

天然气地质 研究论文集

《天然气地质研究论文集》编委会 主编

石油工业出版社



070366

天然气地质研究论文集

《天然气地质研究论文集》编委会 主编



石油工业出版社

内 容 提 要

本书收集了石油天然气总公司近期有关天然气方面的主要科研成果,计 17 篇文章。按其内容可分为三部分:以典型气藏为例,分析了气藏的形成及富集规律;天然气的地球化学特征在勘探中的应用以及模拟实验的应用。书中还汇集了我国天然气勘探研究的新方法。

本文集可供石油、地矿等部门的天然气生产、科研人员使用,也可作为有关院校师生的参考书。

天然气地质研究论文集

《天然气地质研究论文集》编委会 主编

石油工业出版社出版

(北京安门内安华里二区一号楼)

北京吴海印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

787×1092毫米 16开本 9¹/₄印张 231千字 印1—2,800

1989年11月北京第1版 1989年11月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-0409-7/TE·398

定价: 3.70元

《天然气地质研究论文集》编委会名单

主任委员：戴金星

副主任委员：张厚福 郝石生

委员（按姓氏笔划）：王 捷 程克明 黄汝昌 戚厚发 裴锡古

目 录

加速天然气勘探步伐努力寻找大中型气田·····石宝珩 戚厚发 戴金星 孔志平 (1)	
四川盆地碳酸盐岩气藏的成藏模式·····李一平 (8)	
松辽盆地北部天然气藏的形成及富集规律·····牛克智 (17)	
前梨园洼陷杜寨超压致密气藏储集层特征及富集因素·····朱家蔚 袁正文 王生朗 (24)	
孤岛油气田浅气藏形成条件及分布规律·····向奎 李学田 王淮远 (32)	
柴达木盆地东部三湖地区第四系气藏类型及富集规律·····周翥虹 周瑞年 管志强 (41)	
鄂尔多斯地区下古生界天然气分布特征及远景·····王少昌 郝石生 (49)	
四川盆地阳新统水文地质条件对油气运移、聚集与保存控制的探讨 ·····杨家琦 秦成明 应丹琳 陶革 (57)	
鄂尔多斯盆地东部石炭系碳酸盐岩的沉积及储集层特征·····陈安宁 王世录 范正平 (68)	
四川威远气田多源气藏的成因分析·····戴金星 宋岩 戚厚发 闫霞 (74)	
松辽盆地南部天然气成熟度的确定·····王秀伟 赵秋元 (81)	
天然气成因类型及其识别标志 (以渤海湾盆地为例) ·····张厚福 吕福亮 (90)	
川中八角场大安寨组灰岩储集层沥青的地球化学特征及地质意义 ·····王廷栋 王顺玉 蔡开平 (101)	
源岩热演化过程中天然气生成量的计算·····程克明 关德师 童育英 陈建平 (110)	
热模拟中轻烃的收集及其石油地质意义·····张文正 裴戈 (118)	
有机质生气量理论计算方法的探讨·····王新洲 (126)	
罐装岩屑轻烃和碳同位素在油气勘探中的应用·····廖永胜 (138)	

加速天然气勘探步伐努力寻找大中型气田

石宝珩

(石油天然气总公司科学技术发展部)

戚厚发 戴金星 孔志平

(石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院)

摘要 本文简要回顾了我国天然气工业的发展历史,全面概括了近年来天然气的研究成果与进展。要高速发展天然气工业,就必须寻找大中型气田。在总结国内外大中型气田形成条件及富集规律的基础上提出:与继续扩大东部找油重点区天然气勘探成果的同时,应把南海大陆架莺歌海—琼东南—珠江口盆地、东海盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、准噶尔盆地作为寻找大中型气田的重点地区进行研究、勘探,并对其中有利区带进行了初步预测。

一、勘探回顾

我国是世界上开发、利用天然气最早的国家之一。早在战国时期,在四川临邛(今邛崃)的盐井中就发现了天然气,当时称之为“火井”(据《华阳国志》);公元前61年西汉年间在陕西鸿门(今神木县一带)发现天然气井,并立“火井祠”(据《汉书·郊祀志》)。1835年在自流井气田钻成了世界第一口超千米(1001.4m)的井。1850年左右,自流井气田已有10口采气井,年采气近亿立方米。

但是,纵观二千多年我国天然气工业的发展,直到近代,一直没有取得举世瞩目的突破性进展。解放前仅发现2个气田(石油沟、圣灯山);1950年年产气量仅 $646 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。解放后发展速度有了很大提高。

1965—1971年发现了威远气田,它是迄今我国陆上最大的气田。1976—1980年在川东开辟了石炭系的新领域,发现了卧龙河气田,同时在川西北也发现了中坝气田。这样,70年代后期天然气年产量超过了 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。发展速度还是快的,但仍远远满足不了我国国民经济发展的需要。

为了加速我国天然气工业的发展,在“六五”、“七五”期间,我国广大科技人员对勘探天然气进行了广泛深入的研究,并已在研究和勘探方面取得了可喜的进展。

1. 煤成气理论的建立

“六五”期间,通过对煤成气的研究,形成了一套较完整的煤成气地质理论,为我国天然气的勘探和开发开辟了新领域,并在勘探中见到了好的效果。

(1)将石油天然气地质学和煤田地质学紧密结合起来,综合利用地球化学分析、热模拟实验结果,并结合自然界煤系有机质热演化规律,总结出煤系有机质成烃特征及成烃模式。打破了煤系不利于形成油气的旧传统观念,使找气领域从含油盆地、含油地层,扩大到含煤盆地、含

煤地层，从而开辟了油气勘探的新领域。

(2) 在系统研究、总结煤成气的地球化学基础上，指出煤成气具有碳、氢同位素重、汞丰度高、苯含量高等 10 多项判别指标，有效地将煤成气和油型气区别开来。

(3) 总结出生气中心及其周围有利于形成成群成带的煤成气藏，较好的储集层是制约煤成气藏形成和富集的因素之一，区域盖层是煤成气藏形成和富集的重要条件，临近生气中心的古构造是发现煤成气藏的有利场所等我国煤成气藏的形成条件与富集规律。这些煤成气藏形成条件与富集因素的提出，有效地指导了煤成气的勘探。

(4) 利用煤层厚度、煤系泥岩厚度、有机碳含量、热演化程度和产气率等参数，使用现代计算机技术，测算出我国煤成气的远景资源量为 $5.79 \sim 15 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。预测石炭-二叠系、侏罗系和第三系等含煤层系是我国煤成气的主要源岩；并预测四川盆地、鄂尔多斯盆地、华北盆地、松辽盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地、楚雄盆地、东海盆地和琼东南盆地是我国煤成气有利勘探地区。

(5) 勘探上有两个主要发现：一是发现渤海湾、东海、琼东南和松辽一批新的煤成气盆地；二是发现了一批煤成气田，扩大了我国天然气的储量，主要有：在琼东南盆地发现崖 13-1 气田，储量近千亿立方米，是我国目前最大的气田；在渤海湾盆地发现文留、白庙和苏桥等一批煤成气田；在东海盆地发现平湖气（油）田和 3 个含气构造；此外，在鄂尔多斯、松辽和四川盆地也都发现了一些煤成气田。

2. 天然气研究新进展

“七五”期间，在“六五”煤成气研究的基础上，又扩大为对我国天然气进行全面研究与勘探。三年来，无论在理论认识上和勘探发现上都有新的进展。

(1) 对我国三大岩类（泥质岩、煤、碳酸盐岩）不同母质类型源岩的生烃潜力和热演化特征开展全面、系统地模拟实验研究，同时还开展了生物降解气人工模拟实验研究，这为评价我国天然气的资源潜力和勘探前景提供了基础参数和理论依据。

(2) 对我国不同成因类型天然气的生成条件、地球化学特征和识别标志开展了系统研究，特别是在天然气多源成因、多源气的判别、多源气藏形成条件研究上获得了很大进展。

(3) 通过对我国已知典型气藏的解剖，总结出不同地质条件下天然气藏形成的地质因素及分布规律，并得出纵向气层多层叠置是我国天然气地质的一大特征，将会有效地指导新区、新层系的天然气勘探工作。

(4) 初步预测我国天然气的总远景资源量为 $33 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，展示了我国天然气的良好勘探前景。

(5) 三年来又发现一批新的气田和勘探目标，主要包括：在川中磨溪地区三叠系雷口坡组孔隙性针孔白云岩中，发现了四川盆地第三大气田磨溪气田；在川东石炭系新发现 5 个含气构造，进一步扩大了石炭系的勘探成果；在鄂尔多斯盆地内部下古生界打出一批工业气井，开拓了华北地台下古生界碳酸盐岩层系找气的新领域；在新疆北三台地区发现侏罗系中型气田，为准噶尔盆地发现更多更大的气田揭开了序幕；在松辽盆地发现汪家屯气田，是个气源来自侏罗系含煤地层的中型煤成气田，说明在松辽盆地勘探煤成气潜力较大；在柴达木盆地东部第四系发现台南含气构造并获高产气井。

(6) “七五”时期前三年天然气探明储量不断增长,年增长率为 30.33%,前三年年平均探明天然气量为“五五”期间的 145%、“六五”期间的 131%,成为我国建国以来最好时期之一。

尽管我国天然气工业有了长足的进展,但与世界天然气工业的发展速度相比、与国民经济的需求相比,差距还很大。天然气工业发展的突出矛盾,一是油气产量/能量比不协调,世界上油气产量/能量比约为 1.5:1,美国为 1.1:1,苏联为 0.9:1,而我国为 9:1;二是探明天然气储量少,且探明储量中能适于高速开采的纯气藏的储量比例不大(仅 43%);三是大中型气田少,小型气田多,至今我国尚未发现储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 的大气田。

二、大气田的形成条件及分布规律

关于划分大气田的储量规模,目前尚无统一的标准。大致有三个方案,即将可采储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 、 $700 \times 10^8 \text{m}^3$ 与 $300 \times 10^8 \text{m}^3$ 的气田定为大气田。

按苏联 И. И. 涅斯捷罗夫等人的意见,将可采储量大于 $300 \times 10^8 \text{m}^3$ 的定为大气田,以此统计全世界有 251 个大气田,其可采储量合计为 $89.5 \times 10^{11} \text{m}^3$,占世界总可采储量的 83%。分析这些大气田形成条件与分布规律,对我们是有借鉴意义的●。

1. 大气田的形成条件

(1) 充足的气源。西西伯利亚盆地的大气田和巨型气田均分布在生气强度大于 $30 \sim 60 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 范围内;北海南部及荷兰格罗宁根等大气田,则由巨厚的石炭系含煤地层提供了充足的气源。

(2) 良好的储集层。砂岩仍是目前发现的大气田的主要储集层,其所占大气田数及可采储量的比例分别为 56.5% 与 66.8%,碳酸盐岩储集层分别占 32.2% 与 31.9%。粉砂岩及其他岩类的储集层只占少数。

从统计资料看,大型气田储集层的孔隙度一般大于 15%,渗透率大于 $5 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$ 。

(3) 以构造圈闭为主。从 251 个大气田的统计资料表明,以构造(背斜、断块、盐丘)圈闭为主,共 202 个,占大气田总数的 91%。其中又以背斜圈闭为主,占大气田总数的 69.4%。其他类型的圈闭(地层、岩性、礁等)只占次要地位。

(4) 良好的保存条件。世界大气田的 70% 以上为泥岩盖层,膏盐沉积作为盖层的大气田约占 20% 左右。而少量的冰成盖层(多为甲烷水化物层)主要分布在极地的含油气盆地中(如阿拉斯加古比克气田)。

良好的区域盖层是大气田形成的必备因素。虽然盖层厚度与气田储量规模并未发现有线性关系,但大气田分布区总有相当厚度的区域封闭盖层与之相匹配。

2. 大气田的分布规律

(1) 大气田主要分布在地台拗陷区,其大气田数占大气田总数的 91.4%,并且主要是在年轻地台上。如苏联储量大于 $1 \times 10^{11} \text{m}^3$ 的超巨型气田主要分布在西西伯利亚、中亚及北高加索等年轻地台上。在地台与地槽交界处的边缘拗陷区,亦是大气田分布的重要地区,

● 统计资料依据张怡容等,“世界天然气分布特征规律及控制因素”,国外油气田数据库应用之一,1988 年。

已探明储量 $32 \times 10^{12} \text{m}^3$, 占总储量的 36%。已探明天然气储量的 7% 是分布在陆壳与洋壳交界处的拗陷区。

(2) 大气田主要分布在中生界, 同时也分布在古生界和新生界。中生界有 129 个大气田, 其可采储量占总储量的 53.5%。主要分布在阿尔及利亚、西西伯利亚、墨西哥湾, 中亚等地。古生界有 49 个大气田, 其可采储量占总储量的 29.6%。大部分是分布在北美和欧洲克拉通盆地。新生界第三系有 63 个大气田, 其可采储量占总储量的 16.8%。

(3) 目前已发现的大气田其埋深大多小于 3000m。占可采储量的 42.2% 在 1000~2000m 范围内; 28.1% 分布在 2000~3000m 范围内。

三、我国寻找大气田的前景

尽管我国目前尚未发现储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上的大气田, 但我国有发展天然气的良好地质基础。气源多, 气藏类型多, 分布层位广, 而且资源丰富。只要进一步加强天然气研究和勘探、开发工作, 我国天然气工业将会有重大发展。

1. 寻找大中型气田的条件

我国天然气地质条件, 特别是大、中型气田形成的地质条件如何呢? 以我国目前天然气田现状分析可以得出一定认识。

到 1988 年底, 全国共发现 94 个气田, 其中共有 12 个中型气田 (表 1)。这些气田形成的基本条件是:

(1) 气源岩的厚度不小于 250m。按源岩时代分, 以中、新生代为主。12 个气田中, 4 个为下第三系, 2 个为侏罗系, 另外有 2 个属石炭-二叠系, 其余 4 个为多源气。

形成较大气田, 气源岩要有一定的规模和一定数量的生气强度。这 12 个中型气田的源岩厚度最小为 250m, 一般均在 350m 以上; 生气强度最小为 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$, 一般均在 $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 以上。

(2) 以砂岩储集层为主。从震旦纪至第三纪共有九个储集层时代。12 个气田中有 7 个为砂岩储集层 (58%)。其次为碳酸盐岩, 个别气藏为变质岩等非沉积岩类。

储集层的厚度最小为 12m, 最大在 300m 以上, 一般为 100m 左右。

碳酸盐岩储集层的平均孔隙度在 3% 以上, 渗透率一般大于 $1 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$ 。

砂岩的孔隙度一般大于 12%, 渗透率一般不低于 $3 \sim 5 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$ 。

(3) 构造为主的圈闭条件。12 个中型气田的圈闭, 8 个为背斜型, 4 个为断块型, 至今还未发现 1 个储量大于 $100 \times 10^8 \text{m}^3$ 的非背斜型圈闭形成的气田。

圈闭面积最小者为 10.8km^2 , 最大者为 250km^2 。

(4) 以泥岩为主的良好的区域盖层条件。在 12 个气田中, 盖层以泥质岩为主的有 9 个, 其余三个为膏盐层, 个别气藏为致密白云岩盖层 (中坝雷三气藏)。

除磨溪气田硬石膏 (直接) 盖层厚度为 6.6m 外, 其余气田区域盖层的厚度均在 50m 以上。

上述四个基本条件中所列具体数据, 只是根据已知 12 个气田资料统计得来的, 尚不能作为“下限值”看待。而且有些地质参数可以相互补偿, 比如圈闭面积小可用储集层厚度大来补偿, 储集层厚度小可用孔隙度高来补偿等。

表 1 我國中型氣田基本要素表

气田名称	圈闭类型	源 岩		储 集 层			盖 层		埋藏深度 (m)				
		时 代	厚 度 (m)	生 气 强度 ($10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	时 代	岩 性	厚 度 (m)	孔 隙 度 (%)		透 透 率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	时 代	岩 性	厚 度 (m)
威远气田	背斜	Z	300	10.1	Z	碳酸盐岩	70~100	3.22~3.26	1~38	<	页 岩	100~300	3000
卧龙河气田	背斜	多源	1500(其中泥岩500m)	38~76	T-C	碳酸盐岩	315~335	5~6		T	硬石膏 泥岩	50~70	3200
磨溪气田	背斜	T	150~170	50	T	碳酸盐岩	5~18	9~11.7	5~10	T	硬石膏 泥岩	6.6	2655
中坝气田	背斜	T			T	砂白云岩	110 46~74	6.6 2.4~5.6		T	泥页岩 致密白云岩	500 100	3000
文留气藏	背斜	C-P	250	55	Es	砂 岩	102	12.5	3~5	Es	膏 盐	320~650	2300~3500
板桥气田	断块	E	100~1100	3.5~35	Es	砂 岩	50~250	14.1~17.8	137~162	Es	泥 岩	400~500	2800~3800
苏桥气田	断块潜山	C-P	250	50	0	碳酸盐岩	120~180	2~3.8		C-P	泥 岩	250	4800~5000
汪家屯气田	断块	J	350	60	K	砂 岩	86	16	0.2~258	K	黑色泥岩	60~70	1700
兴隆台气田	断块	T	860	38	T	砂 岩	150	18.6	1789	T	泥 岩	50~400	1240~2800
柯克亚气田	背斜	J	300	>20	N	砂 岩	12~17	12~17	2~50	N	砂泥岩	>300	3100~4000
锦州20-2气田	断块-背斜	E	>800	>30	E	砾岩-碳酸盐岩	12~35.8	1.78~24.9	0.21~149	Ed	泥 岩	400~600	2200
雄13-1气田	背斜	E	50~480	50	E	砂 岩	130~270	14.9	215	N	泥 岩	290~370	3600

注：未帶範圍號的為平均值。

还需指出,上述几项基本条件不能孤立看待,只有相互配置得当,才能形成较大规模的天然气聚集。

要高速发展天然气工业,就必须努力寻找大、中型气田。从我国天然气地质条件及大中型气田成藏基本条件分析出发,认识我国不同地区的天然气远景,选择有可能找到大气田的地区作为主攻方向。

我国东部找油重点勘探区(包括渤海湾盆地、松辽盆地等)应以寻找中型气田及小气田群为主,并注意深层气的勘探,努力开发油田伴生气,充分发挥老油田的优势,提高天然气的利用效率。

2. 重点区带

为加速我国天然气工业的发展,必须在战略部署上以有可能发现大中型气田的区带为重点。通过研究,这些区带主要是:

(1) 东海—南海大陆边缘盆地。这些盆地处于太平洋西部大陆架及其沿岸第三系聚煤带中。此带从北端西堪察加盆地,经萨哈林—鄂霍次克盆地、石狩盆地、台西盆地、琼东南盆地、以至南端的暹罗湾—马来盆地,均发现有第三系煤成气田。在西堪察加盆地,含煤地层生气强度为 $70 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;在萨哈林—鄂霍次克盆地达金组含煤层系,生气强度为 $36 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,该盆地已发现 25 个气田;在暹罗湾、马来盆地至少已发现 6 个大中型气田。

东海盆地位于该聚煤带的中部,面积为 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。新生代沉积巨厚,西湖拗陷最厚达 12000m,为多旋回含煤沉积,有机质以腐殖型为主。已发现和圈定局部构造 208 个,其中 21 个面积大于 100 km^2 。目前已发现一个油气田和 2 个含气构造。东海盆地寻找大中型气田的有利地区当属平湖拗陷和钓北拗陷。

南海大陆架莺歌海、琼东南和珠江口盆地是寻找大中型气田的有利益地。其中,琼东南盆地已发现储量近千亿立方米的崖 13-1 煤成气田。在该气田所处崖南断陷,渐新统崖城组最大生气强度超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。在崖南断陷已发现十多个较大局部构造,特别是崖 21-1 和崖 28-1 构造有可能形成大中型气田。在莺歌海盆地上第三系内发现大型砂岩体,且在乐东 30-1 打出高产气水流,展示了大气田的勘探前景。

(2) 中部克拉通盆地——四川盆地和鄂尔多斯盆地。世界大气田总数的 90% 以上分布在地台拗陷区。四川盆地和鄂尔多斯盆地位于我国中部克拉通盆地内,具有形成大中型气田的良好地质背景。

四川盆地具有面积大($18 \times 10^4 \text{ km}^2$)、沉积岩厚(6000~12000m)、气源岩多(从震旦系至上三叠统至少有 7 个层系)、储集层多(已发现 16 个工业气层)、局部构造发育(地面构造 257 个,潜伏构造 223 个)、远景资源量大(约 $8 \times 10^{12} \text{ m}^3$)等特点。现已发现威远、卧龙河、中坝等中型气田。四川盆地寻找大中型气田的有利地区应是乐山—龙女寺古隆起东南斜坡的下古生界、川中—川南过渡带的三叠系(重点为雷口坡组针孔白云岩发育区)和川东石炭系。

鄂尔多斯盆地面积大(地台区为 $26 \times 10^4 \text{ km}^2$)、沉积岩厚 5000~10000m,已发现上古生界和下古生界两套区域天然气生储盖组合,天然气的远景资源量约为 $3.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。继在盆地西缘断褶带发现几个小型气田之后,在盆地东部榆林—绥德地区较大范围内发现十余口工业气井,特别是盆地中部陕参 1 井,于奥陶系风化壳获得无阻流量日产 16×10^4

m^3 的气流, 展现了下古生界的良好勘探前景。该盆地近期勘探有利区应选在东部探区和伊盟隆起南坡。此外, 盆地西部气源条件好, 已发现天池高产含气构造 (初产气量为 $16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$), 也是寻找大中型气田的有利地区。

(3) 西北大型盆地——塔里木盆地和准噶尔盆地。塔里木盆地是我国最大的沉积盆地, 面积为 $56 \times 10^4 \text{km}^2$, 初步预测天然气远景资源量约为 $8 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。准噶尔盆地面积为 $13 \times 10^4 \text{km}^2$, 天然气远景资源量约为 $4 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。这两个盆地处于欧亚中下侏罗统含煤带东部。该含煤带西起高加索盆地, 经卡拉库姆盆地、塔吉克—阿富汗盆地、费尔干纳盆地, 直到我国境内的塔里木、准噶尔盆地。在西部苏联境内的盆地中已发现不少大中型煤成气田, 其中卡拉库姆盆地发现气田 12 个 (大部分为大中型气田)。

塔里木盆地是在古生代地台基础上发育起来的中新生代叠加盆地。最大沉积厚度逾万米, 有新生界、中生界、上古生界及下古生界四套成油气层系, 具大型背斜构造圈闭。在西南坳陷第三系已发现柯克亚中型气田; 在塔北隆起雅克拉构造奥陶系和轮南构造三叠系打出高产油气流。该盆地的塔北隆起、塔中隆起和西南坳陷都是寻找大中型气田的有利地区。

准噶尔盆地中部有石炭系、二叠系、三叠系和侏罗系四套生油岩系, 生油区内隆起 (或凸起) 上的大型构造 (如石南三号面积为 300km^2 等) 有可能形成大中型规模的天然气聚集。此外, 在盆地南缘坳陷可望找到以侏罗纪煤系为气源的大中型气田。

值得指出的是, 目前我国天然气地质研究工作, 特别是不同地质条件下的天然气成藏规律的研究工作深度还很不够。要在有利于大中型气田形成区内提出具体的勘探目标, 还有很多深入细致的研究工作有待继续进行。

参 考 文 献

- [1] 史训知, “煤成气的研究与进展”, 《煤成气地质研究》, 石油工业出版社, 1987 年。
- [2] 戴金星等, “鉴别煤成气的指标”, 《煤成气地质研究》, 石油工业出版社, 1987 年。
- [3] 包茨, 《天然气地质学》, 科学出版社, 1988 年。

四川盆地碳酸盐岩气藏的成藏模式

李 一 平

(四川石油管理局地质勘探开发研究院)

摘要 四川盆地上震旦统至中三叠统海相碳酸盐岩建造厚3000~6000m, 具有一定的生储盖条件。源岩多且成熟度高, 生烃及排烃量大, 以产热裂解干气为主; 储集层具低孔隙度及低渗透率的特点, 储集条件差; 两者组成自生自储、下生上储类型。生储盖组合配置较好, 且具备天然气的保存条件。目前已发现245个气藏, 气藏的圈闭类型主要是背斜构造。由于绝大多数的背斜构造形成时间晚, 与源岩的成油时间搭配差, 且储集层的孔隙度及渗透率低, 造成了气藏具有小、多、散的分布特点。

前 言

本文在分析盆地特有的基本地质条件后, 从四川盆地为压扭性盆地以及由此派生的油气藏类型主要是挤压褶皱背斜型油气藏系列这一特点出发, 根据背斜的形成先后、褶皱强弱并结合储集层特点等, 将气藏分为褶前型、古褶型、隆褶型及晚褶型四种基本成藏模式。其中, 隆褶型气藏是当前比较有前景的一种类型。值得进一步勘探。

一、成藏的基本地质条件

四川盆地是一个大型的沉积兼构造盆地, 面积为 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。在形成发展中经历了三个阶段, 即古生代至中三叠世广阔陆表海碳酸盐岩台地阶段(此时属扬子地台的一部分, 盆地尚未形成), 上三叠世至白垩纪末陆相萎缩型沉积盆地阶段及新生代构造盆地阶段。在碳酸盐岩建造中, 组成了三套不同的含气系列, 下古生界为变质程度高的热裂解气; 上古生界由多种类型的生烃源岩组成了煤型气、油型气及混合型热裂解气; 中下三叠统由多旋回沉积形成的油型气及凝析气组成。其含油气地质条件如下。

1. 烃源岩系多

从上震旦统至中三叠统各层均有一定厚度的烃源岩, 累计厚达 2900m, 其中 ϵ_1 、S、 p_1 、T_c 最好。由于成熟度普遍高, 故以产热裂解干气为主, 生、排油量均高, 气源十分丰富。

2. 储集层具低孔隙度、低渗透率特征

碳酸盐岩储集层除 S、D 及 C_1 等层分布局限外, 其它各层系均有广泛分布。储集层由不同孔、洞、缝、喉搭配构成不同的储集类型(表 1)。据对盆地内 17867 块碳酸盐岩储集层的样品分析, 平均连通孔隙度为 1.7%, 渗透率小于 $10^{-8} \mu\text{m}^2$ (表 2)。储集层的裂缝空隙度为 0.03~0.14%(据 p_1 332.29m 的岩芯统计), 是储集层内油气的主要渗透通道。在普遍分布的低孔隙度、低渗透率碳酸盐岩储集层中, 紧靠几个侵蚀面下方的一定深

度内, 由于受古裂缝、古岩溶、深岩溶等影响, 形成的不规则溶蚀孔、洞、缝相对发育, 使碳酸盐岩储集层孔隙低中有高, 组成了非均质的碳酸盐岩储集岩。

表 1 碳酸盐岩孔隙类型

孔 隙	粒间孔
	粒内孔及印模孔
	体腔孔
	生物钻孔
	生长骨架孔
	窗格孔
	晶间孔
洞 穴	孔隙性溶洞
	裂缝性溶洞
	易溶物溶洞
	砾间洞穴
裂 缝	成岩缝
	风化缝
	构造缝
	溶蚀缝
	压溶缝
喉 道	喉状粒间喉
	板状或片状晶间喉
	纤维状藻管喉
	纸状晶间贴面喉

3. 生储盖组合配置较好

除上述生储油条件十分普遍, 组成自生自储、下生上储两种主要生储类型外, 从盖层来看, 碳酸盐岩内所夹的泥页岩源岩层本身就是极好的盖层。如 ϵ_1 泥页岩岩石的饱和挤压强度为 $432 \sim 475 \text{ kg/cm}^2$, 抗剪强度为 $53 \sim 78 \text{ kg/cm}^2$, 弹性模量为 $27.4 \sim 51.6 \times 10^4 \text{ kg/cm}^2$, 泊松系数为 $0.27 \sim 0.37$, 属可塑性强的有效盖层。此外, 盆地内纵向广泛分布的泥粉晶灰岩及中下三叠统的硬石膏层, 孔隙度小于 1% , 渗透率小于 $10^{-4} \mu\text{m}^2$, 排驱压力大于 100 bar , 也为良好的直接盖层。结合烃源岩系及储集层情况分析, 其生储盖组合配置是较好的。

4. 气藏圈闭类型以构造圈闭为主

表 2 主要储集层物性参数表

储集层	孔隙度 (%)			渗透率 ($10^{-8}\mu\text{m}^2$)		孔洞数据		
	样品个数	最大值	平均值	样品个数	平均值	层数	累积厚度 (m)	平均孔隙度 (%)
Tr ⁸	642	29.54	2.73	268	2.31	20	74	4.38
Tc ₁ ⁵	567	19.72	2.23	422	0.24	6	12	5.57
Tc ⁸	834	17.92	1.63	347	1.52	3~5	7	5.70
Tc ¹	1059	19.24	1.58	622	0.49	5	5	5
P ₂ ²	1230	22.56	1.51			0~12	0~50	5
P ₁ ⁸	5345	21.59	0.84	339	0.08	孔洞分布不规则		
C ₂	3136	23.27	3.47	122	2.5	1~6	5~20	6
E ₂	1528	8.80	1.76			47	80	3

气藏圈闭类型虽可分为三类 18 种 (表 3), 但根据三十多年的勘探实践证明, 在已发现的 245 个气藏中, 93.1% 的为背斜构造圈闭气藏, 次为断层构造圈闭 (4.5%), 岩性圈闭、地层圈闭等非构造圈闭常与背斜构造复合构成复合型圈闭。全盆地范围的造山运动, 发生在距今 0.25 亿年前的喜山运动, 绝大部分的构造圈闭也都形成于这一时期, 而 Z_2 — T_2 源岩层的有机质成熟时间要早得多。以时代最新的中三叠统海相碳酸盐岩分析, 在 1.4 亿年前的侏罗纪末, 盆地内大部分有机质即已成熟, 并开始转化为液态烃, 1 亿年前的早白垩世末已大量成气。而其下伏的 E_2 — T_1 有机质成熟时期还要早些。由于圈闭的形成时间 (晚) 与生油岩有机质的成油时期搭配差, 在油气大量形成时, 油气以较分散状态为主, 分布在各个碳酸盐岩储集层内; 而储集层的基质孔隙度又低, 因此在圈闭形成后, 油气再次运移聚集的条件差, 致使气藏有小、多、散的特点。

5. 振荡运动频繁

盆地内在第一个形成层阶段中, 有五次区域性的振荡运动 (即晚震旦世末的桐湾运动, 志留纪末的加里东运动, 中石炭世末的云南运动, 早二叠世末的东吴运动及中三叠世末的印支运动一幕), 每次振荡运动都形成幅度极小的大面积隆、坳区域构造格局。不少区域古构造隆起部位, 在盆地后期发展中常有一定的继承性, 与烃源岩成油高峰期搭配的古隆起对油气早期二次运移有明显的控制作用, 使四川盆地分散的油气形成相对富集的区带。在富集区带内, 当储集层及背斜构造圈闭条件都比较好时, 形成了少数天然气富集程度较高的中型气藏。

二、成藏模式

形成气藏必须具备气源与圈闭 (储集层、盖层及遮挡) 两大条件。如前所述, 四川盆地的烃源岩多, 气源丰富。据近年对气源岩及油气资源评价综合研究等认为, 四川盆地的烃源岩主要是 I 型干酪根, 除川东局部地区 P_1 的 $R_o > 5\%$, 可能已达天然气死亡线外, 其它地区各层位的烃源岩目前仍在生气, 故在形成气藏中气源不是一个主要因素。大部分碳酸

表 3 气藏圈闭分类表

基本类型	气藏类型
构造圈闭	大型穹窿背斜构造
	挤压褶皱背斜构造
	古背斜构造
	上冲断裂背斜构造
	反冲断裂背斜构造
	断层下盘反冲断褶背斜构造
	反扣背斜构造
	局部高点
	局部断高
	断鼻构造
	断块构造
	局部裂缝
地层圈闭	地层剥蚀尖灭
	地层超覆及上倾尖灭
	古岩溶缝洞体
岩性圈闭	生物礁
	生物(粒屑)滩
	白云岩化

盐岩储集层本身就是很好的生油层,既是有些储集层无生油能力(C_2 、 P_2^2 等),但一般其下伏均有极佳的源岩层。

储集岩的孔隙度及渗透率一般均较低,但与侵蚀面密切有关的威远气田 Z_2 藻白云岩、川东区 C_2 溶孔白云岩、卧龙河气田 Tc_1^2 粒屑白云岩、石灰岩及中坝气田 Tr^2 藻白云岩等储集岩,孔隙度及渗透率相对较高。由于储集类型不同和储集层薄厚不一,可以组成不同类型的气藏圈闭类型。

气藏的主要圈闭类型为背斜构造圈闭及断层构造圈闭。由于喜山期太平洋板块向西北俯冲的挤压应力,在特有边界条件下形成了菱形压扭性构造盆地,并由此派生出了以挤压褶皱背斜型为主的油气藏系列。从这一特点出发,综合选用以下三个因素来建立四川盆地碳酸盐岩气藏的成藏模式。

①圈闭形成的早晚。侧重考虑与烃源岩成油气时期的搭配。

②构造圈闭褶皱的强弱。由于碳酸盐岩储集层基质孔隙度及渗透率普遍低,绝大部分储集层都需要有构造裂缝的配合才能构成“有效储集层”,一般以褶皱适度者最佳,它既具有

好的构造圈闭条件，又能适当地改造储集层的孔隙度及渗透率。

③储集层的类型及厚度。

四川盆地 Z₂—T₂ 碳酸盐岩气藏的成藏模式可概括为以下四种基本类型。

1. 褶皱变动前形成的油气藏—褶前型油气藏

褶皱变动前形成的油气藏主要指地层型与岩性型非构造圈闭类的油气藏，这种圈闭在沉积、成岩期就逐步形成，其形成时间早于烃源岩的成油时期，油气能较早地运移、聚集到这种圈闭类型内，形成褶前型油气藏。但由于后期受遍布全盆地的喜山褶皱运动的改造，使其复杂化，常组成复合型油气圈闭。这类圈闭形成时间早，含油气条件有利，但分布较局限，勘探难度大。目前发现的这类油气藏较少，属于一种有勘探前景的油气藏圈闭类型。如川东区板东断鼻构造长兴组（P₂）生物礁气藏，该气藏于 1985 年元月钻探板东 4 井而发现，测试产气量为 37×10⁴m³/d，产凝析油 7.41t/d。至 1988 年底共钻探井 14 口，证实其为褶前型油气藏，属生物礁气藏。长兴组厚 180m，储集层厚 27m，其中孔隙层厚 9.1m。储集层岩性主要为浅褐色海绵骨架灰岩及浅灰、灰白色质纯溶孔白云岩。骨架灰岩的造礁生物主要为纤维海绵、串管海绵及硬海绵，次为水螅。礁组合在纵向上分为礁核、礁后沙滩及潟湖三个微相，主要储油气层为礁后沙滩相的残余生物碎屑细一中晶溶孔白云岩与白云质灰岩。储集岩发育有铸模孔、晶孔、溶孔洞等，孔洞壁有沥青半充填。由表 5 可知，53 块白云岩的平均孔隙度达 12.31%。据对 2 块孔隙度为 13.6~17.38% 的白云岩作全径岩芯 XYZ 轴三向渗透率值分析，渗透率为 3.01×10⁻²~6.7×10⁻²μm²，三向渗透率均较好，故认为长兴组白云岩储集层为孔隙型。礁白云岩储集层四围的泥晶灰岩孔隙度为 0.51~0.68%，渗透率为 1.64~2.07×10⁻⁶μm²，在地层条件下的排驱压力为 19.26bar，礁白云岩储集层的排驱压力仅为 0.3bar，两者的压力差为 64 倍，可以起到遮挡油气的圈闭作用。板东生物礁气藏的源岩层为下伏的 P₁ 黑色页岩、泥晶灰岩夹煤层，页岩厚达 43m。单位生、排油量分别高达 180 及 120×10⁴t/km²，油源十分丰富，属下生上储组合。烃源岩在侏罗纪早期开始成油，侏罗纪末达成油高峰期。板东地区在印支期（T₂ 末）及以后一直处于古构造继承性隆起的边部，在成油期及以后一直处于油气二次运移聚集的有利地区。板东地区具储集条件的礁后沙滩白云岩形成于成岩期浅水环境，受到了混合白云岩化作用，白云岩内的各类孔洞主体部分于晚二叠世末已形成，大大地早于成油时期。

表 4 板东4井岩性—孔隙度关系表

岩 性	岩芯孔隙度 (%)		样品数 (个)	其中孔隙度>3%者	
	最大	平均		样品数	所占%
石 炭 岩	5.83	1.53	103	8	7.8
白云质灰岩	15.29	4.76	15	10	66.7
含灰质白云岩	12.18	7.07	11	10	90.9
白 云 岩	22.56	12.31	53	53	100

板东断鼻状构造的闭合度为 120 m，闭合面积为 11.8km²。板东 4 井生物礁气藏不受断鼻构造的控制，产气井并不处于断鼻构造的高部位，而分布在东翼北端。真正高点附近的板东 3 井、12 井长兴组测试均无气显示。在板东 4 井周围，相距 2km 左右的板东 7、10、11、16 等井，也均未发现礁后沙滩相白云岩储集层，测试也均未产气。结合板东