



深层油气勘探

姚 超 杜小弟 著



石油工业出版社

深层油气勘探

姚超 杜小弟 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书针对油气勘探的生产实际需要,从 Tissot 烃源岩演化模式的再认识、深层油气源、深层储层研究、深层油气田成藏模式、深层油气勘探技术、深层勘探经济效益评价等六个方面系统阐述了深层油气勘探中所涉及的主要问题。书中既有深层烃源岩演化、油源和储层发育的国内外研究现状及最新进展的理论分析,同时又有深层勘探中所需的地震、钻探和经济效益评价等方面的实用技术。是一本理论、技术及油气勘探生产紧密结合的专业著作。

本书可用作从事油气勘探工作的技术人员和管理人员的培训教材,也可作为石油、地质高校本科生及研究生的专业教学用书或参考书。

图书在版编目(CIP)数据

深层油气勘探/姚超等著.

北京:石油工业出版社,2002.12

ISBN 7-5021-4042-5

I. 深…

II. 姚…

III. 油气勘探

IV. P618.130.8

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2002) 第 092349 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 6.5 印张 165 千字 印 1—1000

2002 年 12 月北京第 1 版 2002 年 12 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4042-5/TE·2888

定价: 15.00 元

深层油气勘探

(代前言)

根据天然气储量规范 (GBn 270—88) 和石油储量规范 (GBn 269—88), 按油气藏深度划分, 深度大于 3200m 小于等于 4000m 时谓之深层, 深度超过 4000m 为超深层。本文所指的深层是上述规范所指之深层和超深层的总称。

深层勘探具有投资大、技术要求高、风险大的特点, 在实施前及实施过程中应该慎之又慎, 但同时深层勘探也是只要实施得当也可获高额回报的投资行为。

深层勘探是老油田 (油区) 尤其是东部油田今后勘探方向的选择之一。

东部老油区经过几十年的勘探, 主体盆地的勘探程度已相当高, 埋深浅、丰度高、规模大的油藏均已找到, 勘探难度越来越大。但探井的分布很不均匀, 95% 以上集中于中浅层, 深层的勘探程度很低。

东部油区在原油产量占有比例为 80% 左右。保持东部油区的稳产或控制产量的大幅递减, 勘探界面临的任务十分艰巨。

从油气勘探的长远发展考虑, 今后的出路不外乎以下几条: 其一是立足于老区的精细勘探, 同时努力开辟外围盆地勘探新领域; 其二走出东部油区, 向勘探程度相对较低的西部地区或国外转移; 其三是立足中浅层, 同时加大深层油气勘探力度, 向深层要油气。

从目前的状况看, 我们所进行的主要是立足于老油区的精细勘探, 同时努力开辟外围盆地勘探新领域, 同时兼顾深层勘探。随着勘探的进行, 老油区勘探程度越来越高, 外围盆地的勘探领域逐渐缩小, 深层勘探的比重将增大。

就目前勘探而言, 深层勘探在西部地区占有相当的比重, 如塔里木盆地、四川盆地目前勘探目的层都较深, 尤其是塔里木盆地大多数探井的井深都大于 4000m, 属深层勘探的范畴。四川盆地的深层勘探也占有相当的比重, 如川东石炭系天然气勘探都属深层勘探。

一、深层勘探的理论和资源基础

1. 理论基础

华莱士·伊·普拉特在其 1952 年首次发表于美国石油地质协会杂志上, 并于 1982 年为纪念这位伟大石油地质学家又再次发表的著名文章“找油的哲学”中有一段精辟之极的论述: “归根到底, 首先找到石油的地方是在人们的脑海里。未发现石油的石油仅是作为一种想法存在于某些找油者的脑海里。如果没有人相信有更多的石油有待去寻找, 将不会有更多的油田被发现。但只要有一个找油者保持还有新油田有待发现的现象, 有勘探自由, 并受到勘探的鼓励, 新油田就有可能继续被发现”。并总结说“找油者的品德标志是: 有信心, 坚忍不拔, 富于冒险精神和有丰富的想像力”。华莱士对找油工作的论述可谓精辟之极, 一百多年的中外石油勘探史充分证明了这一点。正确的理论可以指导石油勘探, 发现更多的油气藏, 并加快油气藏发现的进程。反之, 错误的理论则束缚石油地质工作者的勘探思路, 延误新油气田发现的时机。每当在油气勘探上有重大发现时, 都是以新的石油地质理论的出现为前提。

世界对石油资源的强劲需求, 促进了石油地质理论的发展。近几年出现了许多新的石油地质、勘探理论, 并对不适应的理论进行了修正。在此仅阐述对深层勘探有重要影响的三个

石油地质理论,即:修正后的 Tissot 烃源岩演化理论、深层储层原生孔隙的保存、次生孔隙形成理论和深层高压条件下油气藏形成理论。

1) 修正后的 Tissot 烃源岩演化理论

传统的 Tissot 的烃源岩演化理论认为:随着埋深的加大,地温逐渐增高,当地温超过 150°C (相当于地层埋深 4500m) 时,应是液态石油的消亡线 (Tissot, 1985)。按照这一结论,找油的深度范围应小于 4500m,这就自然限制了人们向更深的地下找油的思路。国内外在深层勘探生产实践中许多有悖于 Tissot 烃源岩演化模式的新发现,突出表现在深层高温高压的条件下,所发现烃类的热成熟度和相态与 Tissot 模式预测的趋势相抵触。国内外在深度大于 4500m 的深部仍发现了许多大的商业油田,如美国的贝尔湖油田和华盛顿湖油田 (埋深 6530m)、俄罗斯田吉兹油田 (最大埋深 5600m)、千米桥潜山油气藏 (埋深 4600m)、塔里木盆地东河塘油藏 (埋深 6000m)。上述发现向传统 Tissot 烃源岩理论提出了挑战,同时给广大的石油地质工作者提出了新的亟须解决的课题,推动了烃源岩演化方面的研究工作的开展。大量的研究工作和室内模拟实验的研究已经表明:石油、天然气的生成、形成后遭受的破坏程度和延续时间及“油气死亡线”深度取决于含油气盆地的特征、烃源岩的有机质类型和生烃环境的物理、化学条件,温度是有机质递进演化的主要驱动力。但是生烃环境如有水的存在、高压与系统的封闭性与开放与否等都对生烃演化的进程和产出物数量有显著影响,甚至是控制作用。这就大大拓展了石油勘探的领域。

2) 深层砂砾岩储层原生孔隙保存和次生孔隙形成理论

盆地深层和浅层一样发育有砂砾岩、碳酸盐岩、火成岩、变质岩等储层类型。翁文华、刘友民 (1995) 对世界上 127 个大气田的储层统计表明:砂砾岩储层占 71.5%,碳酸盐岩储层占 27%,混合型岩类占 1.5%。上述统计表明,不论是浅层还是深层砂砾岩和碳酸盐岩都是最主要的储层类型。砂砾岩要作为有效的储层必须有好的孔渗条件。良好的储层孔渗条件通过原生孔隙保存、次生孔隙发育和原生、次生孔隙同时发育来获得。最近的研究表明:低的地温梯度、上覆膏盐层的发育、高压条件、时代新、油气的早期注入等条件均可使大部分原生孔隙得以有效的保存。裘怿楠、薛叔浩、应凤祥 (1997) 总结了储层次生孔隙发育的四种机理,即:有机酸和二氧化碳酸性水的溶解作用、不整合面下的表生淋滤作用、热化学硫酸盐还原作用产生的有机酸酸性水的溶解作用和地层水热循环对流产生的溶解作用等均可形成次生孔隙,使深部储层物性变好。

3) 深层高压条件下油气成藏机理方面的进展

埋深大和高压一超高压条件给深层勘探造成诸多困难,但深层的高压、超高压条件对深层油气成藏却极有利。近年来对深层油气富集规律及成藏控制因素的研究,取得了长足的进展。如:异常高压延缓和抑制了烃源岩的演化,使油气勘探的深度界限大大向下延伸;异常高压是深层油气富集高产的主控因素,它控制了油气的生成、储层的演化、油气的运聚、砂岩裂缝的发育等,并对深层砂岩储层油气富集产生重要作用;异常高压有利于深层砂砾岩储层原生孔隙的保存;高压条件利于储层裂缝的发育,裂缝的发育可有效沟通低孔渗储层,起到良好的渗流通道作用,为深层油气高产创造了条件;稳定分布的大砂体是深层油气高产、稳产的基础,分布在生油凹陷中的砂体,是油气运聚的主要场所等。

2. 资源基础

从我国陆上油气资源量的深度分布看,深度大于 3500m 的石油总资源量为 $210.1 \times 10^8 \text{t}$,占陆上石油总资源量的 30.37%。深层石油资源量主要分布于西北地区,总资源量达

$190.2 \times 10^8 \text{t}$, 占深部总资源量的 90.5%, 其中准噶尔盆地深层石油总资源量为 $80.3 \times 10^8 \text{t}$, 占西北地区深层总资源量的 42.2%; 塔里木盆地深层石油总资源量为 $89.4 \times 10^8 \text{t}$, 占西北地区深层总资源量的 47%; 河西走廊—阿拉善地区深层总资源量为 $20.5 \times 10^8 \text{t}$, 占西北地区深层总资源量的 10.8%。因此深层油气勘探的重点应放在我国西北地区, 尤其是准噶尔盆地和塔里木盆地。东部地区深部油气资源量为 $6.4 \times 10^8 \text{t}$, 占深层总资源量的 3%, 中部地区深层石油总资源量是 $6.2 \times 10^8 \text{t}$, 占深层石油总资源量的 2.95%。由于深部油气资源分布的不均匀性, 东部地区、中部地区有些盆地的深部仍有一定的潜力。

随着勘探程度的提高, 测井、地震和钻探设备的改进, 分析、处理和解释技术的提高, 以及钻探深度的加大和石油地质理论的进步, 二次资源评价所得到的油气资源量偏小。如鄂尔多斯盆地在一次资源评价时的总资源量是 $21 \times 10^8 \text{t}$, 二次资源评价时的总资源量为 $40 \times 10^8 \text{t}$, 最近的研究表明其总资源量可达 $60 \times 10^8 \text{t}$ 。如塔里木盆地的库车坳陷、巴楚隆起、塔西南坳陷及阿瓦提凹陷的天然气资源量已从第二次资源评价的 $2.69 \times 10^{12} \text{m}^3$ 上升为 $4.485 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。尤其是库车坳陷从第二次资源评价的 $0.44 \times 10^8 \text{m}^3$ 增加为 $2.23 \times 10^{12} \text{m}^3$, 是原计算结果的 5 倍。柴达木盆地第二次资源评价计算的天然气资源量为 $0.29 \times 10^{12} \text{m}^3$, 1998 年对其重新计算为 $1.05 \times 10^{12} \text{m}^3$, 1999 年再次计算为 $3.17 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。另外, 大庆油田于 1996 年在松辽盆地北部徐家围子断陷昌德东地区发现了“无机成因”的幔源 CO_2 气的工业性气藏, 预测储量达 $116.25 \times 10^8 \text{m}^3$ 。该工业性 CO_2 气藏的发现, 在一直以“有机成油理论”为主导的今天, 确实是个很大的突破。随着对无机成因油气的成藏机理、控制因素及如何有针对性的进行勘探等方面研究的突破将有更多无机成因油气藏的发现。因此深层勘探具有雄厚的资源基础。

二、深层勘探的技术保障

自 1878 年清政府在台灣苗栗钻第一口油井以来, 我国的石油勘探已走过了一百多年的历史, 但真正意义上的勘探是在新中国成立以后。

我国原油产量由 1949 年的年产油 $12 \times 10^4 \text{t}$ (其中天然油仅 $7 \times 10^4 \text{t}$, 人造油 $5 \times 10^4 \text{t}$), 到目前的年产原油 $1.6 \times 10^8 \text{t}$, 年产天然气 $234 \times 10^8 \text{m}^3$, 使我国石油产量列世界排名第五位, 跻身世界产油大国的行列。与此相应的是发展了包括地面地质调查、地球物理勘探、井筒和石油地质实验以及盆地模拟—区带评价—圈闭评价在内的综合配套的成熟的油气勘探技术系列。由于深层勘探面对的是埋深大、构造识别难和高温、高压的复杂地下地质条件, 有些在浅层勘探中适用的勘探技术, 在深层并不完全适用, 需要改进。通过近几年有针对性的技术攻关, 初步形成了针对深层勘探的配套技术。如大港油田在千米桥潜山油气藏的勘探中, 通过采用以欠平衡钻井为主导的综合配套新技术, 包括: 欠平衡钻井技术、欠平衡录井技术、欠平衡中途测试技术、欠平衡钻井液技术、近平衡测井技术、低密度钻井液固井技术和深部射孔和大型酸化技术等, 使潜山勘探获得了突破。塔里木油田通过克拉 2 气田等的勘探形成了以复杂山地地震勘探、高温高压膏盐层钻井固井技术、深部地层防漏、堵漏技术等配套技术。四川油田通过川东石炭系、三叠系飞仙关组鲕滩的天然气勘探初步形成了复杂高陡构造区的地震勘探、钻井、高温高压高含硫的测试、酸化压裂技术等针对性技术系列。大庆油田在葡深 1 井井深 5500m, 井温 220°C , 研究出抗 220°C 高温的油基钻井液, 在井下静候 160h, 性能良好, 确保钻井的顺利进行。以上针对深层勘探的技术系列为深层勘探的实施, 争取更多、更大的发现奠定了基础。

三、深层勘探中应重视的问题

深层勘探具有投资大、工程技术要求高、勘探风险大的特点,如何减少勘探投入、降低勘探风险、提高勘探成功率、获得最大回报这是从事深层勘探时必须认真思考和对待的关键问题。

1. 深层勘探的高投入问题

石油勘探是一项系统工程,原油成本是它的综合成本。钻井成本在石油生产综合成本中占有举足轻重的地位。据统计,在全世界范围内,石油钻井成本约占石油生产综合成本的50%—70%,因此钻井成本构成勘探成本的主体。由于机械钻速随井深增加而降低、随井深增加井身结构变得复杂、设备和工具要求更高及钻井事故可能性增大等原因,造成钻井成本随井深增大而大幅增加。井深是影响钻井成本的各种因素的综合体现,是最主要的影响因素,随着钻井井深的加大,勘探成本将呈指数式增长。

2. 深层勘探的大风险问题

由于深层勘探中面临的深度大、高温、高压的地下地质条件,将大大增加勘探风险,具体表现在:

(1) 勘探深度大造成钻探目标落实程度低。

由于勘探目标埋深大,加之复杂的地表和地下地质条件,如断层、中浅层火成岩的屏蔽作用等,造成地震资料信噪比低、构造、圈闭和油源等难以落实,降低了勘探成功率,增加了勘探风险。

(2) 地下高温、高压等复杂因素,使勘探技术风险增大。

复杂的地下条件,对钻井工具、设备和技术要求高,同时造成钻井周期长、出现钻井事故的概率增加。油气勘探是由诸多环节构成的系统工程,任何一环出现的问题都将影响钻探的顺利实施,甚至造成工程报废。一旦探井出现报废,所有的投资都将化为乌有。

3. 深层勘探的经济效益和投资回报问题

上已述及,由于埋深大、高温、高压等复杂的地下地质条件,深层勘探较之浅层具有投资大、勘探风险大的特点。那么深层勘探是否具有经济效益,能否获得高额投资回报呢?

深层勘探的确具有投资大、风险高的特点,但只要实施适当是有经济效益的,并完全可以获得理想的投资回报。针对深层特有的复杂条件,在勘探思路应有别于浅层勘探,须有新思路。作者认为深层勘探提高经济效益的着眼点应放在:

(1) 向管理要效益,从源头上抓起,加强管理,做好勘探工作的每一步。

(2) 深层勘探应立足找大场面、寻找优质储量才能提高勘探效益。

(3) 提高地震资料的信噪比和分辨率进行精细构造解释、储层预测和综合研究来减少钻井数,做到稀井广探,从而提高经济效益。

(4) 通过有效的储层改造技术,提高单井的产能。

由于受石油地质理论和勘探技术、设备等的限制,与一百多年的油气勘探史相比,深层油气勘探可谓刚起步不久。从20世纪80年代末期以来,国内外陆续有关于深层油气勘探方面的专著和文章出版(Clappool G N, 1985; 马克西莫夫, 1988; 符晓, 1988; 刘淑莹, 1992; 梅赫季也夫, 1993等)。这些文献多从不同的方面在理论上进行阐述,鲜有涉及勘探技术、经济评价等方面,目前未有一本书能涵盖深层油气勘探所涉及的各个主要方面的内容。

随着深层石油地质理论研究的长足发展、勘探开发技术的进步,近年来国内外深层油气

勘探的比重有所增加,取得了许多商业性大发现。为了客观总结近年来深层油气勘探的成果和认识,使读者对深层勘探工作中涉及的主要问题有较系统客观的了解,作者在查阅大量国内外最新相关文献资料的基础上编著此书。本书共分六章,即第一章,Tissot 烃源岩演化模式的再认识;第二章,深层油气源分析;第三章,深层储层研究;第四章,深层油气田成藏模式;第五章,深层油气勘探技术;第六章,深层勘探经济效益评价。本书内容涵盖了深层油气勘探的主要内容。

由于深层油气勘探的高投入和高风险,在具体实施中应慎之又慎,其中之利弊得失当辩证、客观对待。

除公开发表的文献资料外,书中还引用和参考了各油气田和北京石油勘探开发研究院的研究报告和资料。在此书付梓之际,向原作者和报告编写者一并深表谢意。

由于受作者水平和专业所限,书中不妥和错误之处,敬请读者批评指正。

目 录

第一章 Tissot 烃源岩演化模式的再认识	(1)
第一节 Tissot 烃源岩演化模式提出的历史背景及功绩	(1)
第二节 Tissot 烃源岩演化模式面临挑战	(2)
第三节 Tissot 烃源岩演化模式的再认识	(4)
第二章 深层油、气源分析	(10)
第一节 深层仍有较大的生烃潜力	(10)
第二节 深层烃源岩的四种供油方式	(11)
第三节 深层油气资源量丰富	(13)
第三章 深层储层	(19)
第一节 深层砂砾岩原生孔隙的保存	(21)
第二节 深层砂砾岩次生孔隙发育的控制因素及形成机理	(26)
第三节 碳酸盐岩在深部孔洞、裂缝发育的主要控制因素	(29)
第四节 火成岩储层发育的控制因素	(30)
第四章 深层油气藏成藏模式	(35)
第一节 潜山模式——以大港千米桥潜山为例	(35)
第二节 前陆盆地模式——以库车坳陷克拉 2 气藏为例	(38)
第三节 深层背斜构造油气藏——以东河塘油田为例	(42)
第四节 火山岩油藏模式——以松辽盆地昌德气藏为例	(45)
第五章 深层油气勘探技术	(51)
第一节 深层勘探的地震技术	(51)
第二节 深层勘探钻井技术	(65)
第三节 深层勘探测井、测试技术	(69)
第六章 深层勘探经济效益评价	(73)
第一节 深层勘探的经济评价方法	(73)
第二节 从经济评价看深层勘探的深度下限	(76)
第三节 降低勘探费用的方法	(80)

第一章 Tissot 烃源岩演化模式的再认识

第一节 Tissot 烃源岩演化模式提出的历史背景及功绩

石油成因的“有机成因说”与“无机成因说”之争伴随着一百多年的石油勘探史一直没有停止过。基于：世界上已经发现的油、气田 99.9% 都分布在沉积岩中，而与沉积岩无关的地盾和巨大的结晶基岩突起发育区，没有找到油气聚集；从前寒武纪至第四纪更新世的各时代岩层中都找到了石油，但石油和天然气在地质时代上的分布很不均衡，且与沉积岩中有有机质的分布状况相吻合；在近代海相和湖相沉积中发现了有机质转化为油、气的过程，而且这个过程至今仍在进行着；及石油的化学成分特点、油田测试资料等证据，目前石油成因已被石油地质学家和地球化学家公认为“有机成因”（张万选、张厚福，1981）。石油的“有机成因说”认为：赋存于沉积岩中的有机质在一定深度条件下的适宜环境内，经过生物化学、热催化、热裂解和高温变质等作用，逐渐转化为石油和天然气。虽然石油的有机成因观点已被广泛接收，但对有机质的成烃演化历程同样存在分歧，即所谓的：有机质早期成烃理论和干酪根晚期热降解成烃理论。有机质早期成烃理论认为赋存在沉积岩中的有机物质，包括植物、动物、高等生物和最简单的生物都能作为形成烃类的原始物质，这些成烃物质在热力、细菌、 α -射线、催化剂和压力等因素作用可以在几十度的温度条件下直接成烃，而非需要在较高的温度下成烃。随着实验手段和研究技术的进步，尤其是气相色谱技术的应用，使得人们对地质体中微量可溶有机质的研究得到了快速发展，使沉积物、沉积岩和石油中的正烷烃、脂肪酸的分布特征和成因得以进行系统研究。

Bary 和 Evans (1961)、Cooper (1963) 发现，现代沉积物和生物体中的正烷烃碳数分布具有奇偶优势，正脂肪酸的分布具有偶奇优势，而古老沉积岩和石油中不具备这些优势。同时现代沉积物中烃类丰度极低，难以构成大规模油气聚集。这一发现动摇了沉积物有机质早期成烃理论。大量的研究表明：石油的生成，不仅是烃类的富集过程，更主要的是烃类的一个新生过程。在有机质改造过程中，只有达到一定温度或埋深时，有机质才能大量转化为石油 (Abelson, 1963; Philippi, 1965; Tissot, 1972)，并逐渐形成了干酪根晚期热降解成烃理论。该理论提出的代表人物是法国石油地质学家蒂索 (Tissot B.P.) 和哈特 (Hunt)，在其出版的两部专著《Petroleum Formation and Occurrence》(Tissot & Welte, 1978) 和《Petroleum Geochemistry and Geology》(Hunt, 1979) 中对干酪根晚期热降解理论进行了系统的阐述，形成了完整的成烃理论体系。其基本思想是：有机质的成岩作用导致由生物聚合物变为地聚合物——干酪根。干酪根是石油化合物的主要前驱物质，在成烃过程中，热降解对油气的生成起主要作用。为了形成足够的烃类并产生商业性石油聚集，沉积岩必须经历烃类大量生成的时间——温度门槛。干酪根生成烃类的速度随温度呈指数式增加，油气形成的数量主要取决于干酪根的类型 (刘文汇等, 1999)。Tissot 首先将化学动力学理论应用于烃源岩中干酪根的成烃过程 (Tissot 等, 1975, 1978)，并基于温度作用下的一级反应，提出了干酪根生烃模式，并用符合一级化学反应的阿伦尼乌斯方程对生烃过程加以表述，建立了相应的生烃门限、液态窗范围与干气存在的热演化模式与各阶段所对应深度界限 (图 1-

1)。这一模式的核心是强调了温度和时间在生烃演化中的作用。Tissot 的生烃理论作为油气勘探的主要指导思想和准则，有效地指导了对烃源岩的评价与相应的油气勘探实践，对中浅层油气资源的成功发现功不可没。

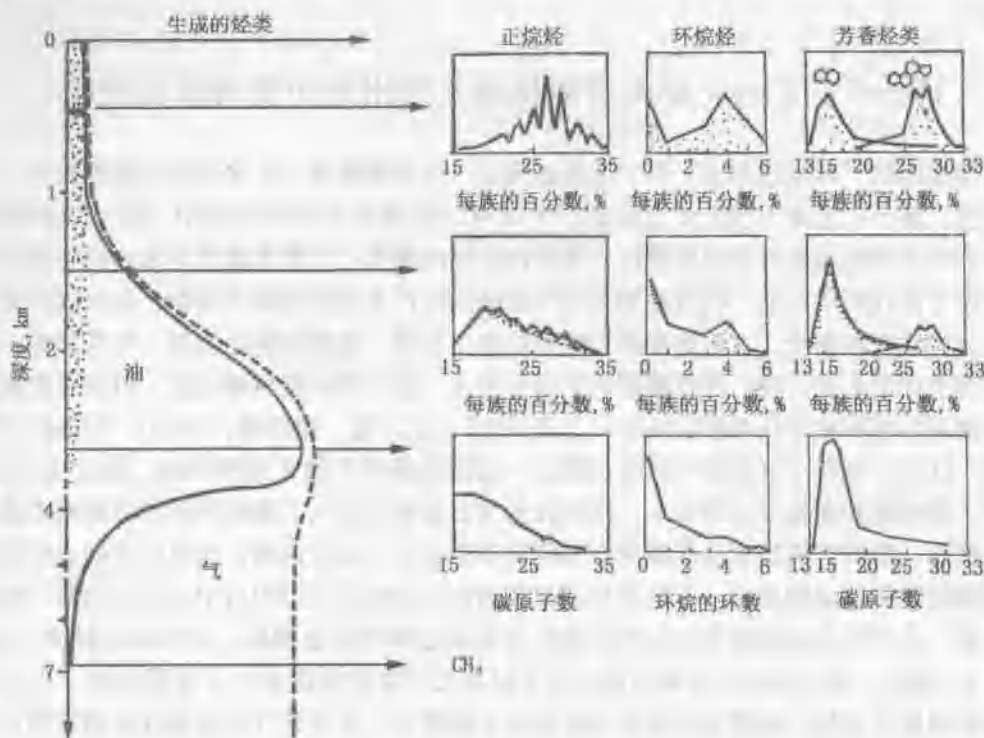


图 1-1 烃类的生成阶段及化学结构随埋藏深度变化图
(转引自张万选、张厚福, 1981)

第二节 Tissot 烃源岩演化模式面临挑战

随着时间的推移，大量的实验资料、化学分析、测试结果和钻探成果表明 Tissot 的干酪根热降解理论具有片面性，其弊端逐渐显现出来。该理论的弊端主要表现在：不能解释“不成熟油”的较大规模聚集，并形成油藏；面临着排烃与初次运移的难题；干酪根的热降解产物在组成上与天然原油（气）差异很大，二者可比性很差；油—岩对比可靠性差等方面（何志高，1999）。

勘探实践表明，随着钻探深度的增加与相应深度烃类的实际相态分布，有愈来愈多的现象是 Tissot 理论所无法解释的。突出的是在深层相对高温高压的条件下，所发现烃类的热成熟度和相态与 Tissot 模式预测的趋势相抵触。按照 Tissot 的烃源岩演化模式，4500m 应为石油的“死亡深度”。构造含油与否与生烃“死亡深度”不能等同对待，是由其生烃、运聚及构造演化配套系统来决定。钻探结果表明在深度大于 4500m 的深部仍发现了大的商业油田，美国在墨西哥湾发现埋深 6530m 的贝尔湖油田和华盛顿湖油田。俄罗斯的滨里海盆地其液态烃保存深度达 7000m（由于地温梯度低 $2.0 \sim 2.8^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ），发现埋深 3900~5600m 的田吉兹油田，探明含油面积 2100km^2 ，石油地质储量 $10 \times 10^8\text{t}$ ；意大利埃尼公司在诺瓦腊市费

托纳镇发现了埋深为 6212m 的油田, 获日产油 650t, 天然气 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ (杨俊杰, 1999)。我国在塔里木盆地钻探的东河 1 井于东河砂岩段 (5756~5800m 井段) 试油, 19.05mm 油嘴求产, 获日产油 837 m^3 , 天然气 5859 m^3 的商业油气流, 发现了东河塘油田。大港油田 1998 年在千米桥地区钻探板深 7 井于奥陶系 4332~4395.6m 井段试油, 15.88mm 油嘴, 获日产油 609.3 m^3 , 日产气 $45.4 \times 10^4 \text{m}^3$, 发现了一个近亿吨级大型潜山油气藏。截止到 1996 年底, 我国已在塔里木盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地和酒西盆地发现深部油藏 65 个, 最大埋深 6068m 表 1-1 (李小地, 1996)。

表 1-1 深部油藏分布 (据李小地 1996 简化)

深部油藏个数及埋深	塔里木盆地	渤海湾盆地	柴达木盆地	酒西盆地
个数	32	30	1	2
油藏最大埋深, m	6068	5064.37	4023	4326

美国在墨西哥湾盆地钻探的札科布斯-1 井、阿纳达科盆地的贝尔塔·罗杰斯井和在西内部含盐盆地钻探的马克·涅尔井岩心样品的有机地球化学研究表明: 在深度超过 7000m, 地温大于 220℃, 最高温度达 296℃ 的深部仍可生成液态烃, 说明油、气在沉积岩剖面中的垂向分布与相态特征取决于一系列因数, 绝非简单地按其埋藏深度界限, 而截然发生油、气相态的更替 (表 1-2)。

表 1-2 超深井岩心样品的有机地球化学研究

参 数	井 号		
	札科布斯-1 (墨西哥湾盆地)	贝尔塔·罗杰斯 (阿纳达科盆地)	马克·涅尔 (西内部含盐盆地)
深度, m	7544	8442~8470	6894~6905
地层时代	K ₁	D ₃ -C ₁	J ₂
温度, ℃	296	230	220
有机碳含量, %	0.48	3.59	3.00
镜质组反射率 R_{m} , %	4.4~4.8	4~4.5	2.74
藻质体含量, %	80	85	75
C_{15} , $\times 10^{-6}$	2200	3010	1886
族组分组成			
烷烃—环烷烃, %	78	48	—
芳烃, %	4	23	—
NSO 杂化合物	18	28	—
氢指数	44	132	157
产油指数	0.5	0.5	0.7

在深度大于 7000m、温度达 296℃ 的深部仍有液态烃的存在, 这就为我们进行深部石油勘探提供了前提。天然气勘探的深度下限则更大。美国在密西西比拗陷的费尔兹河、木尔塞姆兹、哈德逊港等气田在埋深 6075m 的深度测得单井日产气 $160 \times 10^4 \text{m}^3$; 在西内部盆地阿

纳达科坳陷发现埋深 8088m 的梅菲尔气田。在二叠纪盆地钻探了一口深达 7564m 的探井，气层底界深度 6920m，测获日产气 $71.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 。我国在四川盆地深部发现了 28 个气藏，最大埋深 7053.57m。从全世界已探明油气储量看，埋深在 1220~3050m 的油气田储量占总储量的 79%。许多地区浅层勘探程度已经很高，尤其是那些接近枯竭的老油田，通过深部勘探寻找含油气的新层系、新领域，使产量大幅度增长，显得尤为重要。

第三节 Tissot 烃源岩演化模式的再认识

国内外在深层勘探生产实践中许多有悖于 Tissot 烃源岩演化模式的新发现，向传统 Tissot 烃源岩理论提出了挑战，给广大的石油地质工作者提出了新的亟须解决的课题，推动了烃源岩演化方面的研究工作的开展。大量的研究工作和室内模拟实验的研究已经表明：石油、天然气的生成、形成后遭受的破坏程度和延续时间及“油气死亡线”深度取决于含油气盆地的特征、烃源岩的有机质类型和生烃环境的物理、化学条件，温度是有机质递进演化的主要驱动力。但是生烃环境如有水的存在、高压与系统的封闭性与开放与否等都对生烃演化的进程和产出物数量有显著影响，甚至是控制作用。Tissot 理论需要再认识。

一、烃源岩有机质类型对烃源岩演化的控制作用

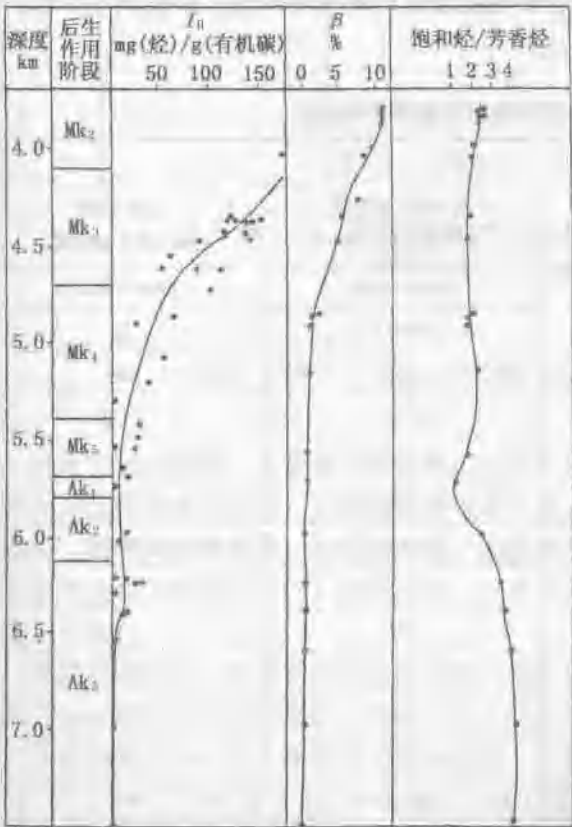


图 1-2 秋明超深 6 井三叠系、侏罗系有机质地球化学指标随深度变化图
(И.А.Полухин 等, 1994)

俄罗斯石油地质学家 И.А.Полухин 等 (1999) 通过对位于西西伯利亚地台北部的秋明超深 6 井、中维柳依 27 井、北美大陆阿纳达尔科盆地的贝塔—罗杰斯超深井、二叠盆地的拉里弗—洛夫 1 号井等深井和超深井的研究后发现：烃源岩的有机质类型对生烃演化的进程、油气形成后遭受的破坏程度和延续时间及“油气死亡线”深度有重要影响 (图 1-2、图 1-3、图 1-4)。

从图 1-2、图 1-4 中可以看出：以腐泥质为主的有机质其生烃演化的进程较慢、油气形成后遭受的破坏程度较低和延续时间长及“油气死亡线”深度大，如阿纳达尔科盆地的贝塔—罗杰斯超深井和秋明超深 6 井。贝塔—罗杰斯超深井井深 9600m，钻穿了整个古生代地层，岩性为厚层页岩、泥灰岩、砂质灰岩和砂岩。有机质生烃能力 (即含氢指数 I_H ，单位：mg(烃)/g(有机碳)) 在井深 3000~7000m 之间变化不大，在 8357~8723m 井段之间 I_H 值达到最大，为 90~150 之间，井深 9600m 处最大仍可达 100，多数为 35 左右。 β 胡萝卜烷 (单位：%) 随深度变化

的特点与 I_H 值随深度变化特点相似。秋明超深 6 井的 I_H 值和 β 值与贝塔—罗杰斯超深井有相似的变化特点。

二叠盆地的拉里弗—洛夫 1 号井和中维柳依 27 井两井的有机质类型以腐殖质为主，其生烃演化的进程较快、油气形成后遭受的破坏程度较强和延续时间短及“油气死亡线”深度小。中维柳依 27 井 I_H 值在 3000~4700m 之间由 180 快速减小为 12，在 5700m 处约为 0。 β —胡萝卜烷在 3500~4500m 之间增大，但总的趋势是随深度增大逐渐变小，到 5500m 处变为零（图 1-3）。拉里弗—洛夫 1 号井与中维柳依 27 井的 I_H 和 β 随深度变化特征类似。

周世新等（1999）通过研究后也得出相同的结论，指出在深层，不同有机质类型对热力作用具有不同的表现，富含氢的 I 型和 II、III 型有机质相比，更能保持中等生烃能力到较高的成熟阶段。从目前数口 7~10km 的钻井岩心的 C_{15} 烃类和沥青分析看，仍能保持到中等到较高的浓度，

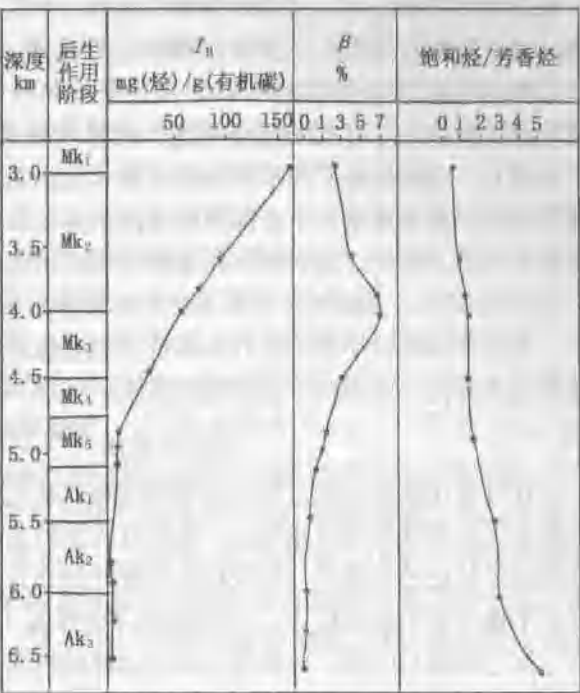


图 1-3 中维柳依 27 井上古生界有机质地球化学指标随深度变化图
(И. А. ПОЛЯКОВА 等, 1994)

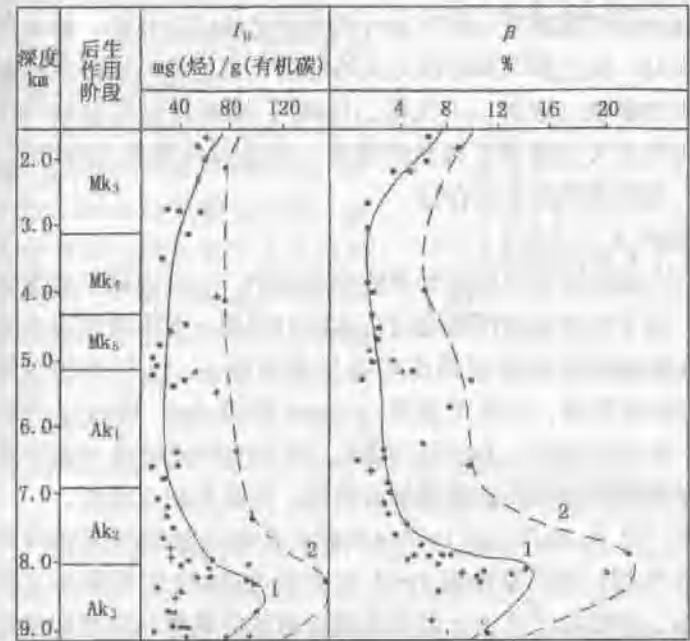


图 1-4 贝塔—罗杰斯超深井上古生界有机质地球化学指标随深度变化图
(И. А. ПОЛЯКОВА 等, 1994)

此时的 R_o 已经达到了较高的演化程度 ($R_o = 2.0\% \sim 7.0\%$)。

二、生烃环境的物理、化学条件对烃源岩演化的影响

前已述及，生烃环境的物理、化学条件对烃源岩演化有重要影响和控制作用。众所周知，温度是有机质递进演化的主要驱动力，是最重要的因素。但是生烃环境如有水的存在、高压与系统的封闭性与开放与否等都对生烃演化的进程和产出物数量有显著影响，甚至是控制作用。在此重点讨论水的存在、高压条件、系统的封闭性。

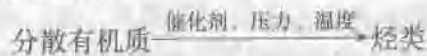
1. 水的存在延缓了有机质的热降解作用

实验室内的模拟实验表明：生烃环境中水的存在可延缓了

有机质的热降解作用。这是因为水中的氢分子在低温条件下可以直接进入干酪根自身结构内,使干酪根在热作用下发生的裂解作用延迟。赫尔因(Hocering)和艾伯拉森(Ableson)曾把氘的氧化物与干酪根在200℃条件下一起存放7d,然后在相同温度条件下烘干干酪根,并检测试验前后干酪根的成分构成,结果发现从干酪根中裂解出产物中氢的含量大大增加了。而且,将同样的干酪根样品在有水和无水条件下实验,发现有水条件下干酪根的热降解速度滞后。在有水条件下干酪根的热降解速度慢可能与水的吸热作用和降低了干酪根实际受热水平有关,此外,水吸热汽化后的增压作用也减缓了有机质的热反应速度。

2. 系统的封闭性也对有机质的热降解有抑制作用

生油体系是封闭系统或开放系统,对有机质向烃类转化过程中具有重要作用。分散有机质向烃类转化,可以用下面方程式表示:



在可逆化学反应中,反应产物的过剩或缺乏都对反应速度的进程有直接的影响,甚至可以决定反应的继续进行或终止。虽然有机质的热降解反应往往是不可逆的,但是在有机质裂解向烃类转化的过程中,生烃环境是封闭的还是开放的,则可能使反应物质与生成物质之间存在平衡与非平衡的状态。当生成的烃类源源不断地从源岩中排驱出来时,系统就是开放的,反之则是封闭的,烃类很少或未运移的情况下,则反应极易达到平衡,分散有机质难以向烃类转化,同时还能使已生产的烃类保存下来。夏燕青(1996)用褐煤样品,分两个系列进行热模拟实验,Y系列是每个温度点采用原样,而Z系列则是每一个温度点采用同一样品,并且已将生产的气态和液态产物都移去。结果表明:Z系列中液态烃产物在400℃时就结束,而Y系列中液态产物延长到了550℃。Sejgo等(1986)使用开放和准封闭两种实验系统,进行热解模拟实验,其结果同样显示了封闭系统对有机质成熟度和长链烷烃的生成都有抑制作用,有时甚至可以停止。在含油气盆地中,绝对的封闭系统是难以存在的,但是当地质构造相对稳定,生油岩厚度较大时,加上深部具有压力大的特点,其生成的烃类难以运移出去,这样的生油岩可视为封闭生油系统(段毅、王先彬,1999)。因此在沉积盆地的深层,生烃环境很可能是封闭的,这可能会大大减慢有机质经液态、气态向石墨演化的进程,而使液态烃类在以前认为的“死亡”深度仍然很好地存在。

3. 高压环境可使有机质热降解作用大大减慢

深部的沉积层往往有很高的压力,以往在有机质向烃类转化过程中,过于强调了温度与时间的作用,而轻视了压力的作用。地下深处的高压是通过流体压力作用于有机质的热变质反应的。关于流体压力在有机质热降解成烃过程中的作用有三种看法:(1)不起作用(Huck等,1995; Hunt, 1979);(2)有作用,仅次于温度(Tissot和Welte, 1984);(3)压力可以促进烃类的热裂解(Braun和Burnham, 1990)。但是,现实的勘探结果与实验室的实验表明:高流体压力对有机质的热降解与烃类的热裂解有延迟,甚至是阻止作用。

早在1978年,R·A·麦克塔威斯(R·A·McTavish)在《自然》杂志上就发表文章讨论了压力对镜质体递进变质过程的抑制作用。前苏联学者B·H·叶尔金在1989年根据来自世界上600多个油气田的实际资料分析,就提出了压力,尤其是超压对烃类热演化进程的抑制作用。Domine等(1990)在计算机模拟过程中,压力由21MPa增加到1500MPa,延迟了己烷热解的转换率,转换率达到0.5%所需的时间由67h增加到2450h。Rice等(1992)Ⅱ型含硫有机质在287℃的模拟温度下,随着模拟压力的增大,残留固体样品的生烃潜力 S_2 增

大,而 C_1-C_4 气体、 C_5-C_8 汽油和 C_8-C_{25} 饱和烃浓度减小(图 1-6)。温格尔(Wenger)和普赖斯(Price)1997 年又选择美国下二叠统 Phosphoria 组的泥岩(Ⅱ型干酪根)做实验,在温度恒定 287℃ 的条件下,采取变换反应压力的条件,看有机质降解的速度与产物的数量,实验结果清楚地表明:当压力增大时,有机质的热降解速度被延迟。如反应温度在 287℃ 的条件下,当压力加到 3.1MPa 时,Phosphoria 组的泥岩已处于生烃高峰, C_8 的色谱分析显示有机质裂解产物已达到中等成熟水平,岩石的氢指数为 209。而同样的样品、同样是 287℃ 的条件,当压力增至 96.5MPa 时,Phosphoria 组的泥岩有机质才刚刚进入生烃门限,岩石抽提物含量仅相当于开放体系 225℃ (刚进入生烃门限)的含量, C_8 的色谱分析显示有机质未成熟的特征,岩石的氢指数为 371,说明压力作用有明显的抑制作用。在 350℃ 压力为 11.8MPa 的体系中,Phosphoria 组的泥岩加水热解实验产物表明已进入热裂解阶段, C_1-C_4 烃类气体的含量所占所有产物的 58%, C_5 的含量从 31mg/g 下降到 31mg/g。温度不变,当压力增加到 107.7MPa 时,Phosphoria 组的泥岩的热裂解受到明显的抑制, C_5 的含量从 31 mg/g 增加到 88mg/g, C_1-C_4 烃类气体的含量占有所有产物的 58%,高温实验同样说明压力对生烃作用有显著的抑制作用(窦立荣,2000)。解启来等(1999)对石灰岩进行了热模拟实验时,发现在 450℃ 时,低压热模拟样品中高碳数正构烷烃丰度已经很低,而在高压样品中高碳数正构烷烃丰度仍然很高(图 1-5),标明压力抑制了 C_{15} 烃类的生成及其裂解成低碳数烃类。

可见,压力对有机质向烃类转化过程中,起着重要作用,它抑制了分散有机质向烃类的转化速度,同时也阻止了高碳数烃类向低碳数烃类的裂解。

三、含油气盆地的特征对烃源岩演化的影响

沉积速率和沉降速率是含油气盆地的重要沉积特征,并且在不同的盆地演化阶段,沉积速率和沉降速率的大小和两者的相互关系是有差异的。而沉积速率和沉降速率的特征是由含油气盆地的类型和发育特征所决定的,因此含油气盆地的盆地类型和其演化特点对烃源岩演化具有重要影响。

1. 沉积速率及地温梯度对生烃过程中烃相态变化的影响

据前苏联石油科学院国外地质部资料统计:在 4000—8000m 深度油藏占 40%,而气藏约占 60%。在其他地区也见到油气藏分布的类似趋势。这说明 4000m 以下气藏占优势,但仍存在两相烃系统。这种系统的形成是由于受岩层沉降速度和温度变化所致。

在地温正常的沉积盆地,随着沉积厚度和沉降速度的增加,地温梯度值减小。当地层缓慢沉降时,烃类聚集带位于相对较浅的深度,但地层快速沉降时,这一地带则会位于很深的层位。

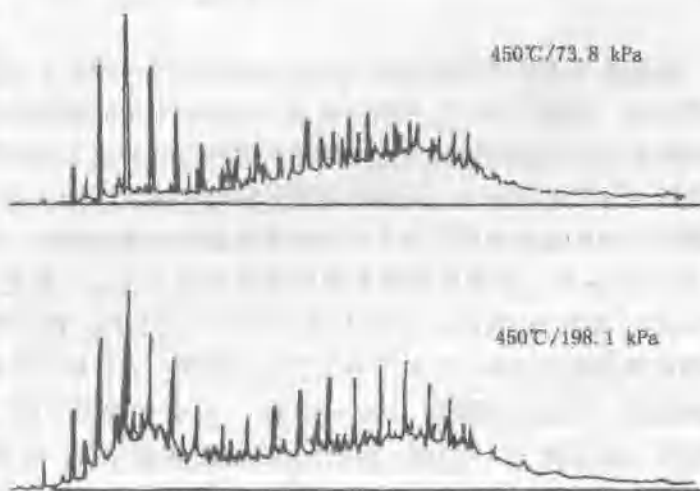


图 1-5 石灰岩热模拟液态烃产物中正构烷烃分布
(据解启来,1999)

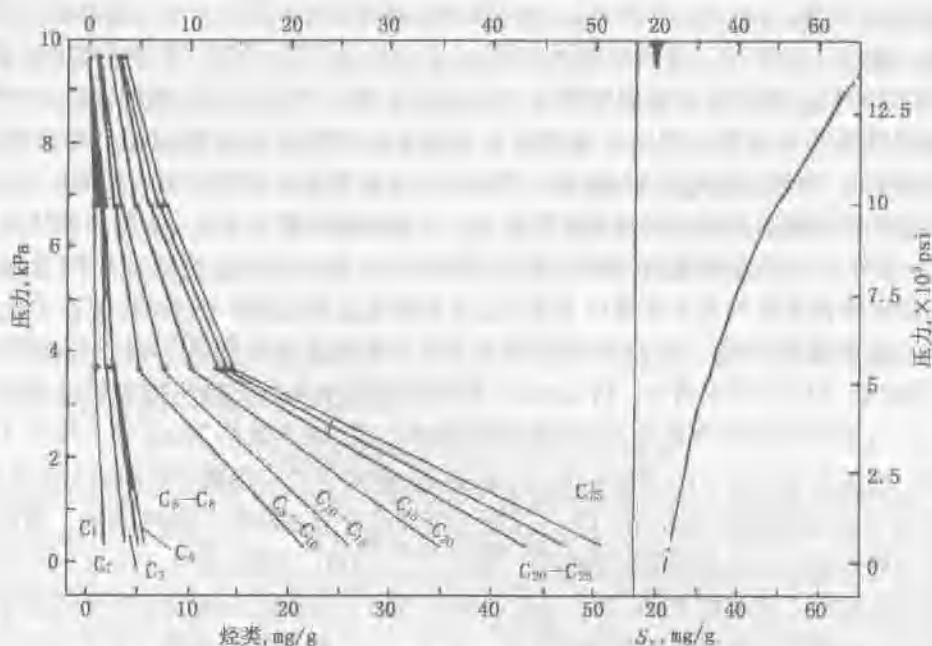


图 1-6 热模拟产物中不同碳数烃类含量和残留固体产物生烃潜力 (S_2) 与压力关系 (Price, 1992)

随着油气源岩的沉降和新生烃进入圈闭空间, 烃成分比值也发生相应变化。在温度和层压升高时, 油在气中、气在油中以及气在地层水中的溶解度会发生变化。在此条件下, 圈闭空间体积与排入烃的体积之比 (即相对容积) 能够说明圈闭空间容纳油气的能力。相对容积大说明油气聚集空间大 (其圈闭空间体积等于或大于进入其中的烃类体积), 而相对容积小的圈闭空间在这种地层压力下可能成为保留烃的聚集场所。在缓慢沉降盆地中, 当地温梯度为 $4^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 时, 主要生油带上限的深度约为 1500m , 温度为 80°C ; 当地温梯度为 $2.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 时, 深度为 2000m 、地层压力小于 $20\sim 25\text{MPa}$ 。这一时期的排烃量还不大, 而且在这种相对平缓的温压条件下大部分气仍呈游离相。大容积和小容积圈闭空间都能成为形成油气藏的场所。当地层沉降到 $2500\sim 3500\text{m}$ (主要生油带下限) 时, 温度升高到 $120\sim 125^{\circ}\text{C}$, 地层压力增大到 $30\sim 40\text{MPa}$ 。油在水中的溶解度升高, 但排烃量急剧增加。此时大容积圈闭空间仍继续聚集油气, 小容积圈闭空间则可能完全被游离气充满, 将油挤出而不再聚集油。这时形成的只能是气藏和凝析气藏。在下部生烃带, 最初以生气为主。当该带沉降到 $3500\sim 6500\text{m}$ 、温度达 $170\sim 180^{\circ}\text{C}$ 、压力为 $50\sim 70\text{MPa}$ 时则生成的全部是气。但在这些条件下尚不能使两相烃系统消失。在大容积圈闭中, 油藏可能带有凝析气顶以及有油环的凝析气藏。而在小容积空间圈闭空间, 则形成气藏、凝析气藏并充满整个圈闭空间。因此, 在古生代—中生代沉降速度缓慢的地区, 深度达 4000m 时, 可形成气藏、凝析气藏或凝析气—油藏。

在中生代快速沉降盆地, 所有生烃带在地层剖面上深度向下延伸, 并处于高温和异常高压环境下, 主要生油带的上限取决于温度梯度, 深度 $4000\sim 5000\text{m}$, 温度为 $115\sim 130^{\circ}\text{C}$ 、地层压力为 $60\sim 75\text{MPa}$ (比静压力高 0.5 倍)。主要生油带下限深度为 $6000\sim 9000\text{m}$, 温度约为 200°C 。这个深度段的压力梯度增大情况虽然很难确定, 但根据墨西哥湾盆地 6700m 深