

胡朝元 主编

中国中部大气田研究与勘探

RESEARCH AND EXPLORATION ON THE LARGE
GAS FIELD IN THE MIDDLE PART OF CHINA

石油工业出版社

PETROLEUM INDUSTRY PRESS

中国中部大气田研究与勘探

Research and Exploration on the large
gas field in the middle part of China

胡朝元 主编

石油工业出版社
Petroleum Industry Press

内 容 提 要

近年来,在我国中部地区陕甘宁盆地及四川盆地相继发现了一批大气田,使我国天然气储量有了较大增长。无论是在地质理论还是在勘探技术上都有了新的认识,总结这些新成果对推动天然气理论的发展及勘探技术的提高都有较大益处。基于此,本书收集了38篇反映当前我国天然气勘探技术等方面的文章。

本书可供石油、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。

图书在版编目(CIP)数据

中国中部大气田研究与勘探 / 胡朝元主编

—北京:石油工业出版社,1995.12

ISBN7-5021-1461-0

I.中…

II.胡…

III.气田:大油气田—地质勘探—中国,中部

IV.P618.139

石油工业出版社出版发行
(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 25 $\frac{1}{4}$ 印张 624千字 印1—800

1995年12月北京第1版 1995年12月北京第1次印刷

定价:30.00元

大中气田勘探与研究五年巨变之回顾

(代 序)

1988年中期，总公司几位领导同志向勘探局、科技局部置了抓好大中气田地质研究工作任务后，我们两次组织在京有关专家进行选题座谈。根据天然气地质和经济地理条件，确定近期以四川、鄂尔多斯盆地为主攻地区。经过一段时间的准备，于1989年3月中旬在成都举办了“大中气田勘探方向及目标评价研究”课题招标会。石油、地矿、科学院、院校系统32个单位的代表参加了会议。经过评标由23个单位组成的十个联合体中标。签定了10个课题研究合同。经过近两年的紧张工作，1991年4月进行了成果评审验收，胜利的结束了首期研究工作。

通过总结，认为该项工作对生产与研究均有显著成效，须要继续进行。为此于1991年10月在成都安排了第二轮研究课题7个。加上后来增加的开江古隆起及五百梯气田储层孔隙演化及气藏描述、陕甘宁中部气区北部古地貌及储层分布和气田勘探方法研究，围绕大中气田勘探方向与目标评价，共开展了11个课题的综合研究工作。经过1994年3月的研究成果验收评审，对优秀成果进行了奖励。

五年来的研究成果，有力地促进了天然气勘探的快速发展。在勘探战线全体职工的创造性劳动和各级领导的精心经营下，较好地发挥了科技为第一生产力的作用。进入90年代以来，我国天然气储量有了成倍的增长。1981年起的“65”期间，全国年增储量 $260 \times 10^8 \text{m}^3$ 。“75”间年增储量 $600 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中陆上 $420 \times 10^8 \text{m}^3$ 。“85”后，以四川、长庆为主已连续四年每年新探明地质储量 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上，四年共增加储量 $4735 \times 10^8 \text{m}^3$ ，比五年前翻两番。九年中新发现大中气田15个，与前几十年间发现的大中气田数目相等，其中陕甘宁中部气田为目前中国最大气田，五百梯气田为四川有史以来的第一号大气田。上述重大突破表明我国天然气勘探已进入快速发展的新阶段。

经过近几年的实践检验，一些不符合客观实际的认识被否定，一些符合中国天然气田特性的规律或理论概念得到发展。

1.经过三十多年的探索后，认识到油气田形成条件差异很大，中国和世界上的大部分气田均分布在油区以外的专门气区，故油气不能兼探，天然气必须专项勘探。实践证明，在研究区域气区地质规律基础上，重点选择四川、鄂尔多斯盆地的古生界海相裂解天然气区及古生界、中生界煤成气区，为近期天然气专探主攻方向的决策是成功的，所依据的含气区评选地质理论——源控论是正确的。油气源岩的发育好坏控制着油气田的形成和分布，它是优选盆地、决定勘探方向的核心因素，也是油气资源定量估算的主要依据。川、陕地区广泛发育的海相生油气层早已成为勘探对象。80年代引进并深入研究的煤成气理论，又为二区扩展了巨大的气源层，特别对陕甘宁盆地气区的确认起了重要作用。川陕二区海相陆相多种气源和占全国近三分之一的巨大天然气资源量的预测，已初步得到实践的验证。

2.孔隙型成油气系统天然气富集程度最高。气田形成受生油层、储层、盖层、圈闭及转化、运移、聚集、保存等静态及动态因素组成的成油（气）系统控制。每一个气田均在生储

盖圈四个静态成油要素的基础上, 经历了一次或多次转化、运移、聚集、保存的动态发展过程。系统内八个条件配置的完整程度与优良程度, 决定着油气田的规模大小与质量差异。川、陕两盆地均属稳定的克拉通盆地, 其生气层及对气田形成起关键作用的盖层大面积区域分布, 各类圈闭虽复杂但普遍发育。地温梯度高, 源岩转化率大。构造相对稳定或稳定、保存条件大部分地区良好。只有储层变化很大, 以碳酸盐岩为主, 物性差, 孔隙度一般为0.5%~2%只在部分地区有较好储层分布, 孔隙度为2%~7%。80年代以前, 在川南、川西南等地发现的多数气田中, 裂缝溶洞作用轻为重要。裂缝溶洞型气田曾长期是主要勘探目标。80年代早期提出转向以找孔隙型气田为主的方针, 川、陕盆地奥陶系、石炭系等潮坪相孔隙白云岩体的成气系统应是主要勘探方向。所依据的理论分析认为, 裂缝的孔隙度比孔隙性储层低5~10倍; 更重要的是裂缝气藏多为分散的原生气藏, 只有孔隙型成气系统才有可能进行大规模的油气运移聚集过程, 形成储量丰富的气田。川东石炭系、陕甘宁中部奥陶系等一系列孔隙性气田的发现, 使每口探井平均获得气储量达 $5\sim 10\times 10^8\text{m}^3$ 以上, 比裂缝性气田的 $0.2\sim 0.9\times 10^8\text{m}^3$ 提高一个数量级。储量多靠孔隙, 产量高靠裂缝, 裂缝孔隙结合区带当然为效益更高的大中气田。

3.复合圈闭是川、陕地区主要的大中型圈闭类型。大中气田对快速增长储量、产量和提高经济效益起着决定性作用, 这已被人们所认可。但找大中气田的工作, 常常难以贯彻落实。其原因在于对大中气田的有没有和何处有, 缺乏信心和办法。因此, 必须首先深入研究全区大中气田形成的地质条件, 解放思想, 重新认识, 主动寻找、积极准备多类型的大中圈闭。核心是用地质、地震方法查准构造等高线、断层、地层超覆和储层尖灭线, 并识别由它们组成的各类大中型圈闭。在长期以来找背斜构造气藏为主的基础上, 发展到目前在川东及鄂尔多斯中部地区, 复合圈闭是大中气田的主要类型, 这是川、陕两盆地近年来认识上的重大突破, 从而结束了长期徘徊的局面, 各自发现了大气田。

4.各种类型的古隆起作用不同, 但均是有利的大中气田形成地区。四川、陕甘宁盆地的古隆起除为长期油气运移的指向和聚集区(如开江古隆起)外, 还构筑了泻湖海湾(如陕北盐洼两侧的庆阳和吕梁古陆)的古地貌背景, 而海湾边缘的潮坪、潮间相泻湖沉积, 结合古隆起斜坡上的古岩溶作用, 又是大面积孔隙白云岩形成的地质基础, 为形成大气田提供了良好的储层条件, 资阳古隆起的作用更具特色。中生代为志留系烃源岩转化高峰时期, 当时面积约 400km^2 的古隆起中聚集的油气, 阻滞了孔隙内成岩作用向前演化, 而古隆起外含水区内持续不断的成岩作用, 导致孔隙充填而形成致密带。后期虽构造演化为单斜, 但依赖该致密带遮挡, 古隆起中的天然气藏仍得以保存至今。根据这个古隆起及成岩圈闭新思路部署的地震、钻井工作取得了良好成果, 发现了一个新类型的大中气田。此外, 针对气田特点天然气勘探方法也趋于成熟。

取得上述巨大进展的原因是多方面的。中国天然气勘探工作由幼年而发展成熟、是全国, 特别是四川、长庆广大勘探和研究人员的长期勤奋努力的结果。80年代以来, 国家及总公司实行油气并举政策, 调整气价、建立天然气管理和研究机构, 设置专探项目、并在资金、技术等方面扶持重点气区的勘探工作等, 均对加快发展起了十分重要的作用。

依靠科技发展勘探, 具体化就是狠抓大中气田勘探方向和目标评价研究, 是总公司另一个卓有成效的战略决策, 它对一批大中气田的发现与探明起了关键作用。除国家课题研究、各油田研究做出的巨大贡献外, 此次总公司与油田及万庄分院联合组织的大中气田勘探方向和目标评价研究项目, 更具有特色、也有更多的成果更快地转化为生产力。

1.突出大中气田课题，集中主要力量重点研究。经过分析，对预测资源量或储量 $100 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上的地区或方向才设题研究。对川南、鄂尔多斯西缘断褶带以及川中等许多区带，其近期发现大中气田的概率极低、暂不安排课题。精选后，每一轮约10个课题、避免了遍地铺开，分散人力物力，而使川、陕两地的大中气田地质研究比较深入，成效显著。在近四年中发现与探明9个大中气田，为前40年的1/3。在陕甘宁盆地发现了全国最大的气田，在四川盆地探明的五百梯气田，储量居全川各气田之首。

2.短平快的研究课题与生产紧密配合，生产中的难点就是研究工作重点课题。气田勘探效率高往往直接取决于储层、构造、圈闭等基本地质条件精确度。因此，储层、构造的工业制图就列为首要研究题目。有时甚至用多家独立研究，编同一张图件办法，以收异曲同工、取长补短之效。解决这些难题，对陕甘宁中部气田、五百梯、南门坝等气田的发现与快速探明起了十分重要的作用。如川东3万多平方公里大面积内主要用地震资料，结合钻井资料编出的4000~5000m深度的石炭系薄储层大比例尺预测图，精度经钻井检验在80%以上，这在国际上也是少见的。

3.解决复杂的气田地质问题须要多学科渗透协同研究。多学科相互渗透的综合研究是科学技术先进性的特点之一，四川、鄂尔多斯两区的气田均属较复杂类型气田。气层埋藏深度很大。储层物性差，厚度数米至五六十米。只有地质、地震、地化、测井技术的紧密结合，十分细致深入地综合分析各类信息，总结规律，才能在特定的地质剖面条件下，以地震剖面为主结合其它资料编出储层分布图及剥蚀沟槽图，经钻井证实基本可靠，突破了地震理论的分辨精度为波长的1/4极限，显示了多学科联合研究系统工程的威力。

川东的高陡逆冲构造，结构复杂，只有在深入地质构造规律研究和地层倾角测井成果基础上，建立正确的地质模型，再据模型进行地震射线变速深度偏移处理，才能得到反映地下实际形态的地震剖面和构造图，为钻探提供靶区。

当然，提高地震分辨率是解决复杂地质问题的前提，否则更无其它可用的现代化手段，但与地质、测井、测试等多学科研究的结合，才能得出水平更高的成果。

4.气田地质规律研究、勘探方法与工艺技术研究协调进行。勘探方法和工艺技术是发现气田、拿下气田的重要环节。在川、陕复杂气田地质地区，它既对开拓新的找气领域也对提高效益起关键作用。因此在做好气田地质规律研究的同时，安排了勘探方法和气藏描述地层对比、地震测井及测试技术方面的研究课题。不仅解决了区域小层精细划分对比，裂缝带识别、气层录井、测井评价薄储层预测，逆冲陡构造制图、气层增产等技术难题，而且在研究储层变化与抽稀井网关系的基础上，采用5~10km的大井距探井部署方法，提高单井控制储量数倍至10多倍，初步建立了与油田勘探不同的高效整装气田勘探方法。

5.改革机制，加强管理。与生产管理相似，地质综合研究中管理工作的强弱对成果水平同样关系极大。五年来的大中气田研究课题通过招标或委托协商安排后，全部采用项目管理体制，甲方按合同要求实行全过程检查验收，核心问题是要求要提得具体明确，中期检查后成果验收要深入，严格扎实。并根据生产和研究中所出现的情况，增加或减少部分研究工作内容，做到实事求是，甲乙双方均比较满意。特别要抓好化验、测井地震剖面处理等基础信息的齐全准确和深度加工。用于地震、测井资料的特殊处理费用约230万元，占总研究费用的48.8%，为研究工作打好了坚实的基础。如资阳古隆起成岩圈闭气田的发现，就是通过课题公开招标，以少量资金引进了外系统的科研力量实行合同管理办法，在验收成果的会上立即组织地震队伍去加密地震测线并结合老测线的重新处理以验证研究成果，在获得进一步资料

后，接着上探井而很快取得的重要结果。从研究成果到气田发现历时仅一年多。

6.发扬献身精神、勇于实践、勤奋创新、多出高水平成果。物质刺激对调动研究人员积极性的作用是巨大的，但也是有限的，更何况课题研究费用不富裕，远不够 1000 多人五年工作的需要。只有始终坚持提倡为国家做贡献的奉献精神 and 团结协作精神，及时表扬先进、才能激发出更高的刻苦钻研干劲。以康义昌同志为代表的优秀地质、地球物理家，或带病坚持研究，或长期深入井队地震处理机房研究，或日夜加班勤奋研究，他们的感人事迹使我感到必须在此提出，他们是蒋筑英式的人物、理应得到尊重和感谢。正是这种献身研究工作的精神，使川、陕地区勘探中的地质和技术难题，能扎实地逐个得到解决，而且解决每个难题的周期由数年缩短到数月。快节奏研究工作，对加快气田勘探步伐起了重要作用。

为了反映中国陆上天然气勘探的巨大转变，为了记录科技工作在转变中的重大作用，特将天然气地质研究、重点是近五年来大中气田勘探方向和目标评价研究中的重大成果，编辑出版，以供有关人士参考，也许对进一步发展天然气勘探有所裨益。

胡朝元

目 录

| | |
|--|-------------------------------|
| 天然气与石油应采用不同的勘探方法 | 丁贵明 辛文杰(1) |
| 四川、鄂尔多斯盆地大中气田勘探目标评价研究主要成果 | 吴震权 钱凯(6) |
| 以大中型气田为目标加快四川天然气发展 | 胡光灿(16) |
| 提高川东地区不同类型气田勘探效益程序与方法的探讨 | 胡光灿 杜尚明(19) |
| 川东地区石炭系气水分布规律及保存条件 | 路中侃 魏小薇 陈京元 黄平(32) |
| 川东开江古隆起石炭系大中气田的形成及勘探目标 | 韩克猷(39) |
| 四川盆地川东地区高陡构造带圈闭评价和石炭—二叠系储层评价研究 | 路中侃 陈季高 陈子恩 戴弹申 张月华 陈太源(47) |
| 利用地震信息调查进行川东石炭系分布预测 | 杨智仁(59) |
| 川东大天池构造带石炭系地震构造精细解释新成果 | 范明祥 余启明 曾存娣(66) |
| 川东大池干井构造带地震精细解释 | 杨治楷(81) |
| 反向偏移现象及技术 | 杨智仁 肖富森(91) |
| 川东地区阳新统岩溶缝洞体和裂缝圈闭特征及先期预测 | 戴弹申(98) |
| 川东石炭系储层孔隙演化与油气运聚关系的研究 | 王一刚(104) |
| 大天池构造带石炭系储层横向预测及飞仙关组鲕滩、长兴组生物礁探索性研究 | 范明祥 张红 余启明 曾存娣(116) |
| 多产层立体勘探——川东地区寻找大中型气田的又一方向 | 向阳(124) |
| 南门场构造带地震平行研究的启示 | 周家烈(129) |
| 论四川加里东古隆起形成大中型气田的有利地质条件与勘探目标 | 康义昌(136) |
| 乐山—龙女寺加里东古隆起震旦、寒武、奥陶系与上三叠统含气性评价研究 | 罗启后 宋文海 余启明 杨景岳(146) |
| 四川盆地川中——川南过渡带华蓥山西侧二叠系气藏主控因素及勘探 | 刘大任(155) |
| 营山构造上三叠统油气运聚及保存条件研究 | 杨家琦 李毅 包强 郭贵安(165) |
| 碳酸盐岩裂缝圈闭综合预测技术在川南长垣坝构造带的应用 | 雷三多 陈德培 蔡晓亚 侯桂芝(177) |
| 川西南地区二叠系阳新统碳酸盐岩裂缝性储层早期预测研究 | 陈更生(187) |
| 川西地区上三叠统香二储层裂缝受制因素与古物化环境初探 | 邱宗焯 周文(198) |
| 四川盆地川西龙门山前构造带南段香溪群含油气地质评价 | 邱宗焯 曾庆庸(206) |
| 平落坝气田香二段气藏成藏条件剖析 | 邱宗焯(217) |
| 陕甘宁盆地中部大气田形成与勘探 | 史兴全 杨俊杰 宋国初(227) |
| 陕甘宁盆地中部气田奥陶系风化壳成藏模式及勘探目标评价谢庆邦 潘存煥 郑聪斌(235) | |
| 陕甘宁盆地中部气田气藏描述 | 宋国初 陈安宁 曾少华 蒋加钰 杨国忠等(243) |
| 陕甘宁盆地中部奥陶系碳酸盐岩储层古岩溶研究 | 郑聪斌 谢庆邦 贾疏源(260) |
| 利用地震信息研究陕甘宁盆地中部气田奥陶系顶面古地貌 | 蒋加钰 程光清(268) |
| 陕甘宁盆地中部奥陶系风化壳储层横向预测技术 | 吕其鹏 潘存煥 李良丰 夏政元(282) |

| | |
|--------------------------------|--------------------------|
| 陕甘宁盆地中部奥陶系地层划分及风化壳小层对比 | 马振芳(291) |
| 陕甘宁盆地中部奥陶系碳酸盐岩风化壳录井及储层评价 | 马振芳 黄月明 陈志远(301) |
| 陕甘宁盆地中部气田评价勘探方法 | 史松群 杨华 席胜利(312) |
| 陕甘宁盆地中部气田碳酸盐岩储集层测井解释方法 | 刘显明(322) |
| 陕甘宁盆地中部气田容积法储量计算参数研究 | 许家玉 程启荣 傅锁堂(334) |
| 陕甘宁盆地中部气田增产措施的研究与应用 | 杨洪志等(348) |
| 陕甘宁盆地西部天然气勘探目标评价 | 惠斌耀 马财林 芦金成(359) |
| 陕甘宁盆地伊盟地区石炭—二叠系储层预测 | |
| | 胡新立 秦天才 董振川 鲍磊英 程彩霞(370) |
| 陕甘宁盆地伊盟地区奥陶系储层预测 | 鲍磊英 胡新立 秦天才 董振川 王文芳(380) |

Contents

Adopting different methods in oil and gas exploration

The main achievements in the evaluation of exploration suggestion on large and medium size gas field in Sichuan and Ordos basin

Exploring large and medium size gas field to speed up the development of natural gas in Sichuan province

Programme and methods to improve exploration benefit from different gas fields in Sichuan province

Distribution and conserved condition of Carboniferous oil and water in the east of Sichuan

The large and medium size Carboniferous gas field formation and exploration suggestion in Kaijiang ancient uplift in the east of Sichuan

The evaluation of the high and precipitous structural belt in the east of Sichuan basin and in the Permian reservoir

The new achievement of fine seismic Carboniferous Structure analysis of Datianchi structural belt in the east of Sichuan

Fine Seismic structure analysis of Dachiganjin structural belt in the east of Sichuan Province

Reversed migration and technology

The relation between Carboniferous pore evaluation and oil-gas migration in the east of Sichuan province

Carboniferous reservoir lateral prediction and the research on oolite beach of Feixianguan formation and reef of Changxin formation

Stereoscopic exploration of multiple pay bed—New direction of researching large-medium gas field in the east of Sichuan

Using seismic information to predict the Carboniferous distribution

The paralleling study of seismic on Nanmengchang structural

The vantage geological condition for the generation of large-medium gas field in Sichuan Jialigong ancient uplift and its exploration suggestion

Mainline control factor over gas reservoir in Permian system west to Huaying mountain, middle-southern transitional belt, Sichuan basin and its exploration

Investigation on hydrocarbon transforming-accumulating and its preserving condition in upper Triassic series, Yeng mountain structure

Application on Changyuan dam structural belt in the south of Sichuan province using comprehensive forecasting technology of Carbonate fracture traps

Early forecasting investigation for carbonate fracture reservoir in Yangxin series, Permian system in the south-west of Sichuan province

Controlling factor over reservoir fracture and preinvestigation on

palaeo-physicochemical environment in upper Triassic series in the west of Sichuan province

Hydrocarbon geological evaluation on Xiangxi group southern area of prestructural belt in western Sichuan longmen mountain, Sichuan basin

Reserving condition analysis on gas reservoir in Xiang second number formation, Pingluo dam gas field

Forming of the large gas field in the middle area, Shan-gan-ning basin and its exploration

Weathering crust reserving model about middle area gas field in Ordovician system, Shan-gan-ning basin and its prospecting target evaluation

Gas reservoir description for gas field in the middle area, Shan-gan-ning basin

Investigation on Palaeo-magmatic resorption in carbonate reservoir, ordovician system, a midst Shan-gan-ning basin

Investigation for top Palaeo-ground of middle area gas field in Ordovician system, Shan-gan-ning basin using seismic data

The traverse forcasting technology on weathered residum formation in Ordovician system, a midst Shan-gan-ning basin

Division of Ordovician system in the center of Shan-gan-ning basin and correlation between weathering crust small bed

Evaluation of Precambrian, Ordovician and upper Triassic oil and gas bearing-potential of Jialidong ancient uplift in Leshannusi

Logging and reservoir evaluation of Ordovician carbonate weathering crust in central Shan-gan-ning basin

Exploration methods of gas field in central Shan-gan-ning basin

Study and application of gas field stimulation in the central Shan-gan-ning basin

The logging interpret method of Carbonate reservoir in the central Shan-gan-ning basin

Parameters of reservoir caculating by volumetric method in gas field of the central Shan-gan-ning basin

Natural gas exploration suggestion in the western Shan-gan-ning basin

Carboniferous-Permian reservoir prediction in Yimen region in Shan-gan-ning basin

Ordovician reservoir prediction in Yimen region in Shan-gan-ning basin

天然气与石油应采用不同的勘探方法

丁贵明 辛文杰

(中国石油天然气总公司勘探局)

一、问题的提出

近几年来,我国天然气勘探工作取得了重大成果,已连续四年向国家提交探明天然气地质储量超过 $1000 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$, 6 年时间内翻了一番。但是,分析主要天然气探区勘探历史的经验教训,就会发现勘探效益是比较低的。据统计,近几年内天然气评价井的数量至少多了 40% (见图 1, 数据引自杨通佑等的专题研究报告),更有不少气田,探井的数量比实际需要的开发井还要多。究其原因,主要是由于没有充分认识到天然气有许多与石油不同的独特性质,一直沿用油的勘探方法造成的。而实际上,由于天然气具有许多与石油截然不同的特性,在勘探方法上天然气就有其特殊性。在勘探实践中必须研究天然气的这些特点,选择与石油勘探不同的方法,才能达到提高勘探效益的目的。

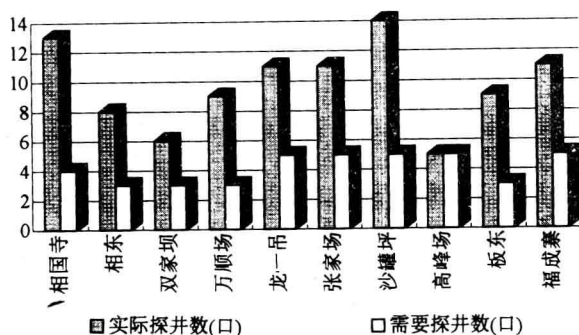


图 1 四川部分气田探井数量对比

二、天然气与石油的区别

1、天然气分子直径小,粘度小,渗流能力强

天然气最突出的特点是其活动性非常大,这是因为与石油相比,天然气分子的直径要小得多,粘度也很小。如甲烷的有效分子直径为 3.8Å , 而石油主要成分中的正构烷烃、杂环结构和沥青类的有效分子直径分别约为 4.8Å 、 $10 \sim 30 \text{Å}$ 和 $50 \sim 100 \text{Å}$ (表 1)。

因此,天然气的扩散系数要比石油大很多。天然气的渗滤作用比石油强,通过孔隙地层的能力更强些,这就对勘探造成了以下三个方面的影响:

①对储层物性要求较低。石油可流过的孔道直径要求在 $50 \mu\text{m}$ 以上,而天然气仅 $5 \mu\text{m}$ 就可以了,因而很多低孔隙度、低渗透率的岩层不适于储油,但仍可作为储气层。世界上许多特大气田,孔隙度一般都在 $10\% \sim 20\%$,有些特大气田如美国的潘汉德—胡果顿气田,孔隙度为 $10\% \sim 15\%$,渗透率为 $1 \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,甚至更低也可以形成大气田,如我国的陕

甘宁中部气田，根据岩心分析、电性参数和分层测试产能资料编制的有效厚度下限图版确定，孔隙度下限仅为 2.5%。四川局历来对探井储层岩心的分析结果，95%以上岩心的渗透率 $< 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，其中多数在 $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 数量级。美国最近另有新的研究资料表明，天然气藏的经济下限孔隙度可以达到 1%，其法律规定致密气层渗透率上限为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这比形成油藏的要求低得多。

表 1 天然气与石油主要性质对比

| | 天然气 | 正构烷烃 | 杂环结构 | 沥青类 |
|---------|----------|--------|-------|-----------|
| 分子直径, Å | 3.8~3.4 | 4.8 | 10~30 | 50~100 |
| 粘度 | 0.01~0.2 | 一般几~几十 | | 几万~几千(稠油) |
| 流动能力 | 强 | 弱 | 弱 | |

②天然气的粘度很小，因此流动阻力小，在小压差下即可流动，低渗或特低渗区的气可以通过高渗区的井采出，完全没有必要在低渗区打探井或开发井，只是要注意在开发早期，这部分天然气储量用动态法计算时可能偏低。

另外一个方面是天然气的压力梯度很小，每口井控制的范围很大。每口油井一般控制范围半径为 300~500m，而每口气井控制范围半径可在 1km 以上，因而天然气的开发井网很稀，而且稀井网下对气的采收率也并无大的影响。

③对封闭天然气的盖层和保存条件要求高。因此在天然气勘探过程中，必须特别重视区域盖层的研究评价。

2、天然气的密度小，而且随压力改变有很大的变化范围

天然气在常温常压下的密度仅为 $0.00073 \sim 0.00093 \text{g/cm}^3$ ，即使在 68.95MPa 高压下，也只有 0.5g/cm^3 ，而石油的密度一般为 $0.8 \sim 1.0 \text{g/cm}^3$ ，常作为天然气伴生气的 CO_2 和 N_2 的密度分别为 0.001965g/cm^3 和 0.00125g/cm^3 ，都远大于天然气的密度。结果带来有 5 个方面的影响：

①油、气、水和伴生气的明显密度差异造成在油藏和气藏中气体分布剖面大为不同。在一个油藏中，可能有气顶，则油分布在中间；如无气顶，则油分布在上部。而在一个气藏中，天然气一定分布在最上部。

②天然气与圈闭各要素之间的物理性质差别较大，因此可以比较容易地利用地球物理方法检测天然气的分布。

③天然气的压缩比很大，在地面常压条件下其体积是地下高压下的几百到上千倍，因此天然气井通常产量很高，而且在很稀的井网条件下也可以保持很高的采气速度，从而用不多的生产井即可保证相对稳定的气产量。

④天然气的储存运输不便，必须上下游一体化考虑，而且一定要十分注重经济效益，经济评价工作从一开始就要跟上。

⑤由于天然气的密度远远小于水的密度，井筒中一旦有水，采气工艺就会变得十分复杂。因此必须非常注意避开水。

3、天然气与储层岩石的亲合力弱

因此带来两个问题：一是各种钻井液、完井液很容易驱走气，并造成气层的严重甚至是永久性伤害，导致测井和测试结果的不正确，误判或者漏层。第二个问题是在开发井中一旦有水侵入，很容易水淹，从而将完整的气藏分割开来，形成“死气”。如四川威远气田出现的那种情况。

三、天然气的勘探原则

1. 必须实行“稀井广探”

由于天然气的强烈活动性，天然气藏的开发井网很稀，而且集中在高渗透区。在含气范围内的部分低渗透区，即使探井试气没有达到工业气流标准，计算储量时也应该包括这部分低渗透区的储量，鉴于天然气具有非常高的流动能力，这部分低渗透区储量的开采可以使用高渗透区的生产井。而这种未达到工业标准的低渗透区的储量，在石油勘探计算储量时是不能计入的，因为油的流动能力与天然气相比小得多。

如川东整装孔隙性气田在开发时发现气井连通井距最大达到 16km，最小也有 4km，说明气层连通性相当好；另据专题研究结果，即使在陕甘宁中部气田这样非均质性非常突出的薄层大面积低孔低渗气藏里，勘探最佳井距也可达到 6~10km，开发井距大约在 3km，按初步确定的开发方案设计，中部气田只需要大约 110 口生产井，而且这其中有一部分可利用已有的探井。

根据前苏联天然气勘探的经验，巨型和大型气田勘探评价阶段采用 50~100km² 一口探井的井网密度，详探阶段打一批抽稀开发井网的详探井即可。采用这样的方针，在西西伯利亚地区仅用了四年时间，15~20 口探井，就使巨型气田投入工业性开发，经济效益很好。中小型多层系气田勘探评价阶段采用的井网密度为 20~30km²，一个气田一般只要 4~5 口探井即可。中小型气田发现后，基本不打或少打详探井，直接采用探井工业性试采方式投入开发。荷兰格罗宁根气田从打发现井到拿下构造和储量，用了四年时间，仅打了 5 口探井，探明储量 17000×10⁸m³。弗里格气田 115km²，地质储量为 2986×10⁸m³，从 1971 年发现到 1973 年的两年内，也只用了 5 口探井，1977 年投入开发时，仅用 48 口采气井，到 1986 年为止，加上各种生产井，全气田也只有 58 口井。

所以，天然气探井的井距一般较大。原则上，气田面积越大，构造越简单，探井井距越大。稀井广探是实现天然气高效勘探的必经之路。“稀井广探、少井高产”不仅是必需的而且是完全可行的。关键是要切实推广四个综合勘探方法（盆地分析模拟、圈闭描述评价、勘探阶段油气藏描述评价），加强气藏描述工作，充分利用已有的各种资料信息将气藏类型搞清楚。对于构造型气藏，重点是利用地震信息进行精确的构造作图；对于地层岩性气藏，则要在储层横向预测方面多下功夫。由于天然气的密度远比石油要小，直接找烃技术如亮点剖面、AVO 异常显示等在天然气勘探过程中应用价值很大，这已经为国内外许多天然气藏的勘探所证实，尤其是在较浅层，含气层段的显示与钻探结果有很高的符合率。充分利用这些技术，完全能够做到用较少的井控制较大的含气面积。另一方面，对于中小气田，要把探井试采纳入天然气勘探规程中，探井试采不仅能够充分利用已有的较少探井取得所需的各项储量和产能参数，还能将天然气的勘探与开发紧密结合，在勘探阶段就为后期开发做好开发参数和资料的准备工作。

2. 探井用作开发井

按照目前国内比较高的效益水平来看，油的开发井网井距为 300~500m，每口井控制面积 0.09~0.25km²；油的探井井距为 1500~3000m，每口探井控制面积 2.25~9.0km²。取中间值计算，探井仅占开发井的 1/25~1/36，亦即 3%~4%，不足 10%（见表 2）。而天然气探井则占开发井的 10%左右。如果大致按一口探井的费用相当于两口开发井的费用计算，天然气探井的费用就平均要占开发井的 20%以上。因此，对于中小油田，探井要尽可能考虑用作开发井，以减少勘探开发的费用，否则，天然气勘探的浪费就会很大。

表 2 油井与气井井网密度对比

| 项 目 \ 类 型 | 油 井 | | 气 井 | |
|--------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|
| | 开发井 | 探井 | 开发井 | 探井 |
| 井距, m | 300~500 | 1500~3000 | 1000~1500 | 3000~5000 |
| 每口井控制面积, km ² | 1.5~3.0 | 2.25~9.0 | 1.0~2.25 | 9.0~25 |
| 探井占开发井的比例 | 3%~4% | | 10% | |

因此，在布置探井时必须考虑与开发井网的配合问题，那种不考虑开发井网而布置探井，致使探井数量比需要的开发井数量还多的作法是绝对不可取的，也是我们今后勘探过程中应该避免的。

3. 特别要重视气层保护和避开水

气层比油层更加敏感，更容易受到损害，而且不易恢复。因此要把气层保持原则贯穿进从钻井、完井到试气的全部生产过程中，提倡利用测井和试井资料及时发现问题，解决问题。

另外要注意的是天然气勘探开发一定要避开水，要避免打边尤其是有意地去打气水边界，更不能在气井试气时随便地射开水层。

四、天然气勘探方法和技术

要保证以上提出的天然气勘探原则的实现，必须应用一些针对天然气独特性质的勘探方法和技术，我们认为，以下几项方法技术在天然气勘探过程中具有比较重要的意义。

1. 预探井不打顶

由于天然气的相态特点所决定，天然气藏具有与油藏完全不同的油气水分布状况。在一个油藏里，可能有气顶，中间是油层，再下边是水，因此油藏勘探需要打顶，第一口井要打在构造高点上，以确定油藏相态类型及分布。而天然气藏中没有其他分布在上面的相态类型，因此不需要打顶，要通过气藏描述，作出最小经济气藏圈闭线。第一口井直接打在最小经济气藏圈闭线上，以确定是否具有天然气藏开发经济极限储量。经济极限储量是经济上允许的气藏最小储量，即在当前技术条件下开发该气藏所获价值大于或等于勘探开发投入的费用。由于天然气勘探开发与下游工程和市场的关系远比石油要紧密，因此对天然气经济极限储量的重视程度应相应比石油要高得多。如果在此圈闭高度上仍然有气，则值得继续勘探。

如已经见不到气，则说明此天然气藏的储量十分有限，继续勘探下去会得不偿失，应该果断放弃该目标的勘探。

2.探边但不打边

天然气藏发现后，不能用打探边井而是用其他测试的方法来确定气水边界。早期气藏描述的重要任务之一就是预测气水边界。在实践中已经摸索出了不少方法可以比较准确地预测或计算出气水边界，这其中较有代表性的有：①烃类直接检测，包括亮点、平点、AVO等；②盖层分布研究。因为对于气藏来说，盖层的分布范围大致就是气藏的分布范围；③高精度重力方法，可以识别较厚的气层；④最有意义也可能是最有效的是压力梯度法（压深剖面法），通过靠边界井的试井取得准确的气水参数，可以得到很准确的结果。如川东地区，根据已知的气水界面处压力系数及部分水井勾绘的气水界面处压力系数等值线图，发现气水界面处的压力系数分布很有规律。当气藏第一口预探井出气并取得压力系数后，可从等值线图上查得该气藏气水界面处的压力系数，经计算求取气水界面。

3.打高不打低

对于天然气来说，储层厚度是影响产量的最重要因素，而孔隙度、渗透率的变化相对影响很小。因此，储量的分布主要取决于储层厚度的变化。所以一定要注意，探井和开发井都不要打在低渗透区，充分利用已有井和地球物理资料，通过气藏描述搞清构造形态、油气水分布和储层横向变化情况。

参 考 文 献

- 陈荣书. 1989. 天然气地质学. 北京: 中国地质大学出版社
戴金星等. 1989. 天然气地质学概论. 北京: 石油工业出版社
郝石生等. 1994. 天然气运聚动平衡及其应用. 北京: 石油工业出版社

四川、鄂尔多斯盆地大中型气田 勘探目标评价研究主要成果

吴震权 钱 凯

(中国石油天然气总公司勘探开发科学研究院分院)

由中国石油天然气总公司组织,从1989年年初开始至1990年年底完成,以四川和鄂尔多斯两盆地为重点的大中型气田勘探方向和目标评价研究,通过边研究、边指导勘探,取得了显著的成效,加快了大中型气田发现的进程,促进了我国天然气储量的大幅度增长。为了进一步增强上述两区天然气勘探后劲,中国石油天然气总公司决定从1992年起,再用2年时间,开展相同内容的研究。新一轮的攻关,深化了前一轮研究成果,拓宽了研究领域,在指导天然气勘探方面,取得了新的突破。

两轮研究的共同特点是:始终瞄准大中型气田的方向和目标,抓住关键性的地质问题,采用新思路、新技术和新方法,组织地震、地质、测井、测试等多学科联合攻关,进行大比例尺工业制图,把最终成果落实到钻探目标上,并和年度勘探部署紧密结合,促进研究成果及时转化为生产力。

两轮研究,共取得六项技术进步,十方面新认识,评价出一批近期和远景勘探目标。

一、取得六项技术进步

两轮研究中,围绕四川、鄂尔多斯两盆地天然气勘探中的关键地质问题,开展技术攻关,取得了六方面的进步。

1. 地层对比技术

地层对比是地质研究的基础。这方面的进展主要表现在以下三点:①综合运用古生物、岩矿、地震、测井及地化资料,特别重视运用地质学、层序地层学和同位素地质学的新概念,鉴别以往确定的区域标志层;②区带间的地层对比,以反射地震剖面为基础,用不整合面控制层序,通过反射层追踪,确定井间关系,以单井分层或区域标志层标定地质层位;③评价区内的小层对比,在精细地质录井的基础上,以测井资料中心,进行岩电关系研究和精细分层,选定岩性、电性统一标志层,进行评价区内井间小层对比。

应用上述方法,对川中-川南过渡带与川东地区的中三叠统及川西北地区与川中地区的上三叠统分别进行了对比,提出了主要产气层层位关系的新认识,为进行区域岩性、岩相研究和储层评价奠定了基础。在鄂尔多斯中部含气区,通过小层对比,不但明确了主力气层的分布,还为确定风化壳气藏类型和控制因素提供了依据。

2. 川东高陡背斜构造的地震处理和解释技术

自1978年发现相国寺石炭系高产气藏后,人们开始重视川东高陡构造的勘探。但是由于地下构造复杂,常规方法处理的地震剖面不能准确地反映地下构造的真实面貌,探井的失