

深层油气勘探现状与研究进展*

妥进才 王先彬 周世新 陈晓东

(中国科学院兰州地质研究所, 气体地球化学国家重点实验室 兰州 730000)

摘要 总结了当今世界上有关深层油气的最新研究进展和勘探成果。指出: 众多的在埋藏深度和温度上均已超过油气“死亡线”的工业油气藏的发现对传统的油气成因理论提出了挑战。理论研究和实际勘探结果均表明, 烃源岩在较高的热演化阶段仍具有形成工业油气藏的成烃潜力, 深部地层裂缝和微破裂带是不封闭的, 流体可以沿此通道运移并储集, 深部有形成大型烃类矿藏的条件。

关键词 深层油气 研究进展 勘探成果 油气成因理论

众所周知, 石油理论的发展曾经经历过无机成因学中的地球深部成因说和宇宙成因说, 后又被有机早期成因理论所取代。本世纪60年代兴起的石油晚期成因理论虽然从很多方面解决了油气勘探中所出现的一些基本理论问题, 同时也在油气勘探实践中发挥了重要的指导作用, 但越来越多的勘探实践说明, 目前的干酪根晚期成油理论因近年来的一系列新发现而受到了严重挑战。这其中除了近年来发现的大量的未成熟和低成熟工业油藏以及较为普遍存在的非生物成因天然气外, 可能要首推深层油气的发现了。

深层油气在国外主要是指埋深在4 000 m以下的油气资源, 我国则主要是指现今主要勘探层位以下的油气资源, 深度上主要是指埋深在3 500 m以下, 这还应该包括目前埋深虽然不大, 但热演化程度却比较高的古生代海相碳酸盐岩烃源岩所生成的油气资源。

1 深层油气藏的温度

传统的干酪根晚期成油理论认为液态烃形成的温度范围为60~120℃(即 R_o 在0.6%~1.35%), 当地层温度超过120℃($R_o > 1.35\%$)有机质和液态烃将发生分解形成以甲烷为主的气态烃类(Hunt, 1979; Kartsev *et al.*, 1971; Vassoevich *et al.*, 1974; White D, 1975; Bostick, 1979)。Pusey(1973)在对世界上已发现的工业油气藏所处的温度和深度进行研究后发现世界上绝大部分已发现的石油均存在于65.5~149℃(150~300 F)的温度范围, 高于此温度石油将被天然气所取代, 并因此将该温度界限形象的称之为“液态窗”。

但近年来越来越多的勘探实际已越过了上述温度界限。在意大利发现了油层温度为153℃的油田(Neglia, 1979), 北海地区部分油层的温度处在165~175℃(Heum *et al.*, 1986; Horsfield *et al.*, 1992; Andresen *et al.*, 1993; Pepper and Dodd, 1995), 在美国Williston盆地发现温度为182℃的油层(Price, 1980)。美国的华盛顿油田(油层深度6 540 m)、巴尔湖油田(油层深6 060 m)、墨西哥湾盆地的帕拉顿、列依克、别尔油田以及密西西比拗陷的油层温

* 中国科学院资源与生态环境研究重大项目“深层油气地球化学特征与成因机理研究”(编号: KZ951-B1-414)资助。

收稿日期: 1999-10-05

度均已超过 200℃,波斯湾 Marun 油田产层的温度已超过了 230℃。俄罗斯滨里海盆地布拉海油藏的埋深已达 7 km,但并未发现明显的分解作用发生(Самвелов,1995),在 7 550 m 深度,温度 295℃条件下仍有液态烃聚集(梅赫季也夫,1991)。

2 深层油气的分布

在埋深方面,由于过去的勘探目标大都集中在盆地的中浅层,因而以前发现的油气田其埋深大都处在 4 000 m 以内。最近 20 余年来,随着中浅层勘探程度的不断提高,人们已经逐渐地把油气勘探的目标转向盆地更深的部位。目前开展过 4 000 m 以下深层油气勘探的国家有 70 多个,4 000 m 以下发现的油气田数量和储量也在与日俱增。在美国西内盆地阿纳达科凹陷米尔斯兰奇气田 7 663~8 083 m 的下奥陶统碳酸盐岩内发现了世界上最深的气藏,储量达 365 亿 m³,单井日产气 6 万 m³。在美国墨西哥湾密西西比三角洲的列克—华盛顿湖油田 6 540 m 深处发现了世界上最深的油藏。我国于 1998 年初在塔里木盆地塔中构造带上完钻的塔参 1 井为亚洲第一深井,完钻井深为 7 200 m,于 4 000 m 钻入奥陶系风化壳,并在 5 059~6 930 m 钻遇 12 段油气显示层段。我国最深的工业油田为塔里木盆地的东河塘油田,其油层埋深 5 700~5 800 m。在我国塔里木盆地目前已测试的 156 个油气层井段中,有 58 个油气层的底界均超过了 5 000 m。冀中拗陷从 1977 年开始进行深层油气藏的勘探,到目前,已钻探大于 4 000 m 的深井 176 口(1992 年以前),平均井深 4 521 m,在 4 000 m 以下的深探井中,有 37 口井获得了工业性的油气流,探井成功率达到了 21.4%。目前已发现 13 个深层油气藏,其中 7 个为油藏,2 个气顶油藏,3 个凝析油气藏。最深的油藏埋深达 5 200 m。此外还发现 10 个深层含油气圈闭。目前冀中拗陷深层探明储量占全拗陷已探明储量的 10%。此外,在东濮凹陷、黄骅拗陷和济阳拗陷也都进行了一些有目的的深层油气勘探工作。其中,东濮凹陷濮深 8 井最近在 4 500 m 以下的下第三系沙河街组 Es₃² 4 488.39~4 647.93 m 井段获工业油流,日产原油 23.93 m³ 和少量的天然气。东濮凹陷仅在前犁园次凹陷(东濮凹陷北部)就打了 10 多口深度超过 4 500 m 的深探井,而且取得了较明显的效果。黄骅拗陷近期首次在深层找到了亿吨级的古潜山构造,该亿吨级的石油构造名为“千米桥古潜山油气藏构造”,位于大港探区千米桥东北约 1000 m 的海滩上,在该构造上最近完钻的第一口探井“板深 7 井”完钻井深 5 190 m,钻遇 7 个油气层,厚 200 多米,两次求产分别获日产油 143 m³,气 27.5 万 m³ 和日产油 617 m³,气 18.9 万 m³ 的高产工业油气流。据专家预测,该构造的含油面积约 40 km²,油气当量约在 1.3 亿 t 左右。我国最深的四川老关庙含气构造产层深度达 7 153.5~7 175 m(戴金星,1989)。

国外在深层油气的勘探方面也取得了喜人的成果,前苏联的 24 个含油气盆地中,沉积地层厚度超过 6 000 m 的有 18 个,目前已在其中的 4 个含油气盆地中发现了埋藏深度大于 6 000 m 的工业油气藏。目前世界上已在 21 个盆地中发现了 75 个埋深大于 6 000 m 的工业油气藏。通过对世界范围内最终可采储量不低于 6 850 万 t(5 亿桶)油的大油田和不低于 850 亿 m³(30 000 亿立方英尺)天然气的大气田的统计表明,世界上大油气田共计 509 个,而产层深度在 4 000 m 以下的大油气田数有 29 个。它们主要分布在墨西哥湾的雷佛卡玛盆地(12 个)、坎佩切盆地(4 个)、委内瑞拉的东委内瑞拉盆地(2 个)、美国的二叠盆地(2 个)、法国的阿基斯坦盆地(2 个)、加拿大的斯科舍陆棚(1 个)和马更些盆地(1 个)、前苏联的滨里海盆地(1 个)和库拉盆地(1 个)、哥伦比亚的拉洛斯盆地(1 个)、沙迦的波斯湾盆地(1 个)

以及意大利的波河盆地和利比亚的锡尔特盆地等。世界 509 的大油气田在数量上仅占世界油气田总数的 1.7%,但其油气储量(2 032 亿 t 油当量,包括 1 232 亿 t 石油,99 万亿 m³ 天然气)却占世界油气总储量的 70%。其中,深度在 3 660 m 以下的大油田和大气田的储量分别占世界油气总储量的 2.9%和 3.1%。

从目前已发现的深层油气储量分布情况来看,深部中的大多数储量(63%的石油、53%的天然气和 86%的凝析油)分布于古老的被动大陆边缘,在所有不同大地构造类型的含油气盆地中均已发现深层油气田,但富集程度却大不相同(表 1)。年轻地台上所发现的深部油气田的探明储量远大于老地台上所发现的储量,并且已发现的深层油气田的数目也比老地台盆地多。

表 1 在 4~8 km 深度世界油气探明储量的分布

盆地	石油(×10 ⁸ t)	天然气(×10 ⁸ m ³)	油气总量(×10 ⁸ t 标准燃料)
老地台盆地	0.426	36 128.54	36.55
年轻地台盆地	27.14	13 564.01	47.70
地槽期后的盆地	1.40	2 393.45	3.79
地台后造山运动盆地	0.02	10 000.00	10.02
总计	29.98	62 086.00	98.06

注:据 C. И 马克西莫夫,转引自胡正钦,1988

表 2 是世界不同类型含油气盆地中已发现的埋深在 4 000 m 以下的深层油气藏的纵向分布与地层温度。从表中可以看出,具有一定温度和深度的深层油气藏有以下几个分布特点(胡文海等,1998):

表 2 世界不同类型含油、气盆地和地区 4 km 以下深度油气藏的纵向分布

深度 (km)	地台					褶皱区		
	古老		年轻			年轻		
	二叠、西 内部 盆地	北里海 盆地	中里海 盆地	亚述—库班 盆地	墨西哥湾 盆地外带	委内瑞拉 加里福尼亚 山间盆地	前高加索 前喀尔巴 阡拗陷	南里海、 墨西哥 湾内带
	古生界(中生界)		古生界(中生界)			新生界(中生界)		
<4	90~110 气	80~90 油	160~180 凝析气	150~180 凝析气	150~170 油	100~300 油	100~180 油	90~110 凝析气
4~5	凝析气	凝析气		气	凝析气		凝析气	油
	110~120 气	90~110 油	180~200	180~200	170~180	120~150 油	120~150 油	110~140 凝析气
5~6	凝析气	工业油流	凝析气	气	凝析气		凝析气	油
	130~150 气		>200	>200	180~200 凝析气	160~180 油	160~180	130~160 凝析气
6~7					气			油
	170~180 气				230			
7~8								

- 注:1. 表中数字为现代地温℃;
2. 边缘拗陷外带列入地台区,其内带及山间盆地列为褶皱带;
3. 表中产油、气层系,括号外为主要的,括号内为次要的;
4. 据 B. B 加里宁等资料,转引自刘淑萱,1983

(1) 4 000 m 以下的深层油气藏主要分布于阿尔卑斯褶皱区的山间盆地和边缘拗陷内带的新生界地层中,地层温度 90~180℃。尽管有的地方地层温度较高,但由于油气生成时代较新,热力作用时间短,所以在 6~7 km 深度仍有油藏保存,如前苏联的南里海盆地、前高加索、委内瑞拉的山间盆地、墨西哥湾内带等。

(2) 在南里海、墨西哥湾盆地内带新生代沉积拗陷区 4~7km 深处,由于存在异常高的地层压力使大量的石油溶于天然气中,因而除油藏外,还形成大量的凝析气藏。

(3) 古老地台区深 4~6 km 的现地层温度为 90~120℃(相当于古地温超过 150℃),以气藏为主,加凝析气藏,而在 6 km 以下仅见气藏而缺少油藏的原因可能是烃类化合物在较高的地温下作用时间过长(约不少于 2 亿年),致使烃类多由液态烃热转化为气态烃,如表中的二叠盆地、西内部盆地等。

(4) 年轻地台区,在以中生界沉积为主的中里海等盆地,深 4~4.5 km,现地温为 160~170℃,含油带过渡为含气带。在新生代仍经历强烈拗陷的墨西哥湾盆地外带,油、气相带更替深度约达 6 km,地层温度近 200℃。在上述两类地区中,生油岩系中的有机质均主要为腐泥型。但在亚述—库班盆地,生油气岩系中所含有机质以腐殖型为主,因而深 4~7 km 的范围内均以气藏、凝析气藏为主。

(5) 据分析,液态烃完全消失的最大深度为 8 km,地层温度大于 200℃;气藏分布的最大下限深度为 10~12 km,地层温度为 300~350℃;低于此下限,天然气和水将以蒸气状态混合物形式存在。

3 深层油气形成的物质基础

同中浅层油气的形成一样,深层油气藏的形成同样需要具备一定含量有机质的烃源岩作为成烃的物质基础。研究表明,在大多数含油气盆地的 4 000~9 000 m 的深层,广泛分布着既能生油又能生气的烃源岩。深层烃源岩的存在是深层油气藏形成的不可缺少的条件。深层的烃源岩既可以是碎屑岩(泥岩、粉砂岩),又可以是碳酸盐岩(白云岩、泥灰岩、灰岩),也可以是介于上述两种岩性之间的过渡类型的岩石(泥质—碳酸盐岩)。在形成条件上,深层烃源岩主要是一些海相、滨岸—海相、泻湖相和湖相条件下形成的岩石类型。深层烃源岩的有机碳含量一般变化在 0.25%~6%,其有机碳含量的高低主要取决于其形成时的沉积环境和所处的沉积相带中有机物质的贡献量,而与其埋深没有关系(表 3)。其生烃潜量也并没有因其所处的埋深较大而有显著的降低。表 4 中的数据说明,即使在现代地温 220~296℃的条件下,3 口超深井内的下白垩统、上泥盆统一石炭统和上侏罗统的生油气岩也没有丧失其生成液态烃的能力。

表 3 深部沉积岩分散有机质含量

含油气盆地及地区		深度(m)	地层	有机碳含量(%)
前苏联	西西伯利亚南部	4 591	志留系	3.6
	滨里海	5 250~5 400	中石炭统	1.5~6.1
	加利福尼亚湾	6 099	中新统	2.31
美国	墨西哥湾盆地	6 894.9	侏罗纪	0.95
	二叠纪盆地 特拉华拗陷	7 083~7 394	下古生界	2.89~5.27
		8 535	下石炭统~泥盆系	2~6
	阿纳达科盆地	9 247	寒武~奥陶系	0.27

注:据美国、前苏联两国部分深井资料

表 4 超深井岩芯样品的有机地球化学研究

参 数	井 号		
	扎科布斯—1 (墨西哥湾盆地)	贝尔塔·罗杰斯 (阿纳达科坳陷)	马克·涅尔 (西内部含盐盆地)
深度(m)	7 544	8 442~8 470	6 894~6 905
地层时代	K ₁	D ₃ ~C ₁	J ₃
温度(℃)	296	230	220
有机碳含量(%)	0.48	3.59	3.00
镜质体反射率R _o (%)	4.4~4.8	4~4.5	2.74
藻质体含量(%)	80	85	75
C ₁₅₊ (×10 ⁶)	2 200	3 010	1 886
族组成 (%)	饱和烃	48	—
	芳香烃	23	—
	非烃+沥青质	28	—
氢指数(I _H)	44	132	157
产油指数(ODI)	0.5	0.5	0.7

注: 据 М. И. Лоджевская, 转引自胡秋平等, 1998

4 深层油气的稳定性

烃类在石油形成时的温度条件下是不稳定的观点已被许多学者所认可(Landes, 1967; Colombo, 1967; Evans, 1974; Hunt, 1979; Waples, 1983; Tissot and Welte, 1984)。在储层温度高于 150℃ 时, 油气储层中的气/油比随着埋深的增加而升高, 并在温度高于 200℃ 时被天然气所取代(Hunt, 1996)的油气分布规律也使许多学者确信石油和天然气在 150~200℃ 的地温条件下是不稳定的, 在漫长的地质历史时期内石油将会受热而裂解为轻质烃并最终变成甲烷和碳沥青(Landes, 1967; Quigley and Mackenzie, 1988; Barker, 1990; Braun and Burnhan, 1992; Ungerer, 1993; Hunt, 1996)。以镜质体反射率 R_o 作为热演化的尺度, Hunt (1979) 以及 Tissot 和 Welte (1984) 为石油和天然气的形成勾勒出了一幅近乎完整的热演化图景, 即烃类开始形成于 $R_o=0.5\% \sim 0.6\%$, 在 $R_o=0.9\%$ 时, 液态烃的生成达到最大值, 同时大于 C_{15+} 的重烃也因受热而开始裂解。在 $R_o=1.35\%$ 时, 所有的 C_{15+} 的重烃都因受热而被破坏。到 $R_o=2.0\%$ 时, 只有甲烷被认为是稳定的, 而到 $R_o=4.0\%$ 时, 甲烷也遭受到高温的破坏, 与此同时, 岩石开始进入变质作用阶段。

最近越来越多的研究结果已经证实, 上述观点存在着很大的局限性。Mango (1991) 通过实验室模拟和对自然样品的研究认为, 在热变质条件下, 石油的热稳定性至少要比其干酪根前身物高 3 倍, 热动力学研究结果认为丙烷在 200℃ 条件下的半衰期(half-life) 约为 8×10^8 a (Laidler *et al.*, 1962)。Behar and Vandenbroucke (1996) 通过高温高压热模拟实验结果证实 $n-C_{25}$ 在高于 180℃ 的地温条件下至少要经过 1 千万年以上才会有可检测得到的裂解作用发生。Mango (1991) 的研究结果也表明十三碳环己烷(Tridecylcyclohexane) 在 150℃ 条件下的半衰期为 6×10^9 a, 并由此推断(Quigley and Mackenzie, 1988) 那些高分子量的烃类只有在高温(150~190℃) 条件下才能热裂解释放气体。Price (1993) 的研究结果表明, 大于 C_{15+} 的重烃在 R_o 远大于 1.35% 时仍是稳定的, 甚至在 R_o 达到 7.0%~8.0% 时仍然有可检测得到的液态烃存在。Т. Хоажсон 和 Т. Вейкер (1985) 的实验结果表明, 石油加热至 428℃, 在没有置换反应的条件下, 没有发现结构发生破坏和向凝析油或天然气或石油焦方向的转化。据

A. Петров(1985)的研究资料,石油在 300℃加热条件下,20 天内也不改变其成分,当加热至 400℃以上时,石油便急剧分解。Price(1977)在长达 90 天的重油热解实验表明,热裂解反应很快达到平衡状态,这种 350~375℃的含水封闭高压系统的热解超过 90 天,也未见热解产物有进一步增加的迹象。

关于甲烷在高温条件下的化学稳定性,人们已基于化学热力学作过理论计算(Hunt, 1975; Takach, 1987; Barker, 1992)。Takach(1987)认为在不活泼的储层中地层温度达到 320℃时,大部分甲烷不会发生分解。Burrus(1993)指出,理论计算证明在 800℃、10 kbar 或更大压力下,甲烷是稳定的,这相当于 35~40 km 深处,并且在有石墨存在时甲烷的稳定性会更高。C. W. Hunt(1992)亦指出,在高压条件下,即使在很高的温度下,烃类也能稳定存在。J. Hunt(1975)通过计算认为,在无水的非活泼性储层中,温度达 550℃时甲烷仍不会分解,如果有大量水和硫酸盐存在,则甲烷分解为 H_2S 和 CO_2 。Barker(1992)研究表明,储层的矿物组合特征和是否有石墨存在对深层气的气体组分有很大影响,在有石墨存在的地层中甲烷可以保存到至少 12 000 m(相当于地温 235℃)。所有深部具有 CH_4 的地层,均具有一个共同的特征,既若为高级变质,其中必有石墨,若为低级变质,其中必有含碳物质或石墨化碳,由此, Burass(1993)得出结论,在含碳的地壳岩石中,甲烷不存在其稳定性的温度上限。

5 深层油气的储集空间

在深层油气藏的储集性能方面,许多国家都获得了关于深部烃类储集体的大量资料。研究表明深部仍存在形式各样的储集体:有孔隙型、裂缝型、溶洞—裂缝型、孔隙—裂缝型以及其它类型的碎屑岩和碳酸盐岩储集体。表 5 中的数据说明,在埋深从 4 175~8 088 m 深度段,储层中的孔隙度仍然高达 8%~35%,而其渗透率也高达 $(120\sim100)\times 10^{-15}/m^2$ 。

表 5 美国含油气盆地深部主要储集体类型

盆地或 坳陷	深度 (m)	时代	孔隙率(%)	渗透率 ($10^{-15}m^2$)	储集体岩性	储集体类型	烃产量 ($10^3m^3/d$)
二叠纪盆地 (特拉华坳陷)	4 175~7 200	Є~O	8~10	120~1 000	碳酸盐岩	蚀洞—裂缝	2 800
墨西哥湾外带 (列克—华盛顿湖)	6 530	N ₂	35	620	碳酸盐岩	裂缝	1 600
西内部盆地 (阿纳达科坳陷)	8 088	Є~O	35	620	碳酸盐岩	裂缝	—

注:据杜建国等,1992

深层油气的储集岩可能是各种成分的沉积岩,甚至是基底结晶岩。P. T. Самбелов(1995)研究表明,随着埋深增大,岩石储集性能得以保存的一个重要因素是其中饱含有液态烃和气态烃。在孔隙空间充填纯油时(不含水和其它化学活性组分),次生矿物的形成受到强烈的抑制,或者不会发生。如果流体处在异常高的地层压力条件下,对岩石储集性能的保存将会产生有利的机械影响,阻碍岩石的机械压实和裂缝闭合。在储集性能的形成过程中,岩石破裂起着十分重要的作用。虽然岩石的破裂使孔隙空间体积的增大并不显著——由百分之零点几到 2%~3%,但却能使渗透率明显增大。P. T. Самбелов 及 B. Л. 卡比雪夫认为,活跃的欠压

实因素以及同时在已形成的裂缝中充填溶液(主要是饱和 CO_2 、 CH_4 、 H_2 的无机流体)对深层次生储集层的形成将会产生重要的作用。

前苏联地质学家 Т. В. Дмитриевская 等人对碳酸盐岩平均孔隙度与深度之间的关系进行了统计学处理。其结果发现,从 4 km 深处起,碳酸盐岩的平均孔隙度有随深度增大的趋势,由 3% 增大到 25%; 而到 8 km 深度孔隙度平均值比较稳定,为 8%~10%, 同时应该注意到,大约从 6 km 深处开始,裂缝储集体的比例可能开始占优势,但是裂缝储集体的有效容积只相当于孔隙型储集体的 1/50~1/80。所以,在大于 6 km 深度,只有当发现规模较大的有效厚度储集体的油气藏时,才有可能较大地增加油气储量。

超深钻井资料表明,过去认为坚固而致密的结晶岩中存在许多结构松散带。欠压实带和松散带常见于 6 km 以下的沉积岩和结晶层中。研究表明,深部地层裂缝和微破裂带是不封闭的,流体可以沿此通道发生运移并储集,深部有形成大型烃类矿藏的条件。

6 深层油气资源量和我国的深层油气资源前景

世界 509 个大油气田仅占世界油气田总数的 1.7%, 但其油气储量(2 032 亿 t 油当量, 包括 1 232 亿 t 石油, 99 万亿 m^3 天然气) 却占世界油气总储量的 70%。其中 3 660 m 以下的大油田和大气田的储量分别占世界油气总储量的 2.9% 和 3.1% (胡秋平等^①, 1998), 随着深层油气勘探工作的进行, 深层油气在世界油气总储量中所占的份额将会有大幅度的提高。

中国深部油气资源量占全国油气总资源量的 28% (李小地, 1994), 按此比例估算, 在我国 1331.8 亿 t 油气总资源量中(其中油 814.7 亿 t, 气 517 080 亿 m^3 = 517.08 亿 t 油), 深层油气资源量为 372.9 亿 t (其中油 = 228.1 亿 t, 气 144 783 亿 m^3 = 144.8 亿 t 油)。塔里木盆地油气资源中有 46.4% 的油和 59.2% 的天然气资源分布在 4 500 m 深度以下(沈成喜等, 1994)。根据全国二次资源评价结果和各油田针对深层的资源估算情况, 整个渤海湾盆地新生界深层剩余石油资源量为 45 亿 t 以上, 剩余天然气资源量为超过 7 000 亿 m^3 (据胡秋平等, 1998)。

参 考 文 献

- 1 刘淑莹主编. 深层油气藏储集层与相态预测. 北京: 石油工业出版社, 1992.
- 2 李小地. 中国深部油气藏的形成与分布初探. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 34~39.
- 3 符晓. 开展深源成油气藏的研究. 石油实验地质, 1988, 10(2): 51~53.
- 4 孙坦编译. 深部天然气. 地质科技动态, 1988, (11): 12~14.
- 5 Левшунова С. Л. 外部氢源对沉积岩中烃类形成的必要性. 石油地质与实验, 1996, 3: 93~94.
- 6 Самбелов Р. Т. 深部油气藏的形成和分布特征. 王金梨译. 石油地质信息, 1996, 17(3): 133~139.
- 7 Лоджевская М. И. 深部地层的含油气性. 夏明生译. 石油地质情报, 1992, 13(1): 13~16.
- 8 Вольфовский В. С. 陆壳烃类非生物成因的新观点. 任愈译. 石油地质信息, 1992, 16(1): 10~13.
- 9 梅赫季也夫 П. Г. 深部地层含油气性的地温前提. 何积厚译. 石油地质信息, 1993, 14(3~4): 1~4.
- 10 Дмитриевский А. И. 深部含油气性理论和预测的系统方法. 李晓民译. 石油地质信息, 1995, 16(3~4): 27~29.
- 11 Смаробинец И. С. 深部烃类矿藏的分布和形成的地质地球化学特征. 黄金贵译. 石油地质信息, 1997, (1): 54~57.
- 12 马克西莫夫 С. П. 深层油气的形成与分布. 胡征钦译. 北京: 石油工业出版社, 1988. 285.
- 13 Claupool G. N. 沉积盆地中深成天然气勘探. 叶军译. 石油地质与实验, 1985, 3: 59~60.

^① 胡秋平, 等. 与我国渤海湾盆地深层类似的国外盆地石油地质特征研究. 中国石油天然气集团公司信息研究所, 1998 年 10 月.

- 14 Barker C and Takach N E. Prediction of natural gas composition in ultradeep sandstone reservoir. AAPG, 1992, 76 (12):1859~1873.
- 15 Burruss R C. Stability and flux of methane in the deep crust a review. In: The Future of Energy Gases. U. S. Geological Survey Professional Paper 1570, 1993, 21~29.
- 16 Dyman T S, Rice D D, Schmoker J W, *et al.* Geologic studies of deep natural gas resource, in the United States. In: The Future of Energy Gases. U. S. Geological Survey Professional Paper 1570, 1993, 171~203.
- 17 Hunt J. Is there a geochemical depth limit for hydrocarbons? Petroleum Engineer, 1975, 47(3): 112~127.
- 18 Mango F D. The stability of hydrocarbons under the time—temperature condition of petroleum genesis. Nature, 1991, 352:146~148.
- 19 Mango F D and Hightower J. The catalytic decomposition of petroleum into natural gas. Geochim Cosmochim Acta, 1997, 61(24): 5347~5350.
- 20 McNeil R I. Thermal stability of hydrocarbons; Laboratory criteria and field examples. Energy & Fuels, 1996, 10:60~67.
- 21 Price L C. Aqueous solubility of crude oil to 400℃, 2000 bars pressure in the presence of gas. J Petrol Geol., 1981, 4: 195~223.
- 22 Price L C, Clayton J L and Rumen L L. Organic geochemistry of the 9.6km Bertha Rogers No. 1 well, Oklahoma. Org Geochem, 1981, 3:59~77.
- 23 Price L C. Organic Geochemistry of Core Samples from an ultradeep hot well (300℃, 7km). Chemical Geology, 1982, 37:215~228.
- 24 Price L C. Thermal stability of hydrocarbons in nature: Limits, evidence, characteristics, and possible controls. Geochim Cosmochim Acta, 1993, 57:3261~3280.
- 25 Sackett W M. The thermal stability of methane from 600 to 1000℃. Org. Geochim., 1995, 23(5):403~405.
- 26 Schenk H J, Primio R D and Horsfield B. The conversion of oil into gas in petroleum reservoir, Part 1: comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodeltaic origin by programmed—temperature closed—system pyrolysis. Org. Geochem., 1997, 26(7/8):467~481.
- 27 Schoell M. Multiple origins of methane in the Earth. Chemical Geology, 1988, 71:1~10.
- 28 Simoneit B R T. Aqueous high—temperature and high—pressure organic geochemistry of hydrothermal vent systems. Geochim Cosmochim Acta, 1993, 57:3231~3243.
- 29 Takach N E, Barker C and Kemp M K. Stability of natural gas in the deep subsurface: Thermodynamic calculation of equilibrium composition. AAPG, 1987, 71(3):322~333.
- 30 Wyman R E. Challenges of ultradeep drilling. In: The Future of Energy Gases, U. S. Geological Survey Professional Paper 1570, 1993, 205~215.