



中国石油天然气集团公司 油气地球化学重点实验室文集

第三集 ● 2003—2004 年

油气地球化学重点实验室学术委员会 主编

石油工业出版社

中国石油天然气集团公司

油气地球化学重点实验室文集

第三集·2003—2004 年

油气地球化学重点实验室学术委员会 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本论文集共收入中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室在 2003—2004 年期间发表的油气地球化学论文 42 篇, 内容包括混源油定量判识、油源对比、煤成烃、高硫化氢天然气成因以及地球化学实验新技术、新方法等方面, 反映了该重点实验室近两年来的新成果、新进展。

本书可供油气勘探科研单位研究人员及石油院校师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室文集. 第 3 集, 2003—2004/油气地球化学重点实验室学术委员会主编.

—北京: 石油工业出版社, 2006. 3

ISBN 7-5021-5314-4

I. 中…

II. 油…

III. 油气勘探: 地球化学勘探—文集

IV. P618.130.8-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2005) 第 136607 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.cn

总 机: (010) 64262233 发行部: (010) 64210392

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2006 年 3 月第 1 版 2006 年 3 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 24

字数: 614 千字 印数: 1—1000 册

定价: 90.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

中国石油天然气集团公司
油气地球化学重点实验室
学术委员会

主	任	梁狄刚				
副	主	黄第藩	戴金星	王铁冠	梅博文	张大江
委	员	高瑞祺	程克明	张水昌	蒋助生	秦匡宗
		钟宁宁	王培荣	包建平	侯读杰	孔庆云
		冉隆辉	卢双舫	彭平安	史继扬	金奎励
		张林晔	周光甲	贝 丰	王廷斌	王昌桂
		王绪龙	林壬子	冯子辉		

前 言

中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室自 1999 年 7 月正式成立以来已出版了重点实验室文集第一集、第二集。现在出版的第三集,收录了实验室 2003—2004 年期间在国内外杂志上公开发表过的论文 42 篇,在一定程度上反映了重点实验室近两年来的主要研究成果。

(1) 油气成藏地球化学:包括塔里木盆地库车坳陷陆相油气和塔东海相下古生界油气成藏史、柴达木盆地南八仙气田的成藏机理以及成藏过程中的 PVT 分馏实验成果等 6 篇文章。其中在油气运移、成藏期、原油裂解、蒸发分馏作用等方面,提出了一些新认识。

(2) 混源油定量判识:我国多烃源岩叠合盆地油气混源现象十分普遍,定量判识不同烃源层各自的贡献,从而确定出一个地区、一个油气藏的主力油源层,这对油气勘探有很重要的指向意义。文集中共收入这方面的文章 10 篇,包括准噶尔、珠江口和渤海湾等油区的研究成果,这些论文根据端元油配比实验结果,提出了混源油定量判识的新方法,得到了勘探部门的充分肯定。

(3) 油源对比:包括准噶尔盆地三叠系生源油的确认,以及酒西盆地青西原油、海拉尔盆地低蜡稠油、渤海湾海域生物降解油等 5 篇油源对比文章,反映出油气地球化学重点实验室油源对比研究的新进展。

(4) 高含硫化氢天然气的形成机理:近年来,在四川等含气盆地不断发现高含硫化氢天然气,文集中有 3 篇文章对这种特殊天然气的成因机理、分布规律及开拓前景作了初步分析。

(5) 煤成烃研究:文集中有 2 篇文章,探讨了煤的不同组成与煤系烃源岩的倾油倾气性。

(6) 新技术、新方法:文集中有 6 篇文章,对原油和烃源岩抽提物各组分的生物标志物,以及非烃化合物的分离、制备、分析及应用技术作了介绍。这些技术在油源对比和油气运移研究中已初步发挥了作用。

(7) 济阳坳陷古近系生烃成藏地球化学:文集中收录了这方面的文章共 9 篇。

本文集中部分论文曾在 2002 年 8 月第九届全国有机地球化学学术会议大会上宣读,并已收入会议专辑(《沉积学报》2004 年 5 月)中。

我们衷心希望,通过第一、二、三集文集的正式出版,能够记录下油气地球化学重点实验室的成长历史和脚步,并为我国油气地球化学和油气勘探的发展做出贡献!

中国石油天然气集团公司
油气地球化学重点实验室
学术委员会
2005 年 10 月,北京

目 录

两年来我国有机地化新进展及发展方向	梁狄刚 (1)
Organic Geochemistry of Oil and Gas in the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China Liang Digang Zhang Shuichang Chen Jianping Wang Feiyu Wang Peirong (5)	
煤结构组成与成烃作用	程克明 熊 英 孙万高 杨志明 (26)
煤系源岩倾油倾气性研究	程克明 熊 英 刘新月 (32)
塔里木盆地东部地区古生界原油裂解气成藏历史分析——以英南 2 气藏为例 张水昌 赵文智 王飞宇 陈建平 肖中尧 钟宁宁 宋孚庆 (39)	
塔里木盆地塔东 2 油藏形成历史——原油稳定性与裂解作用实例研究 张水昌 王招明 王飞宇 梁狄刚 肖中尧 黄海平 (55)	
珠江口盆地东部油气系统地球化学 - I 油组划分、油源对比及混源油确定 张水昌 龔再升 梁狄刚 吴克强 汪建蓉 宋孚庆 王培荣 王汇彤 何忠华 (65)	
Geochemistry of Petroleum Systems in the Eastern Pearl River Mouth Basin: Evidence for Mixed Oils	Zhang Shuichang Liang Digang Gong Zaisheng Wu Keqiang Li Maowen Song Fuqing Song Zhiguang Zhang Dajiang Wang Peirong (82)
彩南油田多源混合原油的油源 (一) ——烃源岩基本地球化学特征与生物标志物特征 陈建平 梁狄刚 王绪龙 邓春萍 薛新克 靳 涛 宋孚庆 钟宁宁 (110)	
彩南油田多源混合原油的油源 (二) ——原油地球化学特征、分类与典型原油油源 陈建平 梁狄刚 王绪龙 邓春萍 薛新克 靳 涛 宋孚庆 钟宁宁 (118)	
彩南油田多源混合原油的油源 (三) ——油源的地质、地球化学分析 陈建平 梁狄刚 王绪龙 邓春萍 薛新克 靳 涛 宋孚庆 钟宁宁 (125)	
叠合盆地多烃源层混源油定量判析——以准噶尔盆地东部彩南油田为例 陈建平 邓春萍 梁狄刚 王绪龙 宋孚庆 薛新克 靳 涛 钟宁宁 (131)	
彩南油田: 一个典型三元混合油田 陈建平 邓春萍 梁狄刚 王绪龙 石新璞 靳 涛 钟宁宁 (143)	
准噶尔盆地三叠系生源油藏的发现及其意义 陈建平 梁狄刚 王绪龙 邓春萍 靳 涛 向书政 刘宏伟 (152)	
海拉尔盆地舒 1 井低蜡稠油成因及其意义	陈建平 秦建中 张吉光 (161)
Mixed Oils Derived from Multiple Source Rocks in the Cainan Oilfield, Junggar Basin, Northwest China. Part I: Genetic Potential of Source Rocks, Features of Biomarkers and Oil Sources of Typical Crude Oils	Chen Jianping Liang Digang Wang Xulong Zhong Ningning Song Fuqing Deng Chunping Shi Xinpu Jin Tao Xiang Shuzheng (167)
Mixed Oils Derived from Multiple Source Rocks in the Cainan Oilfield, Junggar Basin, Northwest China. Part II: Artificial Mixing Experiments on Typical Crude Oils and Quantitative Oil-source Correlation	Chen Jianping Deng Chunping Liang Digang Wang Xulong Zhong Ningning Song Fuqing Shi Xinpu Jin Tao Xiang Shuzheng (198)

PVT 分馏实验中链状烷烃分子的行为	苏爱国	张水昌	韩德馨	王延斌	(224)
PVT 分馏实验中甾、萜烷分子的行为	苏爱国	张水昌	韩德馨	王延斌	(230)
青海柴达木盆地南八仙油气田油源与成藏机理					
..... 苏爱国 朱扬明 梁狄刚 韩德馨 张水昌 王延斌 黄海平					(234)
酒西坳陷油源对比研究新进展	熊 英	程克明	杨智明	高 波	胡 咏 (242)
渤南洼陷盐湖—咸水湖沉积组合及其油气聚集					
..... 朱光有 金 强 张善文 张林晔 郭长春					(248)
东营凹陷沙河街组湖相烃源岩的组合特征研究					
..... 朱光有 金 强 张水昌 戴金星 张林晔 李 剑					(255)
东营凹陷沙四中亚段盐湖相烃源岩研究					
..... 朱光有 金 强 戴金星 张水昌 张林晔 李 剑					(270)
东营凹陷油气成藏期次及其分布规律研究					
..... 朱光有 金 强 戴金星 张水昌 郭长春 张林晔 李 剑					(279)
含硫化氢天然气的形成机制及分布规律研究					
..... 朱光有 戴金星 张水昌 李 剑 史 斗 文志刚					(287)
济阳坳陷胜坨油田原油物性及其成因探讨					
..... 朱光有 金 强 周建林 王铜山 李 剑 张林晔					(294)
济阳坳陷沾化断陷湖盆沙河街组生烃系统特征					
..... 朱光有 金 强 丁 浩 王 锐 郭长春 张林晔					(300)
陆相断陷盆地复式成烃及成藏系统研究——以济阳坳陷沾化凹陷为例					
..... 朱光有 金 强 张水昌 郭长春 张善文 张林晔					(304)
沾化凹陷复式生烃系统及其对油气成藏的控制作用					
..... 朱光有 金 强 高志卫 周李军 李 剑 张林晔					(313)
中国高含硫化氢天然气的形成及其分布	朱光有	张水昌	李 剑	金 强	(321)
中国含硫化氢天然气的研究及勘探前景					
..... 朱光有 戴金星 张水昌 李 剑 金 强 陈践发					(328)
生物降解混源油混合比例估算方法					
..... 宋孚庆 张大江 王培荣 徐冠军 李友川 付 宁 郭永华					(333)
严重生物降解原油 GC/MS 特征及油源对比	宋孚庆	任冬苓	张文龙	王汇彤	(340)
原油成熟度参数 C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 的 GC-MS-MS 测定					
..... 宋孚庆 王培荣 任冬苓 张文龙 姜乃煌					(343)
原油中甲基三芳甾烃的气相色谱质谱的研究	宋孚庆	张水昌	任冬苓		(346)
饱和烃和芳烃的高压液相色谱法精细分离	王汇彤	游建昌	王培荣	张大江	(349)
原油中中性氮和烷基酚化合物的分离制备及分析应用					
..... 王汇彤 徐冠军 游建昌 王培荣 张大江					(354)
用沥青质中生物标志化合物判识生物降解油的油源	徐冠军	张大江	王培荣		(359)
非烃地球化学及其应用概述					
..... 王培荣 赵 红 朱翠山 张大江 徐冠军 宋孚庆 王汇彤					(365)
区分渤中坳陷三套烃源岩的地球化学参数组合					
..... 王培荣 张大江 宋孚庆 徐冠军 李友川 傅 宁 郭永华					(374)

两年来我国有机地化新进展及发展方向^①

梁狄刚

(中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室)

摘 要 受第九届全国有机地球化学学术会议主席团的委托,对这次会议作简要总结。认为自第八届学术会议以来,我国有机地球化学研究在大油气田地球化学、特别是成藏地球化学研究、混源油定量研究、模拟实验等方面,取得了新的进展;指出在我国有机地球化学学科发展中要进一步解决好的6个问题,以及今后两年内应切实解决的若干难点。

—

第九届全国有机地球化学学术会议,历时三天半,到会代表及来宾244人,来自全国19个油田、15个科研院所、11所大学、2个学会、7家出版社、报纸和电视台、3家外国公司,共57个单位。会议共收到论文摘要355篇。这是(我国学术界)一个规模很大、具有广泛代表性的地球化学盛会。中国科学院资环局、兰州分院、甘肃省科技厅和甘肃省科协的领导出席了大会开幕式。我国三大石油公司领导作了重要讲话和学术报告。

围绕“我国新区、新领域油气田勘探中的地球化学”这一主题,会议首先邀请了中国石油股份有限公司的代表,在大会上作了陆上油气勘探新进展的介绍,为会议营造了背景气氛。19位专家在大会上作了精彩报告,内容涵盖了近年来我国陆上、海洋和天然气勘探中应用地球化学的新进展和存在问题,涉及海相生油、混源油定量评价、成藏化学动力学、天然气源对比、晚期成藏、煤成烃、非烃、轻烃地球化学和油气微生物勘探等多个方面的最新成果;其中,大庆、胜利、海洋、鄂尔多斯、准噶尔、塔里木、柴达木等油田的7个报告,密切结合油气勘探实际,应用有机地球化学手段,解决了大量实际问题;中国科学院兰州地质研究所、广州地球化学研究所、中国石油大学、江汉石油学院、中国石油化工研究院、中国石油勘探开发研究院和廊坊分院等12个应用基础研究报告,抓住学科前缘和热点,进行了可贵的理论探索,很有新意。这些大会报告,得到了与会代表的高度评价。

会上,120多位代表分5个组宣读了论文。他们绝大部分是青年地球化学家,有相当一部分来自各油田和科研生产第一线。他们掌握了大量第一手新鲜资料,朝气蓬勃,勇于实践、勇于探索,表现出相当高的水平。其中,东营凹陷有效烃源层与成藏组合、塔里木残余油藏的分析、煤系生气、氧化—还原、超压下排烃、不同加温条件等一系列模拟实验、有机硫、沥青质轻度氧化、流体包裹体、天然气资源评价方法、油田开发地球化学,以及北京郊区环境污染地球化学等19篇论文,工作扎实细致,密切结合生产,学风严谨,思维敏捷,被大会学术委员会一致评选为中青年优秀论文。

① 原载《沉积学报》,2004年5月,第22卷(增刊),140~142。

大会在“当前有争议的几个有机地化理论问题”和“新技术、新方法的地质应用及存在问题”两个专题讨论会上，各种不同学术观点展开了激烈争论，虽不到“面红耳赤”，但确是“针锋相对，据理力争”，充分发扬了学术民主，出现了“百家争鸣”、生动活泼的热烈场面。辩论各方掌握了别人的论点和问题的症结，就可以更有针对性的深入工作，推动这些问题的逐步解决。

大会主席团和学术委员会经过讨论，认为自第八届学术会议以来，我国有机地化研究取得了5个方面的新进展：

(1) 大油气田地球化学、特别是成藏地球化学研究（包括克拉2、苏里格、川东三叠系鲕滩气田和渤海海域亿吨级油田群等）取得了丰硕成果；

(2) 晚期成藏的普遍性，已经引起石油勘探界的充分重视；

(3) 混源油定量研究在实验方法和技术上有创新；

(4) 一系列模拟实验（超高压、氧化—还原、封闭—开放体系、不同加温方式、碳酸盐岩有机碳损耗）等成果，将应用基础研究提高到一个新水平；

(5) 油田开发和油藏地球化学已经从书本上进入到实际应用阶段。

总之，这次学术会议是21世纪初对我国有机地球化学学科发展的一次大检阅，展示的成果琳琅满目，丰富多彩；有机地球化学界人才济济，表现出有机地球化学学科的强大生命力和这支队伍的高度凝聚力，鼓舞了我们的士气。

一位青年同志说：“参加这次会议，至少有三点收获：第一，我想到的，做到的，别人也想到，也做了，但做得比我好，我要学习；第二，我没想到，更没有去做的，别人却想到了，也做了，我要反思，更要向他学习；第三，我把自己的成果摆到全国水平上去比一比，也并不差多少，我就更有信心。”我们的年轻同志是多么善于思考、多么朴实，又是多么可爱呀！他用几句朴素的语言，讲出了会议的收获。也有的同志说：“参加这次会，看到了学科的进展，也看到了还有许多问题没有解决，更重要的是，看到了200多人聚在一起，共同努力去解决这些问题，实在叫人感动！有问题，有矛盾，正是有机地球化学发展的动力。我也要参加进去，解决这些问题。”还有的同志说：“参加这次会议，知道全国有机地球化学处于什么水平，研究动态向什么方向发展，有哪些新技术、新方法可以拿回去用，很有收获。”如果多数人确有这些收获，这次会议的目的就达到了。

二

从这次会议看，在有机地球化学学科发展过程中，要进一步解决好以下几个问题：

1. 一定要有一支好的队伍

我们已经形成了一支包括油田、科研院所和大学组成的、老中青相结合的、有一定规模的队伍，这是一支很好的队伍。特别在油田工作的同志，很不容易。在数千、数万平方公里、几千米厚的地层中找油找气，研究到分子那么小的东西，能不能解决问题，还是半信半疑，并不十分重视。立有机地球化学方面的研究课题也很难，工资又不高。有同志说：“我们努力工作，一凭兴趣，二凭良心。”我们的队伍真是一支“甘于寂寞”，充满奉献精神队伍！所以我向贾承造总地质师建议：各油田的领导要支持这支队伍，不要把它取消了，一旦取消，5~10年恢复不起来。关键要有一个好的研究集体和学科带头人。胜利油田在这次会上拿出了几个高水平的成果，又将10年的优秀报告汇编成册，献给大会，工作做得很好。

原因之一，是三代带头人带出了一个好的研究集体，值得我们借鉴。

2. 一定要坚持与油气勘探实践密切相结合、解决生产问题的方向

勘探实践中做了大量样品，积累了大量资料，提出了许多问题，要我们去解决。离开了勘探实际，我们有机地化研究就是“无源之水，无本之木。”一定时期，大量生产分析和研究工作看似“低水平重复”，实际上是积累，是必要的。不应把生产应用研究看成“下里巴人”，只有理论研究才是“阳春白雪”，这是不可或缺的普及与提高的关系。当然，我们更应当“源于生产，高于生产”，努力从丰富、生动的实际资料中抽提出理论和认识，反过来指导生产实践。但是，无论应用研究还是理论研究，关键要解决生产问题。

3. 一定要加强实验基础工作

有机地球化学说到底还是实验科学，从取样、分析、数据处理，都要十分严格，否则一切结论都是建筑在沙滩上，一推就倒。过去我们取岩心样，一定要切除岩心表皮的泥浆浸入部分，再用甲醇淋洗，岩屑用清水反复淘洗，还要用溶剂淋洗；碎完一个样品，要用酒精反复擦洗碎样皿。现在我们看到用塑料瓶装油样，甚至抓一把草当瓶塞使用；取样不观察，不描述，送样单上不填岩性，不填层位，很不严格。就是分析数据，刘德汉教授说，包裹体也有假的人为包裹体；黎茂稳博士说，有的轻烃数据也是假的。所以廖永胜教授多次说过：“地质家很‘可爱’，很容易上当受骗，很容易被做分析实验的人欺骗”。这里暴露出我国石油地球化学界实验与研究脱节的坏传统：搞研究的不做分析实验，光用数据，还不知道数据怎么来的；出数据的不搞研究，不知道数据做什么用，这样下去很危险。国外的地球化学家没有不亲手做实验的，包括石油公司在内。中国科学院的基本功训练比油田要严格。这个问题应当引起我们充分注意。

4. 一定要勇于创新

我国许多有机地球化学分析仪器是从国外引进的，许多研究方法和指标是从外国文献上查来的。我们当然要学外国，跟踪国际前缘，与国际接轨，才不至于重复研究国外二十年前早已解决了的问题，还自以为“创新”。关于这个问题，傅家谟院士最近有一个精彩的发言。但是，我总在想，为什么中国有机地球化学界出不了蒂索式的理论，出不了引起革命性变革、整个世界石油勘探界评价生油岩都必须引用的模式。原因之一是我们的原创性工作太少，学外国只是跟，跟得很紧，“言必称希腊”，其结果，最多是给人家的理论填填补补。要创新，首先是分析技术上有创新。徐永昌教授说：“我就不知道两个气源混在一起，有什么办法把它们的甲烷碳同位素分开，技术上没有突破理论上就创新不了”。其次是深入研究和解决中国自己遇到的特殊地球化学问题，“只有民族的才是世界的”。三是不同学术思想互相交锋，互相启发，寻找创新思维。我们希望下届学术会议上出现更多创新成果。

5. 一定要多学科交叉

我们希望有机地球化学界加强两个结合：即与地质相结合，与油气勘探全过程相结合；我们希望建立两个模型：即烃源岩分布的四维模型和烃类运聚模型。要做到这两点，就必须有机地化与其他学科交叉。搞地球化学的首先要懂地质，并懂层序地层、沉积相、岩石物理、构造运动、地应力、温压系统，要学点地震和测井。这次会议上张林晔同志总结了胜利油田的工作，体现了多学科交叉，指导了隐蔽油藏的勘探，得到了在油田工作的专家的认可，就是一个很好的例子，我们应当向这个方向努力。

6. 一定要有好学风

这次会上有几位老同志请我们一定要指出，现在有的报告引用了别人的数据、图件和观

点，却不加以注明；文章自己一个字没写，却把名字挂到第一位；至于数据随意取舍，数据点分散却硬要连出一条相关线，等等，都属学风不正。我们应当在有机地球化学界提倡一个好的学风。

三

会议主席团建议在第十届全国有机地球化学学术会议召开之前的两年时间内，大家根据各自的情况，在以下问题上有选择地集中力量攻关，希望能够切实解决几个难题，在几个领域形成特色，这些问题是：

- (1) “复合油气系统”的地球化学；
- (2) 多烃源盆地混源油气的定量判识；
- (3) 咸化湖泊烃源岩发育的控制因素及生烃潜力；
- (4) 煤系倾油倾气性及不同岩类对生油、气的贡献；
- (5) 我国海相烃源岩（泥岩、碳酸盐岩）的形成条件、生烃潜力与二次生烃；
- (6) 我国南方高、过成熟烃源岩评价；
- (7) 油气成藏年代学与成藏期次的地球化学判识；
- (8) 油气运移的地球化学示踪标志；
- (9) 油气成藏的后生物物理化学改造（PVT、蒸发分馏、生物降解、水洗、氧化、油气水与岩石相互作用、充注—散失动平衡）；
- (10) 气源对比有效指标及原油裂解气/干酪根热解气的区分；
- (11) 高压和超压对烃源岩生、排烃及成藏的影响；
- (12) 我国东部及海域高 CO_2 气藏的形成机制；
- (13) 我国东部石炭—二叠系和中生界烃源岩的生烃潜力；
- (14) 我国中西部前陆盆地古地温演化与异常热事件的研究；
- (15) 建立烃源岩分布的四维模型和烃类运聚模型。

四

第九届全国有机地球化学会议圆满结束了。这是一次有相当水平的大会，团结的大会，是一次学术气氛浓厚、学术思想活跃的大会。希望各位代表回到工作单位后，埋头苦干两年，在各自的领域中取得重要突破，迎接第十届全国有机地球化学会议的召开！

Organic Geochemistry of Oil and Gas in the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China^①

Liang Digang^{1,2} Zhang Shuichang^{1,2} Chen Jianping^{1,2}

Wang Feiyu¹ Wang Peirong^{1,3}

(1. Key Laboratory for Petroleum Geochemistry, China National Petroleum Corporation;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina;

3. Jiangnan Petroleum Institute, China)

Abstract The Kuqa depression in the Tarim Basin, NW China contains significant natural gas and condensate resources, with only small amounts of black oil. This study demonstrates that the primary reason for the accumulation of large natural gas reserves in the Kuqa depression is the high maturity level of the Jurassic coal-bearing sequence that is currently at the peak stage of dry gas generation. From the combined stable carbon isotopes and molecular biomarker data it is possible to identify two separate source rocks for the discovered hydrocarbon fluids; the gases were primarily from the Middle-Lower Jurassic coals and associated clastic rocks, and the oils were from the Upper Triassic lacustrine mudstones. Peak oil generation from the Triassic source rocks occurred during the early Miocene (23 – 12 Ma b. p.). These oils migrated laterally over relatively long distances (~20 – 50 km) reaching the outer periphery of the depression. Peak gas generation took place more recently, perhaps during the past 5 Ma. The gases migrated mainly along faults over relatively short lateral distances, resulting in accumulations adjacent to the over-matured source kitchens. Different timings for the trap formation along the north and south margins and a late injection of gas into early oil accumulations provided favorable conditions for the formation of evaporative condensates and the preservation of gas pools in the more down-dip reservoirs and oil pools in the more up-dip locations.

1 Introduction

The Kuqa depression in the northern Tarim Basin, NW China belongs to the Central Asian Gas Accumulation Domain (Fig. 1a, Dai et al. , 1995), in which the Lower and Middle Jurassic coal-bearing sequence acts as the main source rocks for the natural gas. This depression, located south of the Tianshan Mountains, is characterized by a Cenozoic foreland structure, with an area of approximately 16,000 km². It contains up to 12 km of Mesozoic-Cenozoic non-marine sedimentary strata. The most prominent features of petroleum geology of the Kuqa depression include (1) two prolific petroleum source rocks developed in the Tri-

① Organic Geochemistry 34, (2003), 873~888.

assic and Jurassic strata, (2) over 8000 m of clastic red beds in Cretaceous and Tertiary sequence; and (3) two excellent caprocks formed by the Eocene and Miocene evaporitic rocks.

Since 1993 giant gas fields, such as KL2, DN2 and YH, have been discovered in the succession of Cretaceous and Tertiary clastic red beds in the Kuqa depression, below the regional evaporitic beds. A total of 15 oil and gas fields have been discovered so far, with over 500 billion cubic meters (bcm) of proven gas reserves. These include four gas fields, eight gas condensate fields and three oil fields (Fig. 1b). These discoveries make the Tarim basin one of the top three basins with significant gas resource in onshore China, the others being the Ordos and Sichuan basins. The oil and gas fields of the Kuqa depression are distributed in three structural belts: the Kelasu - Yiqikelik belt (KLS - YQK) in the north, bearing mostly gas with two small oil pools near the east and west ends; the Qiulitak belt (QLT) in the middle, bearing gas in the east and oil in the west segment; and the Frontal Uplift belt (FU) in the south, characterized by gas condensate pools with little black oil. This depression is rich in gas resources, with a proven gas to oil reserve ratio of approximately 5.6 BOE/BO.

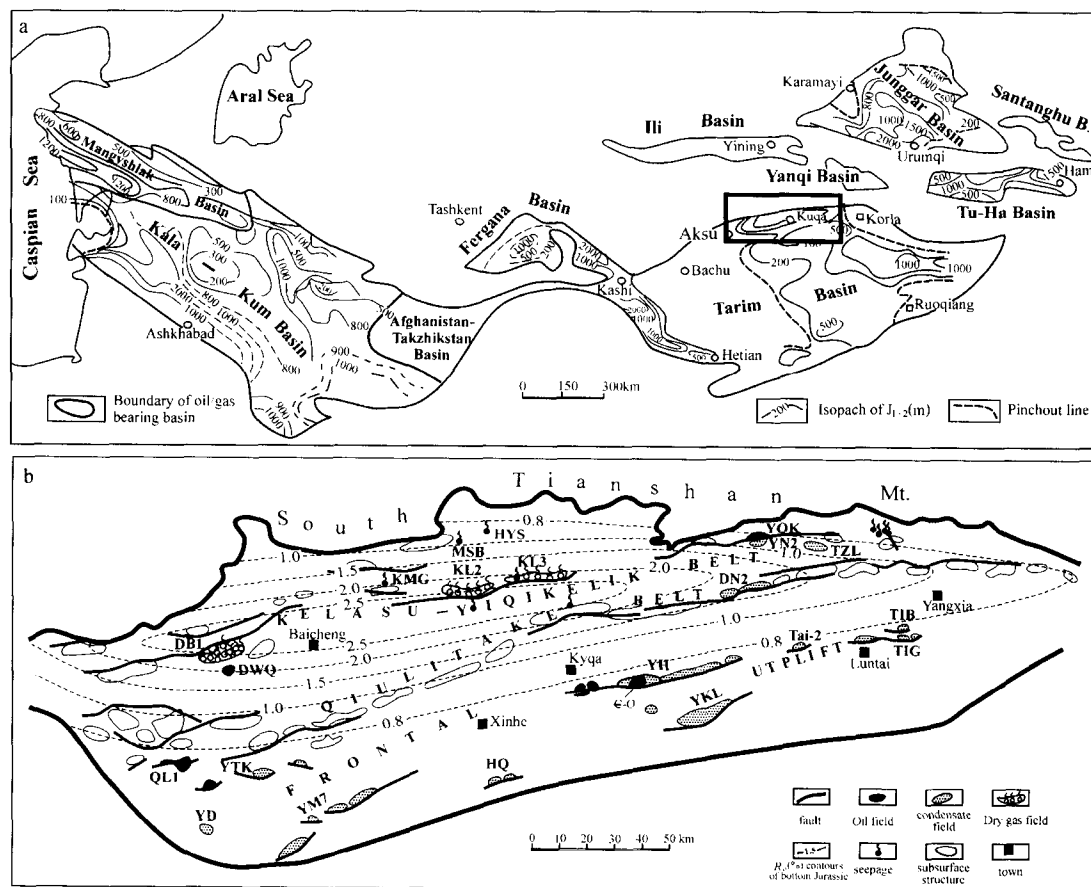


Fig. 1 (a) Location of the Kuqa depression of Tarim Basin, NW China in the context of the Central Asia Gas Accumulation Domain (modified from Dai et al., 1995). (b) Distribution of oil and gas fields in the Kuqa depression.

This paper attempts to address several questions raised by the oil and gas distribution in the Kuqa depression. The Lower and Middle Jurassic lacustrine and coal-bearing strata in the adjacent Tu-Ha and Yanqi basins appear to be oil prone, resulting in dominantly oil accumulations. Why did a similar sedimentary sequence in the Kuqa depression produce mainly natural gas? Were the oils derived from the same source rocks as the gases? Were the oils generated at the same time as the gases? Why are the oils distributed along the depression margins whereas the gases occur in the interior region? The answer to these questions has fundamental implications for models of oil and gas generation, migration, accumulation and preservation in the Kuqa depression. This in turn can be of significant importance for further petroleum exploration in NW China. For example, a similar sedimentary sequence in the southern part of the Junggar Basin has not been fully explored, though several source rocks similar to those in the Kuqa depression are present.

2 Samples and methods

Gas samples were collected from 13 oil and gas fields of the Kuqa depression, including five from the Kelasu – Yiqikelike belt in the north and eight from the Frontal Uplift belt in the south (Table 1, Fig. 1b). No gas samples were available for this study from the Qiulitak belt in the middle of the depression. The chemical compositions and stable carbon isotopic values for $C_1 - C_4$ compositions of the gas samples were obtained by standard analytical methods (Zhang et al., 1987).

Table 1 Chemical and stable carbon isotopic compositions of the gas samples from the Kuqa depression

Structural belt	Gas field	Pay zone	Gas composition				$\delta^{13}C$ values (‰)			
			C_1 (%)	C_{2+} (%)	C_1/C_{1-5}	$CO_2 + N_2$ (%)	C_1	C_2	C_3	C_4
Kelasu	KL2	K, E	96.92	0.57	0.994	2.46	-27.78	-18.47	-19.10	-20.44
	KL3	E	96.39	0.62	0.994	3.02	-27.95	-18.25	-17.10	—
	DB1	K	91.44	4.39	0.954	4.17	-29.33	-21.39	-20.80	-21.91
	DWQ	N_2-K	88.59	8.52	0.913	2.85	-32.59	-21.41	-23.21	-23.71
Yiqikelik	YN2	J	89.68	7.17	0.926	2.35	-33.50	-23.48	-24.49	-22.24
Frontal	YD2	K	82.88	12.17	0.872	4.97	-37.50	-21.50	-24.50	-23.70
	YTK	K, E	85.97	10.42	0.891	3.39	-38.56	-23.74	-24.01	-24.40
	YM7	E	84.64	9.51	0.901	5.79	-33.76	-22.88	-22.34	-23.98
	YH7	E	84.18	11.34	0.881	4.06	-34.92	-21.58	-20.33	-23.08
	YH2	K	83.97	10.92	0.885	4.67	-38.68	-23.47	-22.09	-23.50
	Tai-2	E, K	72.00	17.25	0.810	10.70	-37.43	-22.10	-20.97	-21.20
	T1B	K	82.34	14.05	0.855	3.65	-37.37	-23.33	-25.00	-23.67
	TIG	K, N_1	80.20	15.70	0.837	4.54	-35.47	-23.50	-21.33	-21.94

Five black oils and 15 condensates were collected from 14 oil and gas fields, together with three oil seepage/oil sand samples from the outcrops near the northern edge of the depression (Table 2, Fig. 1b). Gasoline-range hydrocarbon analysis of the oils and condensates were conducted using an HP6890 chromatograph fitted with a PONA column. For correlative purpose, 21 mudstone and 19 coal samples were selected for extraction with organic solvents from Triassic and Jurassic cores in the northern parts of the depression.

Table 2 Stable carbon isotopes and pristane/phytane ratios of the oils, condensates and oil seeps from the Kuqa depression. A data range is given where there are multiple samples analysed

Segment	Structural belt	Gas field	Pay beds	Type of crude oil	$\delta^{13}\text{C}$ (‰)	Pr/Ph
East (Group IIA)	YQK	YQK	J ₂	Black oil	-26.28	4.78
		YN2	J ₁	Condensate (trace)	-25.3~-26.2	2.98~3.94
	TIG	Tai2	E, K	Condensate	-24.6 > -27	2.48~2.52 >2.5
		TIB	K	Condensate	-24.7	3.26
		TIG	K, N ₁	Condensate	-24.8~-25.6	2.87
Central (Group I)	North	HYS	J ₂	Oil seepage	-30.5	1.8
		MSB	J ₂	Oil seep	-30.9	1.55
	KLS	KMG	K ₁	Oil sand	-30.3	1.66
		KL2	K, E	Condensate (trace)	-27.3	1.42~1.77
		KL3	E	Condensate (trace)	-29.7 < -27	1.76 <2.50, mostly<2.00
		DWQ	N ₂	Light oil	-27.4	1.55
	South frontal	YM7	E	Condensate	-28.7	1.86
		YH1	E	Black oil	-29.3	2.72
		YH5.7	E	Black oil	-30.2~-31.6	1.43
		YH2.3	K, E, N ₁	Condensate	-29.2~-29.6	2.10~2.40
West (Group IIB)		YTK	K, E	Condensate	-26.1~-26.6	2.38~2.89 >2
		YD	K	Condensate	-26 > -27	2.4

The oils and rock extracts were subjected to bulk stable carbon isotope analysis using a MAT-252 mass spectrometer. After fractionation by open column chromatography, the saturates and pyrrolic nitrogen fractions of the oils and rock extracts were analyzed by gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry, using conditions similar to those reported in Li et al. (1992).

As part of a larger study of source rock characterization, kerogens were isolated from 75 mudstones and 23 coal/ carbonaceous shales of Triassic and Jurassic age. Vitrinite reflectance values and elemental analyses (carbon and hydrogen) were carried out on kerogen samples, with the oxygen content being determined by difference. 1-D numerical modeling was conducted on a number of wells and seismic lines following the methods reported in Li et al. (1999a)

In order to gain insights on the timing of oil and gas emplacement in the giant KL2 gas field (Fig. 1b), 17 Cretaceous/Paleogene reservoir rock samples were selected for the measurement of hydrocarbon fluid inclusion homogenization temperatures.

3 Results and discussion

3.1 High maturity source rocks favor the dominantly gas accumulation

The Kuqa depression and adjacent Tu-Ha and Yanqi basins are all part of the Central Asian Gas Accumulation Domain defined by Dai (1997), with dominant hydrocarbon source rocks in the Jurassic and Triassic lacustrine-swampy sedimentary sequence. As indicated in Table 3, the gas/oil ratio for the proven petroleum reserves in the Kuqa depression is much higher (5.6) than those of the Tu-Ha (0.23) and Yanqi (0.29) basins. Dai (1997) attributed this to the difference in the relative contents of hydrogen-rich organic macerals in the Jurassic source rocks. Chen et al. (1999, 2001) reported that liptinite accounts for 8.5 and 11% of the total organic matter in the Jurassic coals and mudstone of the Tu-Ha and Yanqi basins, in contrast to an average value of 4.5% in the Kuqa depression. The reported difference in maceral compositions is not supported by the H/C and O/C atomic ratios of the coals and isolated source rock kerogens (Fig. 2), as the dominant source organic matter in all of the three geological entities consists of type III kerogens. Thus, we feel that the difference in the liptinite contents cannot be used to explain the large variation in the gas/oil ratios among the basins.

Table 3 Comparison between the Kuqa depression and Tu-Ha/Yanqi basins

Depression/ basin	Gas/oil ratio for proven reserves (BOE/BO)	Maximum burial for the Jurassic base (km)	Maturity at the Jurassic base (R_o , %)	Maximum thickness of Tertiary strata (m)
Kuqa	5.6 : 1	>9	>2	>5000
Tu-ha	0.23 : 1	<6	<1.3	<2400
Yanqi	0.29 : 1	<5	<1.1	<2500

It is possible that oils in the Jurassic reservoirs of the Tu-Ha Basin have additional sources in the pre-Jurassic strata, as suggested by Li et al. (2001). Based on vitrinite reflectance values measured from available cores and extrapolation from seismic reflection data, we estimate that the Jurassic source rock in the central part of the Kuqa depression is currently over-mature, with 2.0% ~ 2.5% VR_o (Fig. 1b). In contrast, the Jurassic source rocks in the Tu-Ha and Yanqi basins are still at peak oil generation stage, with less than 1.3% and 1.1% VR_o respectively (Fig. 3; Table 3). All oil fields in the Tu-Ha and Yanqi basins occur in the geographic areas, where the Jurassic source rocks are at approximately 0.7% ~ 1.1% VR_o . As the gas fields in the Kuqa depression are distributed within the over-matured source rock zone with 2% VR_o or higher, we consider the extremely high source rock maturity to be one of the most critical geological factors responsible for the dominantly

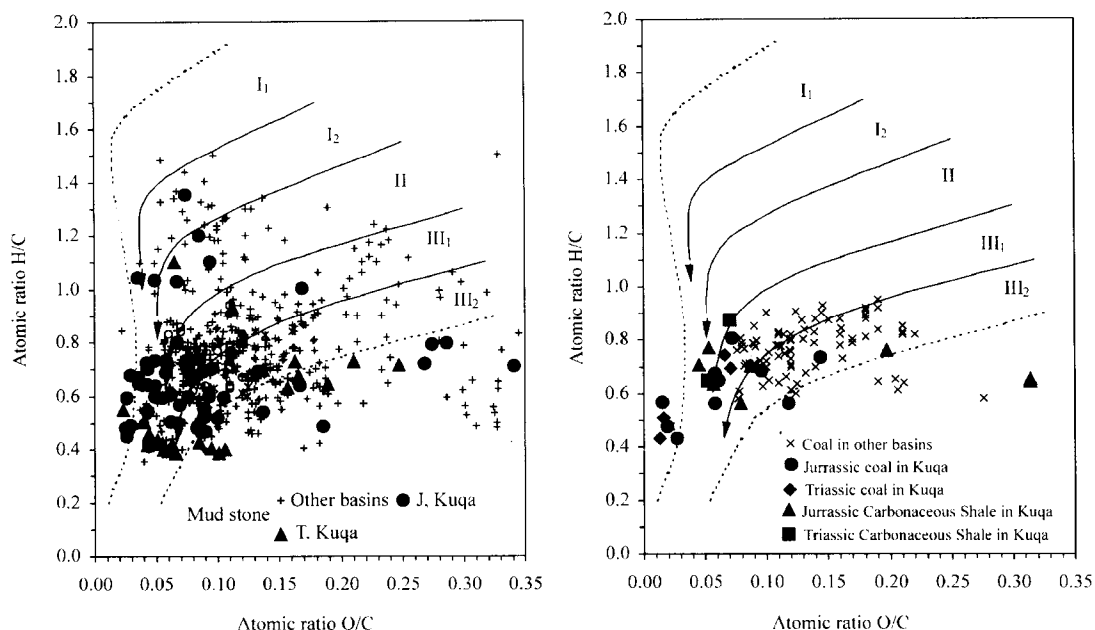


Fig. 2 Elemental compositions of kerogens isolated from Jurassic and Triassic mudstones, carbonaceous mudstones and coals in the Kuqa depression and other basins in NW China. Modified from Chen et al. (1999)

gas accumulation in this depression. Similar effects of source rock maturity on the relative distribution of oil versus gas fields were observed previously from the Gippsland basin in Australia (Moore et al., 1992). Thus, we predict that there is a high probability for finding significant gas reserves over a large area in the southern part of the adjacent Junggar basin, where similar, overmature, Jurassic source rocks are present (Fig. 3c).

3.2 Different sources for oil and gas in the Kuqa depression

3.2.1 Geochemistry of the Jurassic and Triassic source rocks

There are five source rock intervals in the Jurassic and Triassic strata of the Kuqa depression, including the Upper Triassic Huangshanjie (T_3h) and Taliqik (T_3t) formations, Lower Jurassic Yangxia formation (J_1y), and Middle Jurassic Kezileluer (J_2k) and Qiakemak (J_2q) formations (Fig. 4). The Triassic source rocks are dominantly lacustrine mudstones with more carbonaceous mudstones toward the top of the T_3t formation, whereas the Jurassic source rocks are composed of 400~1100 m of coal-bearing clastic rocks deposited in swamp-lacustrine settings. The coal beds, generally less than 66 m and mostly 6~29 m thick, are distributed mainly in the J_1y and J_2k formations. The Jurassic source rocks contain dominantly type III organic matter, with the H/C atomic ratio of less than 1 (Fig. 2). As many of the rock samples from the T_3h , J_1y , and J_2k rocks have reached high levels of thermal maturity, the original nature of the organic matter in these rocks cannot be determined unequivocally.

The Jurassic source rock extracts display several geochemical characteristics that are distinctive from their Triassic counterparts. The Jurassic source rocks have higher $\delta^{13}C$ values