学出版社
- 张万选等. 1981. 石油地质学. 北京: 石油工业出版社
- 赵师庆. 1991. 实用煤岩学. 北京: 地质出版社
- 赵政璋, 秦建中等. 2000. 青藏高原海相烃源层的油气生成. 北京: 科学出版社
- 周中毅, 潘长春. 1992. 沉积盆地古地温测定方法及其应用. 广州: 广东科技出版社, 1~208
- Baily N. 高品文译. 1987. 有机质生成油气的潜力, 有机质成熟作用研究与矿物燃料勘探. 北京: 石油工业出版社, 160~174
- Hood D, Gutjahr C C M, Heacock R L. 1975. Organic metamorphism and generation of petroleum. Bull AAPG, 59: 986~996
- Mukhopadhyay P K. 1985. Characterization of kerogens as seen under the aspects of maturation and hydrocarbon generation. J. Erdöl. Kohle, 38: 7~18
- Robert P. 1981. Classification of organic matter by means of fluorescence-application to hydrocarbon source rocks. Int. J. Coal Geol., 1(2): 103~138
- Teichmüller, M. 1988. The genesis of coal from the viewpoint of coal petrology, Int. J. coal Geol., 14: 29~46

图版 I 说明

1. 树脂体, 荧光, X63, 大煤沟, 煤, J₁。
2. 薄壁角质体, 荧光, X250, 大煤沟, 煤, J₁。
3. 锯齿状角质体和树脂体, 荧光, X63, 大煤沟, 煤, J₁。
4. 薄壁角质体和壳质体, 荧光, X250, 大煤沟, 煤, J₁。
5. 小孢子体, 荧光, X63, 大煤沟, 油页岩, J₁。
6. 树脂体、薄壁角质体, 荧光, X250, 绿草山, 煤, J₂。
7. 小孢子堆, 荧光, X250, 绿草山, 泥岩, J₂。
8. 大孢子堆, 荧光, X250, 绿草山, 泥岩, J₂。

图版 II 说明

1. 小孢子体和角质体, 荧光, X250, 绿草山, 泥岩, J₂。
2. 沥青质体, 荧光, X250, 路乐河, 油页岩, J₂。
3. 状藻类体、矿物沥青基质, 荧光, X250, 结绿素, 泥岩, J₂。
4. 薄壁角质体, 荧光, X250, 圆顶山, 煤, J₂。
5. 树脂体、薄壁角质体, 荧光, X250, 圆顶山, 煤, J₂。
6. 降解的孢子体, 荧光, X250, 深 86 井 3781m, 泥岩, J₁。
7. 层状藻质体富集, 荧光, X250, 红山参 1 井 2034m, 泥岩, J₂。
8. 降解的孢子体、矿物沥青基质, 荧光, X250, 红山参 1 井 2034m, 泥岩, J₁。

图版 III 说明

1. 树脂体、渗出沥青体, 荧光, X250, 鱼卡, 煤, J₂。
2. 小孢子体、荧光镜质体, 荧光, X250, 冷科 1 井 4185m, 煤, J₁。
3. 小孢子体、荧光镜质体, 荧光, X250, 冷科 1 井 4185m, 煤, J₁。
4. 薄壁角质体, 荧光, X250, 冷科 1 井 4179m, 煤, J₁。
5. 藻类体, 荧光, X250, 鱼 33 井 1470m, 泥岩, J₂。
6. 降解藻类体、矿物沥青基质, 荧光, X250, 鱼 33 井 1470m, 泥岩, J₂。
7. 小孢子体、壳屑体, 荧光, X250, 鱼 33 井 1716m, 煤, J₂。
8. 小孢子堆, 荧光, X250, 鱼 33 井 1844m



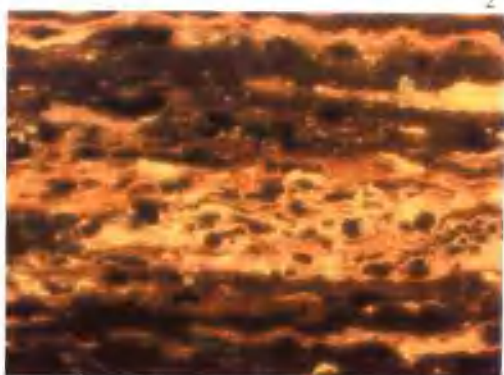
1



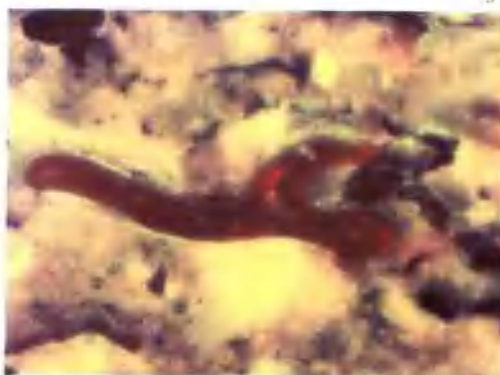
2



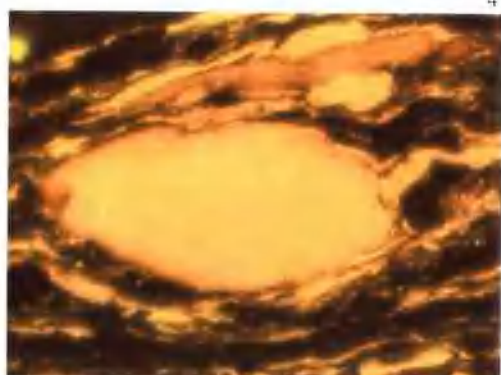
3



4



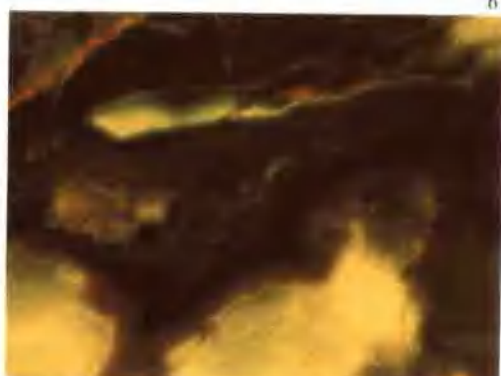
5



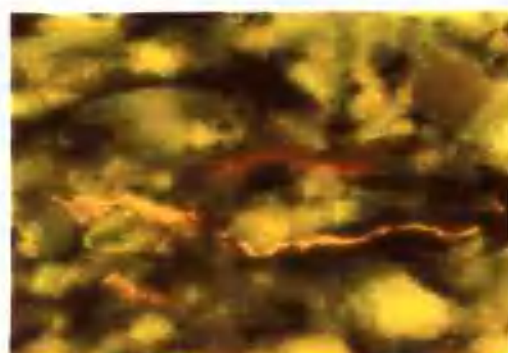
6



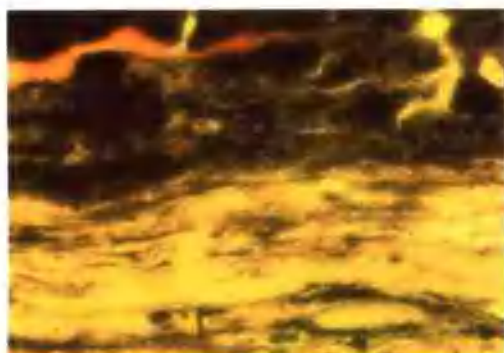
7



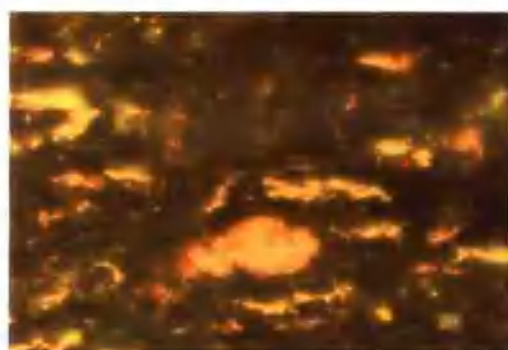
8



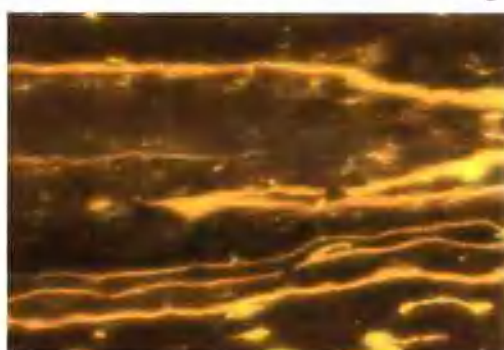
1



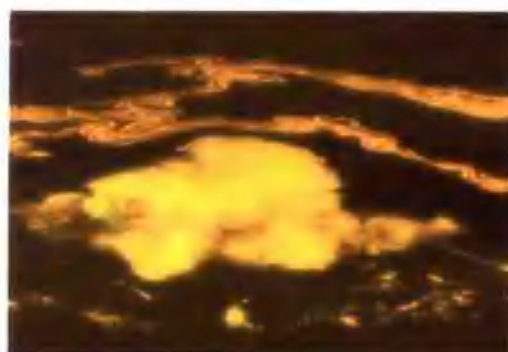
2



3



4



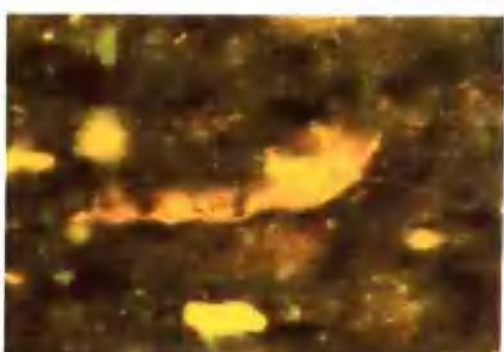
5



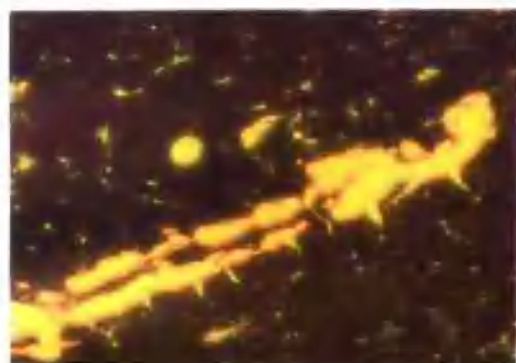
6



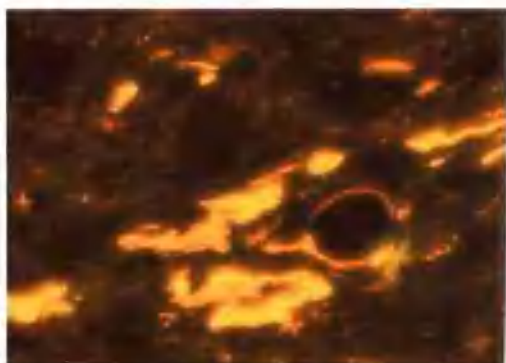
7



8



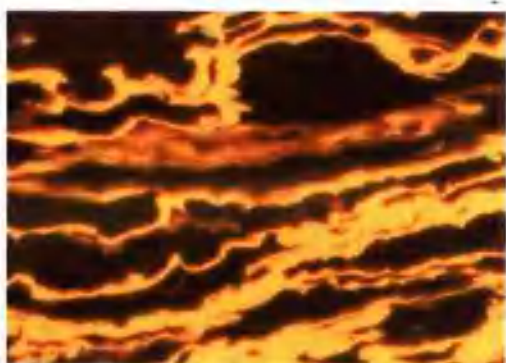
1



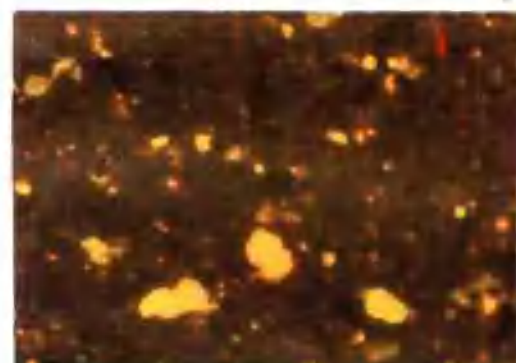
2



3



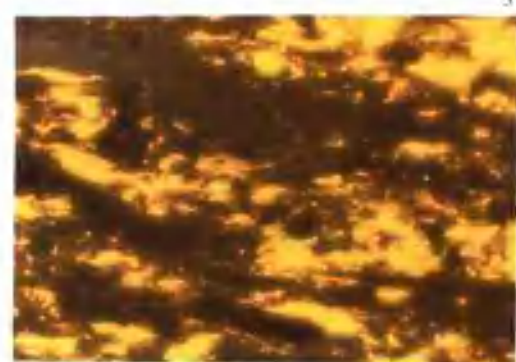
4



5



6



7



8