

南海地质研究

GEOLOGICAL RESEARCH OF
SOUTH CHINA SEA

(一)

科学普及出版社广州分社

前 言

应系统内外广大科技人员的要求,《南海地质研究》同大家见面了。它将以论文集或科研、调查报告的形式,反映我们在南海或其他海域进行海洋地质调查与科研的成果。旨在同国内外同行进行学术交流,提高本系统科技人员的理论水准与技术水平,加速我国海洋地质科研与地质找矿工作的进展。

《南海地质研究》第一、二两册的内容,大部分选自近期发表的本系统专家的论文,并略有修改。

《南海地质研究》采用中英文并重的形式,全稿中文的须加详细的英文摘要,或全稿英文的则附详细的中文摘要。希望本系统科技人员积极投稿。

由于我们的水平和经验所限,错误难免,敬请读者批评指正。

—— 编者

目 录

海洋油气勘探概况及石油地质学动向.....	金庆焕 (1)
Tectonic Evolution of the Pearl River-Mouth (Zhujiangkou) Basin and Hydrocarbon Potential.....	Feng Zhiqiang and Pow-Feng Fan (10)
Formation and Evolution of the South China Sea and Their Relation to Hydrocarbon Potential.....	He Liansheng (32)
Crustal Structure of the South China Sea Basin	Yao Bochu and wang Guangyu (49)
台湾浅滩南盆地的初探及油气资源的展望.....	王光宇 姚伯初 廖宛岑 (66)
南海珠江口盆地地质构造特征和含油气远景	冯志强 廖宛岑 (74)
The Characteristics of the Faulting Activities on the Continental Margin in the Northern Part of the South China Sea	Liang Dehua (81)
南海北部海区珠江口盆地前渐新统找油的新领域.....	寇才修 (90)
多旋回的板块构造运动与南海新生代构造.....	何廉声 (98)
The Characteristics of the Geological Structures of the Tertiary Basins on the Continental Margin in the Northern Part of the South China Sea.....	Wu Jinmin (109)
珠江口盆地珠五井有机地球化学特征及其油源探讨.....	郭连生 林旭志 (128)
Characteristic Features of the Heat Flow Profile on the Conti- nental Margin in the Northern Part of South China Sea and Their Geological Significance.....	Qian Yipeng (141)
试谈西沙海槽的发展演化及地球物理场特征.....	陈圣源 陈永清 (149)
珠江口盆地的构造演化与南海之形成.....	冯志强 曾维军 (161)
应用地震地层学方法对古珠江三角洲沉积体系的初步分析	李妙霞 张祥兰 周昌范 邱 燕 (173)

海洋油气勘探概况及石油地质学动向

金 庆 焕

1984年8月在莫斯科召开27届国际地质大会,我随朱训等同志为首的我国地质代表团出席此次会议,并参加了第13专题组(油气田地质)的活动。回国后我根据该组全部论文摘要和该组提供的18篇重点论文全文(俄文版本)的资料,编写这篇简介供同行参考。

据著名的美国石油地质学家哈尔布蒂的资料,世界约有600个具有油气远景的沉积盆地,其总面积约 $7\,764.3 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中陆上部分为 $5\,124.8 \text{ km}^2$ 。在600个沉积盆地中属于勘探程度较高、并已查明有工业油气远景的约160个,具有中等勘探程度而未提供工业油气的约240个,剩下的200个沉积盆地属于低勘探程度或未经勘探的地区。

一、海洋油气勘探概况

据统计,在300m水深范围内的浅海区,已查明的油气储量约占全世界查明的油气总储量的25%。这些油气资源主要分布在下沉的克拉通、被动大陆边缘和板块轻微碰撞带等三个地区。自70年代后期以来,海洋油气勘探继续深入发展,陆续有所发现。

专家们认为,世界具有找油前景的海域面积共计 $2\,639.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中日本 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$,中国 $60.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ¹⁾,东欧 $11.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,近东 $157.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,西欧 $190.4 \times 10^4 \text{ km}^2$,加拿大 $208.3 \times 10^4 \text{ km}^2$,澳大利亚—新西兰 $218 \times 10^4 \text{ km}^2$,南美洲 $300 \times 10^4 \text{ km}^2$,美国 $164 \times 10^4 \text{ km}^2$,南亚及东南亚 $521 \times 10^4 \text{ km}^2$,苏联 $495 \times 10^4 \text{ km}^2$,非洲及马达加斯加 $150 \times 10^4 \text{ km}^2$,南极海域 $104 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

1. 北极和南极地区

北极地区(包括 62°N 以北的地区)是指美国阿拉斯加、加拿大、格陵兰、挪威海、苏联北部及白令海的广大浅海及邻近陆地。据石油地质学家估算,这一地区拥有50%未发现的油气资源,阿拉斯加普鲁德霍湾(拥有100亿桶石油和 $7.36 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 气储量)和库珀鲁克巨型油气田的发现便是一个例证。

近几年来,在加拿大西北部的波弗特海发现柯帕诺尔、考赫克、塔尔苏特和依宋查克四个储量很大的油气田,海洋地震勘探已在这一海域圈出100多个局部构造。在加拿大北部的马更些三角洲和新苏格兰陆架亦具有良好的找油前景。

1) 对中国海域找油面积的估计显然偏小,国外估计中国大陆架的石油储量为 $70-120 \times 10^8 \text{ t}$ 。

在苏联的喀拉海已确定侏罗系和下白垩统的含油气性，在其南侧的鄂毕河下游地区已发现40多个大型气田。

通过地球物理调查已在白令海圈定两个前弧盆地，即阿纳德尔盆地和纳万林盆地，其沉积厚度达12km，预计近期将施工首批海上探井。

有人估计在南极周围的陆架区可望找到 70×10^8 t石油储量。

2. 孟买陆架

孟买陆架是印度克拉通的一部分，中生代末冈瓦纳大陆发生分裂，并伴有玄武岩喷发（称德干玄武岩）。此时所产生的应力使孟买陆架区发生裂谷作用，形成陆架边缘盆地和舒拉特坳陷。孟买湾可划分为陆架边缘盆地、孟买台地、拉特纳吉利地堑-地垒系和舒拉特坳陷，其沉积历史可追溯到晚白垩世—古新世，新生界厚度为2—7km。

孟买陆架区的主要生油岩为始新统和渐新统下部及下中新统，其有机碳含量为0.5—11%，干酪根类型属Ⅰ—Ⅲ型。含油层位为中新统、渐新统，少量油层位于始新统。原油属高蜡、低硫，根据孟买高等油田求取的地温梯度为 $6-7^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。

印度在孟买陆架取得了重要的油气勘探成果，在所钻探的46个构造中，已有22个构造见到油气。目前所确定的石油地质储量为 25.5×10^8 t，其中60%的地质储量集中在孟买高。

3. 墨西哥湾西部

墨西哥陆上共有四个油区，其中最主要的是南部油区（包括雷佛玛地区）和坦皮科油区、墨西哥湾西部海上油田均为上述两个油区的延伸。

在坦皮科岸外，自1972年以来已发现20个海上油田，如黄金巷环礁油田群和阿伦盖油田，含油层位属白垩纪灰岩及晚侏罗世鲕状灰岩。

坎佩切海上油区属墨西哥南部油区向北延伸，面积近 $5 \times 10^4 \text{km}^2$ ，比邻近陆地著名的雷佛玛油区大7倍。在这个海上新探区地震调查已圈出200多个局部构造，并已发现10多个油气田，其含油层位为白垩纪及古新世白云岩，美国的哈尔布蒂认为墨西哥陆地及其东部海域已证实和可能的石油储量约700亿桶。

4. 里海地区

南里海盆地（包括库拉坳陷和土库曼西部）和滨里海盆地（包括东高加索前沿和恩伯地区）被认为是世界上沉积最厚的盆地，前者沉积岩厚25km，后者沉积岩厚20km。这两个盆地的共同特点是，盆地中心部位巨厚的沉积岩直接复于玄武岩层之上。经物探查明，在两个盆地及其围区发育有几百个局部构造，在南里海盆地的浅水区已发现一批油田，年产石油约 500×10^4 t，油层属上新统砂岩。在滨里海盆地，早石炭世—早二叠世的碳酸盐岩是找油重要目的层，在盆地边部的同时代碳酸盐岩中已发现20多个油气田。

无疑，南里海和滨里海盆地将成为重要产油区。

5. 其他地区

加拿大在其东部纽芬兰沿海水深80m处，于1979年发现希别尔尼油田，该油田的可采储量为18亿桶。

截止1982年底，波斯湾海域已证实的石油储量为3 670亿桶，其中2 920亿桶位于波斯湾南部。整个波斯湾已证实的天然气储量为 $204.45 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。

60年代至70年代初，在北海查明九个巨型油田，每个巨型油田储量大于10亿桶。截止1982年底，北海拥有可采石油储量为320亿桶，预计北海的潜在可采储量将达460—700亿桶。

尼日利亚三角洲（一部分位于几内亚湾）属于南大西洋被动大陆边缘。这一地区的油气普查早在60年代就已取得重大突破。在27届地质大会上提出一些较系统的资料，计算出尼日利亚三角洲的生油岩体积为 105783km^3 ，其中67.5%生成石油，32.5%为生成天然气。目前计算生成石油1 180亿桶。生油岩为始新统阿喀塔组和渐新统阿克巴达组，前者主要发育于尼日利亚东部三角洲，后者主要发育于尼日利亚西部三角洲。

波兰和瑞典在波罗的海南部海域开展油气普查工作，根据所获得的地震资料进行钻探活动。并已在波罗的海南部的波兰海域，于寒武系中获得少量石油和凝析油。两国科学家认为，波罗的海南部的下古生界具有找油前景。

西非安哥拉陆架在新生代时经历了三个裂谷发展阶段：早期裂谷阶段——在张力作用下形成断裂系统，把原来由白垩纪灰岩组成的“台地”分成许多断块，这些断块逐渐向区域倾斜方向迁移，晚裂谷阶段——断块开始沿盐层表面移动并形成许多扩展“裂缝”式的沉积中心，充填陆源沉积；后裂谷阶段——在加剧沉降条件下和次一级凹陷底部的拉张，形成较大的沉积中心。裂谷盆地的中心部位发育有包括生油岩和储油岩在内的各种沉积岩，具备良好的找油前景。巴西陆架具有与安哥拉陆架相同的裂谷发育历史，寻找油气的前景亦非常乐观。

罗马尼亚和保加利亚在其所属的黑海陆架开展地质、地球物理和地球化学调查，这一地区目前尚未突破油气关。

加蓬属大西洋东部被动边缘的组成部分，是早白垩世开始发育的裂谷盆地，早白垩世亚普第组为含盐沉积。含盐沉积之下的下砂岩与含盐沉积之上的上砂岩（分别属下白垩统和上白垩统）为主要含油层位。

二、石油地质动向

1. 深部找油（包括天然气及凝析油）已取得初步成果

目前深层油气勘探无论在实践还是在理论上均有突破和创见。深部找油已取得初步成果。

截止1981年,世界上有一百个国家在埋深大于4 000m的地层中进行油气勘探,从事5 000m以下深层油气勘探的国家有47个,共打了19 504口深井。其中美国共钻探14 480口深井(占74%),苏联已钻探3 999口深井(占17%)。据苏联统计,苏联境内大于4.5km的深层沉积岩分布面积为 $325.8 \times 10^4 \text{ km}^2$,大于7km的深层沉积岩面积为 $170.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

美国在阿纳达科凹陷发现的明依费尔特气藏,井深为8 088m。在墨西哥湾沿岸发现的巴里湖和华盛顿湖油田,其深度均在6 530m左右,在密尔斯—彭契于7 448—8 098m井段发现气层。

苏联南里海、滨里海、第聂伯—顿巴斯、维柳斯克、东西高加索前沿及西西伯利亚北部等盆地的深部地层都含有油气。在舍夫钦科一并于7 001—7 022m处见到油显示。在滨里海盆地,位于中生代盐层之下的早石炭—早二叠世的碳酸盐岩是新的重要找油领域。在南里海的布拉岛于5 755m深处发现油藏,在布拉岛海域于6 172m深处发现日产200t凝析油及少量天然气。

在墨西哥雷佛玛地区,由于地震勘探装备的改善,在原先认为是无远景的第三系之下圈定出一批白垩系构造,这些构造均位于4 000m以下,后经钻探验证发现了一系列大油田。

深层生油岩系是否仍具备生油、生气能力是开展深层油气勘探的前提。据美国有关单位研究,在阿纳达科凹陷的寒武系和奥陶系(埋深7 944—9 247m)中,有机碳含量为0.27—4.38%,沥青化系数为5.3—13.4,氯仿沥青“A”为0.01—0.04%,石蜡烃含量为0.03—0.006%;在德拉瓦尔盆地的下古生界中(埋深7 083—7 394m)有机碳含量为2.89—5.27%;在内含盐盆地的侏罗系中(埋深6 894.9m)有机碳含量为0.95%。在苏联滨里海盆地的下、中石炭统生油岩的沥青化系数随埋深而增加,在5.5km深处烃类含量高达35—60%;在滨里海盆地边缘的别依克扎尔石炭系中,沥青化系数20%,氯仿沥青“A”占可溶性沥青的90%;在西西伯利亚盆地南部的志留系中有机碳含量为3.6%,过去认为石油生成阶段的镜煤反射率(R_o)小于1.34,而现在认为,油层中呈现高的地层压力异常,阻碍了烃类的破坏,石油生成阶段 $R_o = 2$,凝析油生成阶段 $R_o = 8$,干气生成阶段 $R_o = 5$ 。苏联在研究一些深层气藏甲烷的碳同位素组成后提出,天然气生成的温度为 250°C ,古老地台的古生代油藏温度为 $130^\circ\text{—}180^\circ\text{C}$ 。美国维里斯顿盆地的亚历山大油田奥陶纪油层温度为 182°C 。上述资料均为深部找油提供了理论依据。

位于南里海盆地西部的萨阿特拉,正在钻探一口设计深度为15km的超深井,目前井深8 230m,在井深8 000m处测得的温度仅 140°C ,求取的地温梯度为 $2\text{—}2.5^\circ\text{C}/100\text{m}$,故有些地质学家认为,地温梯度较低的沉积盆地(即冷盆)应具有较大的找油深度。

对深层油层物性的研究亦取得一些新认识。一般规律是随深度增加(增至5.5km)砂岩型储层的原生孔隙度减小,但减少程度受不同的地质条件制约。在薄砂岩中孔隙度减少为60—70%,而在厚砂岩中孔隙度仅减小35—50%。但在灰岩类型的储层中,次生孔隙度则随埋深而增加,这与灰岩的白云岩化和碳酸钙的溶解有关。研究表明,当地层温度为 370°C 、压力为20mbar时,碳酸钙的溶解度较正常条件增加二十倍。美国二叠纪盆地于7.2km深处灰岩的有效孔隙度为10%,西内部盆地在8 088m的深层灰岩中孔隙

度为11%。

墨西哥雷佛玛油区的晚白垩世深层灰岩具有无与伦比的储层物性，在埋深4 120—4 678m处，灰岩的孔隙度为20%，成为油气高产区。

砂岩型储层物性也并不都随深度加大而变差。在美国墨西哥湾的一些白垩纪三角洲成因的深层砂岩（6 075m）中，孔隙度高达27%，一些钻井的天然气日产量高达 $160 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。苏联南里海盆地的布拉油田，在5 800m深处的上新统中部，砂岩孔隙度为18%。

2. 提出巨型、大型油气田的地质条件

根据已发现的巨型和大型油气田，总结其形成的地质条件，为今后寻找这类油气田提供理论依据。巨型、大型油气田形成的地质条件是：

（1）巨型、大型油气田主要（约90%）集中于地台区和稳定区，一般分布于地台区和稳定区的大型地向斜中。如沉积盆地的沉积厚度大于6—7 km，则巨型和大型油气田可能位于盆地的边部（即大型穹窿部位），如沉积盆地沉积厚度小于4—5 km，则巨型和大型油气田一般形成于盆地的中心部位。

（2）巨型和大型油气田一般应在纵向和横向上具备多油源和近油源的有利地质条件。

（3）巨型和大型油气田一般位于断裂发育的地区，特别是在深断裂发育地区。这样为油气的多级阶梯式垂向运移提供了条件。

（4）沉积盆地的发展方向应具备长期稳定沉降、沉积速率快、沉积厚、生油（气）岩系发育和基本上无或很少有沉积间断现象。

（5）沉积盆地具有较高的地温梯度和地热流值。

（6）巨型、大型油田烃类聚集速度快，据统计资料，其聚集速度应为100—150—215t/a。

（7）沉积盆地内的油气生成、储集层发育及圈闭应同时形成。

（8）巨型和大型油气田应具备未经破坏的盖层。

（9）巨型和大型油气田的形成需具备有利的水动力条件，即地层水的水动力势能小。这样，油气才有可能进入圈闭，聚集成油气藏而不被冲刷和破坏。

（10）盆地内天然气高饱和的地层水，因盆地回返隆起而有利于天然气的逸释和聚集，在可靠的盖层下形成巨型和大型气田；褶皱带因缺可靠盖层而不可能形成这类气田。

3. 应把生油岩作为勘探对象

在苏联的西西伯利亚地区发育晚侏罗世巴涅诺夫组，在伏尔加—乌拉尔地区发育晚泥盆—早石炭世的达马尼克组，在北高加索及滨里海地区发育始新世晚期的库姆组均属有机质类型好（腐泥型，原始有机质为微生物及藻类）、有机质丰度高（有机碳最高达10—20%）的良好生油岩系。这三类生油岩系岩性为含沥青的黑色泥岩、泥灰岩，由于

岩石中页理和裂隙发育本身具备储油条件,既可作为区域性生油层,又可作为重要的含油层。在西西伯利亚巴涅诺夫组泥岩中已发现日产5 000t原油的高产井,为在生油岩系中找油展示了良好的前景。

4. 固态天然气——未来的重要能源

研究表明,在一定的古温度条件下,地壳盖层中烃类可以发生相态转化,游离天然气可转化为固态天然气。固态天然气是指甲烷气和水组成固体水化物。这种固体气水化合物是在天然气不饱和的地层水中直接形成。固体气藏不需要不渗透的盖层,而本身又可作为一般油气藏的盖层。

冰冻的甲烷—水混合物广泛分布于北冰洋及冷的深洋槽沉积物中,另外在西伯利亚及加拿大北部的永久冻土带(占全球陆地面积13%)中亦有广泛分布。在西伯利亚的雅库特等地已找到固态天然气产地。据初步推算,固态天然气的地质储量约 $1\,000 \times 10^{12} \text{m}^3$,目前已探明的储量为 $80 \times 10^{12} \text{m}^3$,洋底的固态天然气的储量尤为可观。

5. 无机生油理论的新论据

苏、美、瑞典等国的无机生油论者提出一些观点和证据,概括起来有以下几点:

(1)在伏尔加—乌拉尔油区主要石油储量赋存于区域生油岩系达马尼克组之下,而且相当部分的含油层属于在氧化环境中形成的杂色层。这些含油地层复于前寒武纪结晶基底之上,而且其中一些含油层直接与结晶基底接触,认为这是有机成油说无法解释的。在波罗的海东岸,利比亚和阿尔及利亚亦有类似情况,另外,在波斯湾和中东地区石油储量之巨超过生油岩所能生油的能力。

(2)阿尔及利亚的撒哈拉油区,苏联俄罗斯地台东部,美国西内部盆地,密执安盆地以及爪哇苏门答腊的一些油田均位于大断裂附近,即油气田的分布与地壳大型线性断裂有关。

(3)一般认为,地球是由碳质球陨石(占40%)、一般球陨石(占45%)和铁质陨石(占15%)组成。碳质球陨石富含包括烃类及各种气体的挥发性物质,在上地幔的温度(约 1700°C)和压力(约65kbar)下,碳物质所释放出气态烃不仅不被破坏,而且可缩合成大分子烃。

张裂作用引起地壳减薄形成裂谷盆地,如西西伯利亚低地,库拉盆地、北海盆地、德克萨斯盆地及波斯湾地区地壳减薄至12—20km,裂谷盆地附近的深断裂最具有渗透性。来自上地幔的上述气体沿深断裂向上运移,并在运移途中经受化学、生物化学和催化作用形成各种烃类(即所谓深部气体向上运移形成烃的“冷”脱气方案)。

(4)无机论者引用在结晶基底和火成岩中所见到的烃类和沥青为其理论提供依据,如乌拉尔—伏尔加油区的鞑靼隆起钻有两口深井,在结晶底以下2 000—3 000m基岩中见轻的油质沥青和气态烃;在科拉半岛的希宾和拉伏查尔碱性岩体有较多的气态烃(甲烷占90%)和其他液态烃产出,在科拉半岛11.6km井深的变质岩中见到沥青,在同样深度的水中含烃、氮、氦、氢。

(5) 海洋地质为无机生油理论提供了证据。在东太平洋隆起的裂谷中(21°N附近)有大量甲烷、氢、氮外流,温度约400°C,其中氮的同位素证实为地幔成因;在加勒比海,沿扎马依卡海山和卡依曼海槽之间的深断裂有甲烷(含有0.5%的乙烷、丙烷)流出,其流量是每十天 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$;在加利福尼亚湾的并青玄武岩中含有较多的气态烃、氮、氢及石油;冰岛的中央裂谷有大量的甲烷、氢排出;在太平洋的劳乌盆地的底水中发现大量氢及重烃,在印度洋海脊等地区的超基性岩中有沥青。

(6) 在美国的俄克拉何马、德克萨斯、新墨西哥和尤因塔州等油气田中与甲烷和氮共生的氮含量较高。我国三水和四川盆地的天然气中亦含有较高的氮。特别指出的是,在俄克拉何马到德克萨斯延伸达300km范围内的50口钻井中,甲烷、氮与氮含量比较稳定,氮首先与氮共生(氮含量为7.8%),然后与甲烷共生,表明这一地区的气源来自上地幔,具有统一的深部气源。

在东太平洋陆隆有大量甲烷、氢与氮从深部逸出,这里 $3\text{He}/4\text{He}$ 的同位素比值比在地壳中由放射性成因后扩散到大气中氮同位素比值高9—10倍。这可作氮来自地幔的直接证据。

(7) 无机生油论者在研究石油中碳氢化合物的热动力平衡后认为,石油中烃类的生成温度为150—350°C,而有些石油烃类形成的温度高达450°C。如认为石油在小于5 km的沉积岩中有机形成,则与烃类形成的热动力平衡结果相矛盾,而且在小于5 km的沉积岩中不可能有这样高的温度。

(8) 无机生油论者认为,在油气田附近地热场之所以偏高是与来自深部的较热气体烘烤有关。

至于如何运用油气生成的无机说来具体指导油气的普查和勘探以及提出油气评价的原则,尚待在今后的实践中加以总结。

(9) 在深层油田水中,氧、氢同位素组成接近岩浆源水的氧、氢同位素组成。

(10) 在无生物的陨石、天体及星际中含有烃类。

6. 关于油气生成的周期性和阶段性

沉积岩中分散的烃类几乎到处可见,但能形成油气藏则需一定厚度的生油岩,后者在整个生油岩系中的厚度应不小于30%。另外,油气主要赋存于白垩系、第三系、侏罗系和上古生界这一地质历史事实导致人们提出油气生成的周期性概念。油气生成的周期性主要受全球因素(构造和沉积两方面)控制。油气生成周期性的标志之一是在各含油气盆地中具有不同成因的石油类型,而不同成因类型的石油源于不同成因类型的生油岩系,而不同类型的生油岩系受不同的原始有机质及沉积以后的各种转化因素的制约和影响。

油气生成的阶段性则受控于区域及局部因素并表现于油气生成过程的各个阶段,即在生油岩中形成的碳氢化合物并由此运移后所经历的不同地质—地球化学条件。深成作用早期是油气生成较弱时期,仅生成2—4%石油烃(占有有机质总量,下同),生成甲烷同系物<6%,生成甲烷<1%,深成作用早期末至深成作用中期为主要石油生成期。

在主要石油生成期末,上泥盆统的达马尼克组生油岩,石油烃生成量为18—19%。相应埋藏深度为1.4—2.0km,上侏罗统巴涅诺夫组生油岩石油烃生成量为26—28%,相应埋藏深度为2—3km,始新统晚期的库姆组生油岩石油烃生成量为30%,相应埋藏深度为3.6—5.0km,主要石油生成期的古温度从80—90℃至160—170℃,在主要石油生成期可确定2—3次烃类生成的脉动亚期,并同时进行烃类的初次运移,其结果导致生油岩中沥青质和胶质组分的增加,而生油岩中残存的烃则相应减少。

在深成作用后期生油岩进入甲烷主要生成期,在地台区其相应埋藏深度为4—6km(指地台的古生代生油岩),在中、新生代深拗陷,其相应深度为6—9km。

7. 原油性质与古气候关系

在不同的古气候条件下均能形成生油(气)岩系,而古气候条件在一定程度上决定生油(气)岩系的母质类型。因此,不同的古气候条件与油气形成存在一定的相关系。文章提及,在温暖潮湿气候下形成的生油岩一般生成蜡质原油及少量天然气,在温暖干燥气候下形成的生油岩一般生成高蜡原油及凝析油,在寒冷潮湿的气候下形成的生油岩主要生成天然气、蜡质油和凝析油,在寒冷干燥气候下形成的生油岩一般生成蜡质油和天然气。

8. 西西伯利亚含油气性简况

西西伯利亚地区巨型油气田的发现,是第二次世界大战后继中东、波斯湾地区所取得的最大石油普查勘探成果。西西伯利亚面积为 $240 \times 10^4 \text{ km}^2$,属海西槽褶基底,苏联地质学家称之为后海西地台。早在1932年,古勃金院士称西西伯利亚为巨大的含油气省。这一地区的油气普查工作始于1948年,1953年发现第一个气田,进入60年代,苏联在这一地区集中了主要油气普查勘探力量,并相继发现一大批巨型和大型油气田。直至目前,已在西西伯利亚地区发现240多个油气田,1100多个油气藏,已查明石油可采储量 $65 \times 10^8 \text{ t}$,天然气 $27 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。预计可发现8000多个油气藏。1985年西西伯利亚地区计划产油 $3.85—3.95 \times 10^8 \text{ t}$,天然气 $3300—3700 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前这一地区已发现苏联最大的油田莎马特洛尔(可采储量 $24 \times 10^8 \text{ t}$)和世界上最大的气田乌连戈伊(可采储量 $7.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$)。

三叠纪时在西西伯利亚地区有大片玄武岩喷发,标志着裂谷阶段的开始,形成相对狭长的地堑。中、下侏罗世主要为河流及三角洲沉积,泥岩中有机碳含量 $> 2\%$,有机质总量为 $360 \times 10^{12} \text{ t}$ 。晚侏罗世为广泛海侵时期,泥岩中有机碳含量 $2—5\%$,有机质属腐泥型,有机质总量为 $250 \times 10^{12} \text{ t}$,下白垩统有机质总量达 $600 \times 10^{12} \text{ t}$,但由于沉积速率快,有机碳含量一般 $< 1\%$ 。晚白垩世的土仑阶—达宁阶,西西伯利亚地区经历了广泛海侵,发育了一套以海相泥岩为主的砂泥岩沉积。侏罗纪和白垩纪沉积分布面积均为 $150—170 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

根据古构造分析，西西伯利亚地区油气主要生成和运移阶段为新生代。主要含油气层位为白垩系，其次为上侏罗统。另外，在西西伯利亚台坪北部的舒钦和太梅尔凸起以及南部地区，形成区域性地层尖灭，具有一定的找油前景。在西西伯利亚台坪北部，根据地震和钻井资料分析，陆相和海相三叠系分布面积达 $60 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。因此，这一地区的三叠系是找凝析油和石油的新对象。

选自《海洋地质与第四纪地质》1986年12月第6卷第4期

TECTONIC EVOLUTION OF THE PEARL RIVER-MOUTH (ZHUJIANGKOU) BASIN AND HYDROCARBON POTENTIAL¹⁾

Feng Zhiqiang and Pow-feng Fan²⁾

ABSTRACT

The Pearl River-Mouth Basin in the South China Sea trends N70°E, Paralleling the shoreline of Guangdong Province, China, encompassing an area of 150 000km². The basin was delineated during 1975—1976 when integrated marine geological and geophysical surveys were undertaken in the northern part of the South China Sea by the Ministry of Geology of China.

The geological development of the basin can be divided into five stages, (1)basement—deposits of mainly Paleozoic sedimentary rock and later metamorphosed rocks and intrusion of Mesozoic granites; (2)foundation (Late Triassic-Late Jurassic)—2 000m-thick continental clastic and gyroclastic rocks; (3)formation (Cretaceous-Eocene) --deposits of clastic sediments of marine-continental transitional facies; a major period of oil generation; (4)development(Oligocene-early Miocene)--lacustrine fluvial and deltaic sediments; major period of oil generation; and (5)mature (middle Miocene-Pliocene) --regional subsidence; deposits of shallow marine sediments from 2 000—4 000m thick.

INTRODUCTION

The Pearl River-Mouth Basin (Fig. 2—1) in the South China Sea extends from 111° to 118°E longitude and 19° to 22°N latitude, parallel to the shoreline of Guangdong Province, China. It trends N70°E and encompasses an area of 150 000km². It is the largest Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin along the northern edge of the South China Sea. The thickness of the Cenozoic sediments in the basin reaches 10 000 m.

1) The Paper was Presented at the 23rd session of CCOP.

2) Hawaii Institute of Geophysics, University of Hawaii, Honolulu, Hawaii, U.S.A.

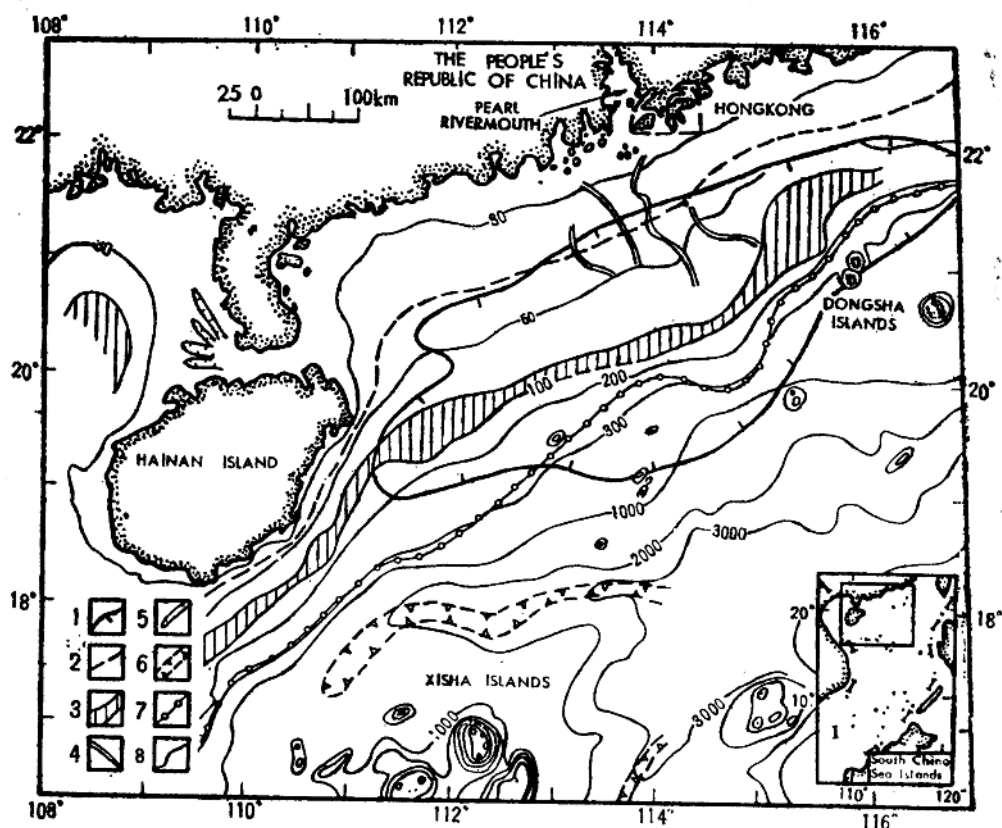


Fig.2-1 Location of the Pearl River-Mouth Basin.

(1)Boundary of the Pearl River-Mouth Basin, (2)ancient coastline, (3) submerged terrace, (4) ancient river channel, (5) submarine trough, (6)trench, (7) upper boundary of continental slope, and (8) water depth (meters) .

The basin was named by Feng Zhiqiang, Fan Linhu, Li Miaoxia and Qi Huiqin during November 1975, on the basis of data collected by the

second Marine Geological Investigation Brigade of the Ministry of Geology and Mineral Resources.

In October 1977 the first test well was drilled and in August 1979 a commercial-quality oil flow was produced from a water depth of 81 meters from the Zhu-V well in the northern part of the basin (Fig. 2-2). Recent drilling by Exxon Oil Co. in the western Pearl River-Mouth Basin (Fig. 2-2) produced a commercial oil flow. More exploration and drilling will be conducted in the basin to discover and utilize this hydrocarbon resource potential.

From December 1979 to August 1980 the Ministry of Geology and Mineral Resources of the People's Republic of China and Lamont-Doherty Geological Observatory of Columbia University, U.S.A. conducted joint geophysical and geological investigations in the northern and central parts of the South China Sea. These investigations included studies of seismicity, gravity and magnetics, heat flow, sonobuoy refraction, and bottom samples, will further our understanding of tectonic evolution of the Pearl River-Mouth Basin.

The continental margin of the northern South China Sea includes the continental shelf, slope, and rise, several submarine troughs, and parts of an island arc (Fig. 2-1). The geology of this region is similar to that of southern China. The continental shelf of the northern South China Sea has an average slope of $0^{\circ}03'$ – $0^{\circ}04'$ and a width of 140–480km, and is narrow at the eastern end and wider at the western end. Near the mouth of the Pearl River, the width averages 250km. The shelf-slope break occurs at 158m to 300m and another break at 379m. At a water depth of 50–60m, the continental shelf can be divided into an inner and outer continental shelf. The inner shelf consists of recent detrital deposits, the outer shelf consists of relict sand deposits. Three marine terraces representing ancient shorelines are present at a depth of 15–25m, 45–60m and 80–100m. Other marine features are shoals, scour channels, depressions, and valleys. Along the coastline, deltas are present at the mouths of the rivers. The present Pearl River delta extends seaward to the 40m depth region, and the submerged ancient Pearl River deltas can be recognized at a depth of 100m and 200m. They are indicated by the broadening of the continental shelf (Fig. 2-1). Features such as troughs, trenches, valleys, plateaus, rises, and canyons are also present on the continental slope (Feng et al., 1982).

The Pearl River-Mouth Basin includes the continental shelf and the

upper continental slope of the northern South China Sea. It extends for 61 000 km² at less than 100m water depth and for 37 000km² between 100 to 200m water depth. The basin is located east of Beibu Gulf Basin, Yinggehai Basin, and Southeast Hainan Basin and west of Taiwan Shoal Basin (Fig.2—2). These basins cover an area of 300 000km² and

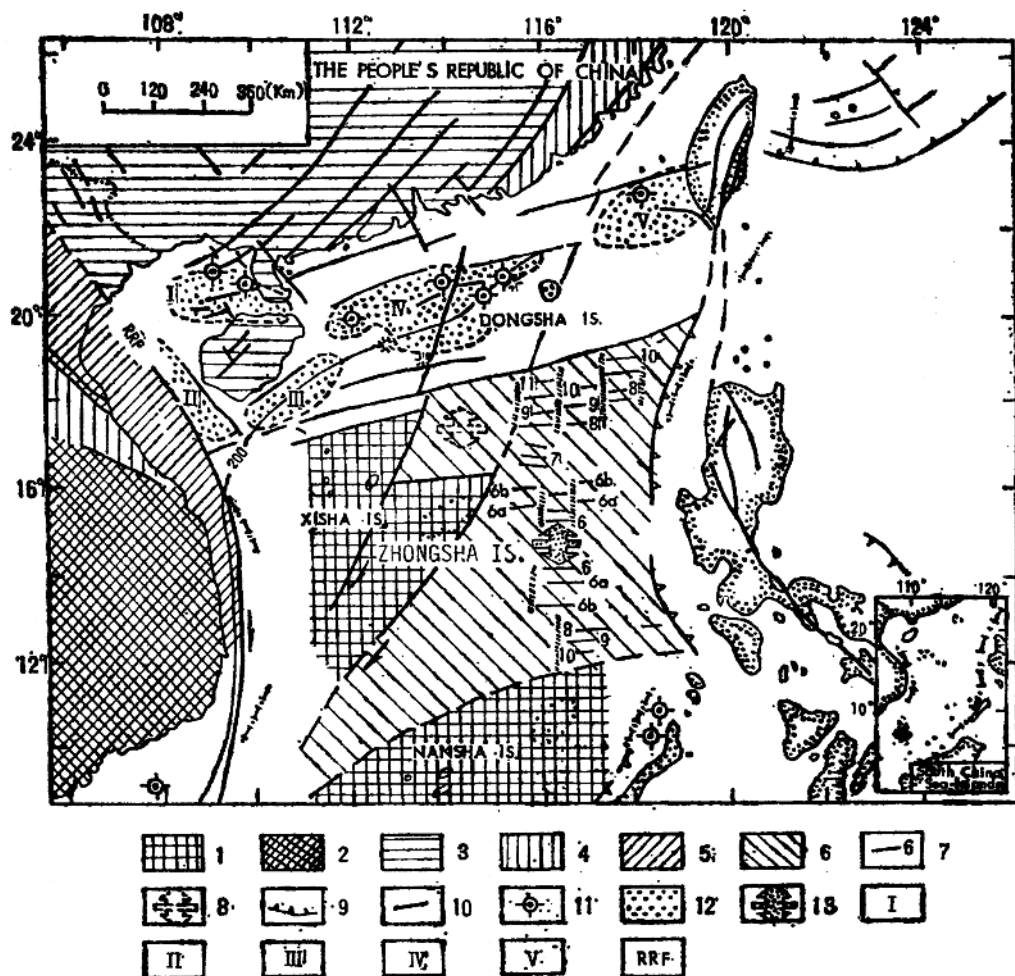


Fig.2—2 Tectonic framework of the central and northern South China Sea and location of hydrocarbon-bearing basins (modified after Feng and Zheng, 1982; Taylor and Hayes, 1982).

1—South China Sea terrane, 2—Indochina terrane, 3—Caledonian folded belt and overlying strata, 4—Late Paleozoic-Early Mesozoic folded belt, 5—Cenozoic folded belt, 6—Oceanic crust, 7—Magnetic lineation and number, 8—Relict spreading center, 9—Subduction zone, 10—Major fault, 11—Natural gas and oil well, 12—Natural gas-and oil-bearing basin, 13—Spreading center.

I—Beibu Gulf Basin (Gulf of Tonkin Basin), II—Yinggehai Basin, III—Southeast Hainan Basin, IV—Pearl-River Mouth Basin, V—Taiwan Shoal Basin, RRF—Red River Fault

form three northeast-trending belts of depression extending 1200km along the Chinese continental margin. The entire area is being actively explored for hydrocarbon resources.

REGIONAL TECTONIC CHARACTERISTICS

Southern China is characterized by both NE-and NNE structural trends (Fig. 2—2). These structural trends are the result of tectonic and magmatic activity during the Late Jurassic Period. The NE-trending rifts consist of dynamic metamorphic belts which are several thousand meters long and range in width from tens to hundreds of meters. More than one hundred Cretaceous-early Cenozoic red bed basins, ranging in size from large to small, developed along the rift zones. These basins were later buried by Cenozoic sediments. Despite the overlying Cenozoic strata, the underlying NE trend is still recognizable.

The line along Dongsha Islands extending to the Zhongsha Islands in Fig. 2—2 is a ridge (Emery 1980, Guo et al., 1983), that separates the South China Sea into continental crust to the west and Cenozoic oceanic crust to the east. A transform fault runs along the eastern part of the ridge. During the expansion of the South China Sea, the deep sea basin developed into a rhombo shape as the new sea floor was created spreading in a NE-SW direction, with motion being accommodated along the transform fault and within the Manila Trench to the east. This fault also separates the Pearl River-Mouth Basin and the Taiwan Shoal Basin.

A second central fault is located east of Xisha Islands (Fig. 2—2), where the crust is the thinnest, about 5 km thick (Yao and wang, 1983). Magnetic data show that the central fault also separates the Pearl River-Mouth Basin into east and west sections. The aeromagnetic data (Zhang and Yang, 1983) also show that this fault extends northward outside the Pearl River-Mouth Basin toward the Chinese continental margin. The Pearl River-Mouth Basin and the Beibu Gulf Basin (Fig. 2—2) are both separated by the NE-trending structural patterns that probably resulted from the NE trending subduction of the Pacific plate toward the Chinese plate. The subduction zone is probably located east of Taiwan (Li, 1980).

The NE-trending structure along the southeastern Chinese continent merges with the NE-to EW-trending Cenozoic basin in the continental