

# 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系产层的油气源

关德师

(石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院, 北京 100083)

张文正 裴戈

(长庆石油勘探局勘探开发研究院, 甘肃庆阳 745101)

利用天然气组分, 碳同位素以及凝析油(原油)的在线碳同位素分析资料, 结合区域地质条件、产层纵向分布特征, 通过分析对比, 确认鄂尔多斯盆地中部气田的天然气主要为上古生界煤系源岩的产物, 可能有少量的下古生界源岩裂解气的混入。

**关键词** 鄂尔多斯盆地 天然气田 奥陶系 油气源 煤成气

**第一作者简介** 关德师 男 30岁 工程师 天然气地质

鄂尔多斯盆地发育的厚达5000—10000 m的沉积岩, 既有古生代的浅海盆地沉积和滨海平原海陆交互相沉积, 又有中生代大型内陆盆地及新生代断陷盆地的河湖相沉积, 这些原型沉积盆地, 控制着与之相对应的四套烃源岩, 即下古生界过成熟的海相碳酸盐岩、上古生界海陆交互相煤系、中生界内陆湖相碎屑岩及盆地边缘湖相暗色泥岩。前三类烃源岩在全盆地对油气勘探具有较大的意义, 而对中部奥陶系气田有贡献的则只有上、下古生界烃源岩。为了对比研究的需要, 在此有必要说明中生界河湖相沉积的三叠—白垩系碎屑岩累计厚3000—4000 m, 其中上三叠统延长组及下侏罗统延安组为盆地主要的含油层系, 中生界源岩母质类型为混合型, 其有机质演化正处于成油阶段。

## 一、上、下古生界烃源岩特征概述

上古生界烃源岩主要是山西组、太原组、本溪组的煤层、暗色泥岩和生物灰岩。在盆地中部地区(榆林-绥德地区), 煤层厚10—20 m, 煤是有机质高度富集的矿产, 就产气量而言, 上述煤层对上古生界天然气的生成贡献最大; 暗色泥岩厚60—90 m, 有机碳大部分在2%—2.5%之间; 生物灰岩厚20—35 m, 主要分布于太原组, 其显著特点是富含生物碎屑, 有机质丰度较高, 灰岩的有机碳含量约0.3%—1.5%, 个别灰黑色生物灰岩有机碳可达4%—5%, 平均为1.0%左右, 氯仿沥青“A”为0.002%—0.4314%, 平均0.0735%, 由此可见, 灰岩无疑也是石炭系的主要生气层。上古生界源岩的有机质类型多样, 灰岩及中、上石炭统部分泥岩的有机质为腐泥-腐殖型, 其余则为腐殖型为主。

收稿日期: 1992-06-23 改回日期: 1992-08-29

• 国家自然科学基金资助项目。

下古生界在全盆地以碳酸盐岩为主。1988年我们曾就下古生界源岩有机质丰度进行过研究<sup>\*</sup>, 有机碳含量: 碳酸盐岩 0.03%—1.36%, 一般为 0.20%—0.35%; 泥质岩类 0.08%—2.40%, 一般为 0.25%—0.40%。碳酸盐岩有机质丰度以中奥陶统最高, 下奥陶统次之, 寒武系最低; 泥质岩类的有机碳含量, 除西缘逆冲带北段中、下奥陶统上部之外, 普遍低于 0.4%。盆地中部地区下古生界主力源岩系碳酸盐岩, 且主要是中奥陶统马家沟组的碳酸盐岩。总的来说, 下古生界碳酸盐岩有机质丰度不高, 在中部气田地区更是如此。下古生界有机母质为腐泥型。

上、下古生界有机质演化是基本连续的, 二者均已达过成熟阶段。

## 二、奥陶系产层的天然气组成特征

### 1. 天然气组分

奥陶系产出的气的组分以甲烷为主(表1), 含少量重烃气、二氧化碳、氮气及微量氢气、氦气, 一般不含硫化氢(仅鱼1井含微量)。烃类气体中甲烷含量>98%, 属干气。

表1 中部气田部分气井天然气组分

| 井号  | 层位                           | 井深(m)           | 天然气组分(V/V, %)                 |                  |                 |                |                |      |
|-----|------------------------------|-----------------|-------------------------------|------------------|-----------------|----------------|----------------|------|
|     |                              |                 | C <sub>1</sub> H <sub>4</sub> | C <sub>2-5</sub> | CO <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> | He   |
| 陕参1 | O <sub>1m</sub>              | 3441—3471       | 98.71                         | 0.54             |                 | 0.02           | 0.73           |      |
| 麒参1 | O                            | 2704.70—2710.70 | 96.83                         | 0.90             | 0.35            | 1.04           | 0.85           | 0.03 |
| 榆3  | O                            | 3047.83—3075.30 | 95.88                         | 0.07             | 2.88            | 1.17           |                |      |
| 林2  | O <sub>1m</sub>              | 3223.00—3225.00 | 98.41                         | 0.97             |                 | 0.13           | 0.47           | 0.01 |
| 陕6  | O <sub>1</sub>               | 3578.21—3621.31 | 95.28                         | 0.09             | 2.50            | 0.45           | 1.66           | 0.02 |
| 陕42 | O <sub>1m</sub>              | 3313.42—3376.90 | 95.72                         | 0.16             | 1.85            | 0.01           | 2.27           |      |
| 陕11 | O <sub>1m</sub>              | 3120.49—3220.35 | 93.20                         | 0.43             | 2.61            | 0.01           | 3.76           |      |
| 陕51 | O <sub>1m</sub> <sup>5</sup> | 3667.07—3905.00 | 93.96                         |                  | 0.82            | 0.45           | 4.78           |      |

### 2. 天然气碳同位素特征

将奥陶系产出的天然气的碳同位素分析结果列于表2。为了对比研究, 同时列出部分中生界原油伴生气及上古生界天然气的碳同位素分析结果。由表2可见, 下古生界天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ , 值一般大于-40‰, 大部分在-31‰—-35‰之间,  $\delta^{13}\text{C}_2$ 多在-23‰—-27‰间, 这与中生界原油伴生气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 小于-46‰明显有别, 与上古生界产层中的天然气虽有差别, 但差别不大(详见下节)。

\* 关德师, 戴金星, 洪峰. 鄂尔多斯盆地地下古生界气源对比及有利勘探区带. 1988.

表2 天然气碳同位素组成表

| 地区     | 井号  | 层位              | $\delta^{13}\text{C}$ (PDB, ‰) |                |                | 地区     | 井号     | 层位               | $\delta^{13}\text{C}$ (PDB, ‰) |                |                |
|--------|-----|-----------------|--------------------------------|----------------|----------------|--------|--------|------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|        |     |                 | C <sub>1</sub>                 | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> |        |        |                  | C <sub>1</sub>                 | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> |
| 盆地中部东部 | 陕5  | O               | -33.84                         | -31.84         | -27.09         | 盆地中部东部 | 镇川2    | O                | -34.80                         |                |                |
|        | 陕参1 | O               | -34.26                         | -27.22         | -26.73         |        |        | P <sub>1s</sub>  | -35.00                         | -30.44         |                |
|        | 陕2  | O               | -35.87                         | -26.49         |                |        | 绥2     | O                | -31.12                         | -31.19         |                |
|        | 陕21 | O               | -36.01                         | -24.84         |                |        | 榆2     | O                | -40.00                         |                |                |
|        | 林1  | O               | -34.31                         | -28.52         | -26.27         |        |        | O                | -33.08                         | -26.23         |                |
|        | 林2  | O               | -35.55                         | -25.57         | -25.03         |        | 铺1     | C-P              | -31.81                         | -25.06         |                |
|        | 榆3  | O               | -30.96                         | -27.62         |                |        |        | O                | -39.94                         | -28.22         |                |
|        | 麒参1 | O               | -32.30                         | -24.48         | -22.95         |        | 神1     | P <sub>1x</sub>  | -37.10                         | -24.05         | -24.45         |
|        |     | P <sub>1x</sub> | -29.227                        | -22.374        | -22.972        |        | 陕3     | P <sub>1sh</sub> | -34.42                         | -24.10         | -28.41         |
|        | 米1  | O               | -31.98                         |                |                |        | 洲4     | C <sub>3t</sub>  | -32.87                         | -23.55         | -24.69         |
|        |     | C <sub>3t</sub> | -31.67                         | -26.94         | -27.22         |        | 兔西2    | P <sub>1s</sub>  | -33.92                         | -27.42         | -26.28         |
|        |     | P <sub>1s</sub> | -31.81                         | -25.06         |                |        | 任4     | P <sub>1s</sub>  | -33.77                         | -26.36         | -24.05         |
|        | 米2  | O               | -31.86                         | -23.75         | -21.49         |        | 任9     | P <sub>1s</sub>  | -37.08                         |                |                |
|        | 洲1  | O               | -32.17                         | -25.20         | -23.07         |        | 华11-32 | J                | -47.42                         |                |                |
|        | 镇川1 | O               | -35.043                        |                |                |        | 阳13    | T                | -46.51                         |                |                |
|        |     | C <sub>3t</sub> | -34.73                         | -28.68         |                |        | 寨19    | T <sub>3</sub>   | -46.042                        | -36.419        | -33.856        |
|        | 镇川4 | O               | -34.731                        | -23.10         | -23.29         | 中生界油田  | 葫401   | T                | -48.45                         |                |                |

### 三、奥陶系产层的天然气来源探讨

奥陶系产层的油气来源,已成为鄂尔多斯盆地中部气田研究中的热点问题之一。搞清这一问题不仅对认识奥陶系产层中油气生成、组成特征有益,同时对气田形成模式、资源前景及勘探部署亦具有重要意义。关于奥陶系产层中天然气的来源,一般研究者都认为上、下古生界源岩均有贡献,即属混合成因<sup>[1-3]</sup>,这种认识对于初期研究勘探或大区域性的研究工作是可以接受的,但随着研究工作的深入,很有必要搞清到底以那一套源岩所产生的气为主。我们根据碳同位素分析资料认为奥陶系产层的天然气主要来源于上古生界煤系<sup>[4,5]</sup>,陈安定\*认为以奥陶系来源为主(约占85%—90%),黄第藩等\*\*则认为大多数气样的下奥陶统气源气和石炭、二叠系气源气的混合比在50%左右,这是目前关于气源研究中的几个代表性观点。

为了对比研究的需要,在下面的讨论中尽可能利用全盆地现有的奥陶系油气资料,同时选用上古生界(以盆地中东部为主)及中、新生界的部分资料。

鄂尔多斯盆地中东部下奥陶统马家沟组顶部为白云岩与含泥含膏白云岩互层。平缓、宽阔的古地貌导致地层横向分布极其稳定,其中白云岩在淡水淋滤溶蚀作用下,形成了以晶间

\* 陈安定,陕甘宁盆地中部气田奥陶系风化壳天然气来源及运聚机理探讨,1992.

\*\* 黄第藩,陈安定,鄂尔多斯盆地天然气成藏条件、气源和气田规模分析,1991.

孔、溶孔及各种成因缝为主要储集空间的风化壳储集体,靖边-榆林地区风化壳厚度一般为50—65 m,该区存在马五<sub>4</sub><sup>1</sup>(即马家沟组第五岩性段第四层一小层,余类推)白云岩-马五<sub>3</sub>含泥膏白云岩段、马五<sub>1-2</sub>白云岩-本溪组铝土质泥岩层两大储盖组合,可能还存在着马五<sub>6</sub>+马五<sub>7</sub>白云岩-马五<sub>6</sub>上部含泥膏岩储盖组合(图1)。马五<sub>1</sub>段溶蚀现象普遍存在,但溶蚀孔隙充填程度从西到东逐渐加重,胶结物类型也逐渐丰富;至东部子洲-镇川一带,孔隙度只有0.8%—1.9%,渗透率普遍小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,呈现出近南北向分布的致密带;从圈闭条件分析,气藏类型为不整合地层岩性气藏。马五<sub>4</sub>气层主要是马五<sub>4</sub>段顶部一层白云岩,厚4.5—5.5 m,分布广而稳定,溶蚀孔隙也很发育,但孔隙充填由西向东有规律地变化,东部石膏充填带为气层封堵带,气藏为地层岩性气藏。从中部气田区域地质条件来看,气田的形成、分布是一个统一的大面积连片的整体(整装大气田),产层中天然气富集程度主要受储集体控制。由此出发,我们认为奥陶系天然气源的研究也应着眼于气田是一个统一的整体这一事实,即从区域地化特征入手,分析气田大范围内地球化学的总体规律,从而得出一个认识。由于此气田的源岩等方面具有一定的特殊性(如演化程度较高等),所以采用划定某些指标的范围值用来确定气源似乎欠妥。笔者利用 $\delta^{13}\text{C}_1$ 指标对比气源即基于上述思路。

#### 1. 利用天然气碳同位素资料探讨奥陶系产层中天然气来源

盆地中东部地区奥陶系产气层的甲烷碳同位素平面分布(图1,表2),除鱼1井-榆2井以北相对较轻外,其它各井间总体差别不大。若详细分析,可以发现,以榆3井-麒参1井-绥德地区为界,甲烷碳同位素向西(靖边地区)、向北东(镇川、榆林)变轻。此界正好大体与上、下古生界产气区分界一致,即此界以东的工业气层在上古生界,以西则在下古生界。中部榆3井-麒参1井-绥德地区, $\delta^{13}\text{C}_1$ 为-31‰—-32‰左右, $\delta^{13}\text{C}_2$ -24‰—-31‰,该区资料点较少,尤其是西部;靖边地区 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为-34‰—-36‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ -24‰—-31‰;镇川-榆林及以北, $\delta^{13}\text{C}_1$ 多小于-35‰,最轻为-40‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 多小于-28‰。值得一提的是镇川地区的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值与靖边地区十分接近。

对同一口井(或相距较近的井)上、下古生界产层中的天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分析对比可以发现(表2,图1),上、下古生界天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值相当(米1、镇川1、镇川2井)或仅有2‰左右的差值(如麒参1、铺1、神1井)。对于相距较近的井,如陕3井山西组天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值为-34.42‰,与陕21井的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 差值仅为1.59‰,洲4井太原组天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为-32.87‰,与洲1井奥陶系的气(-32.17‰)相当。另外,甲烷碳同位素上古生界的气较轻(与上古生界相比)时,同一井或相距较近的井下古生界的气也相对较轻(与下古生界比较),如神1、镇川1井;同样,上古生界气的甲烷碳同位素较重时,下古生界的也较重,如米1、麒参1井。由此可以看出,上、下古生界产层中的天然气存在着某种内在的联系。

一般而言,影响碳同位素组成的因素主要是母质类型和成熟度。前已提及,区内上古生界煤系源岩以腐殖型为主、腐泥腐殖型为辅,而下古生界则为腐泥型;有机质的成熟度上、下古生界基本上是连续的,现今大致都处在过成熟阶段( $R_o=1.7\%—2.1\%$ )。上述两套烃源岩的成烃演化史研究表明,直到晚古生代末期,它们的埋深不大,仅台块东部部分地区曾一度进入生烃演化阶段,当时形成的油气很难保存下来;从三叠纪印支运动开始,烃源岩普遍进入了生烃演化阶段;燕山期进入生气高峰期。由此可见,上、下古生界母质类型不同,成烃演化连续而相近,所以其产物——油气的碳同位素理应有较为明显的差别,然而由上述的资料分析对比看,上、下古生界产层天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值差异并不明显,这可能从一个侧面反映出它

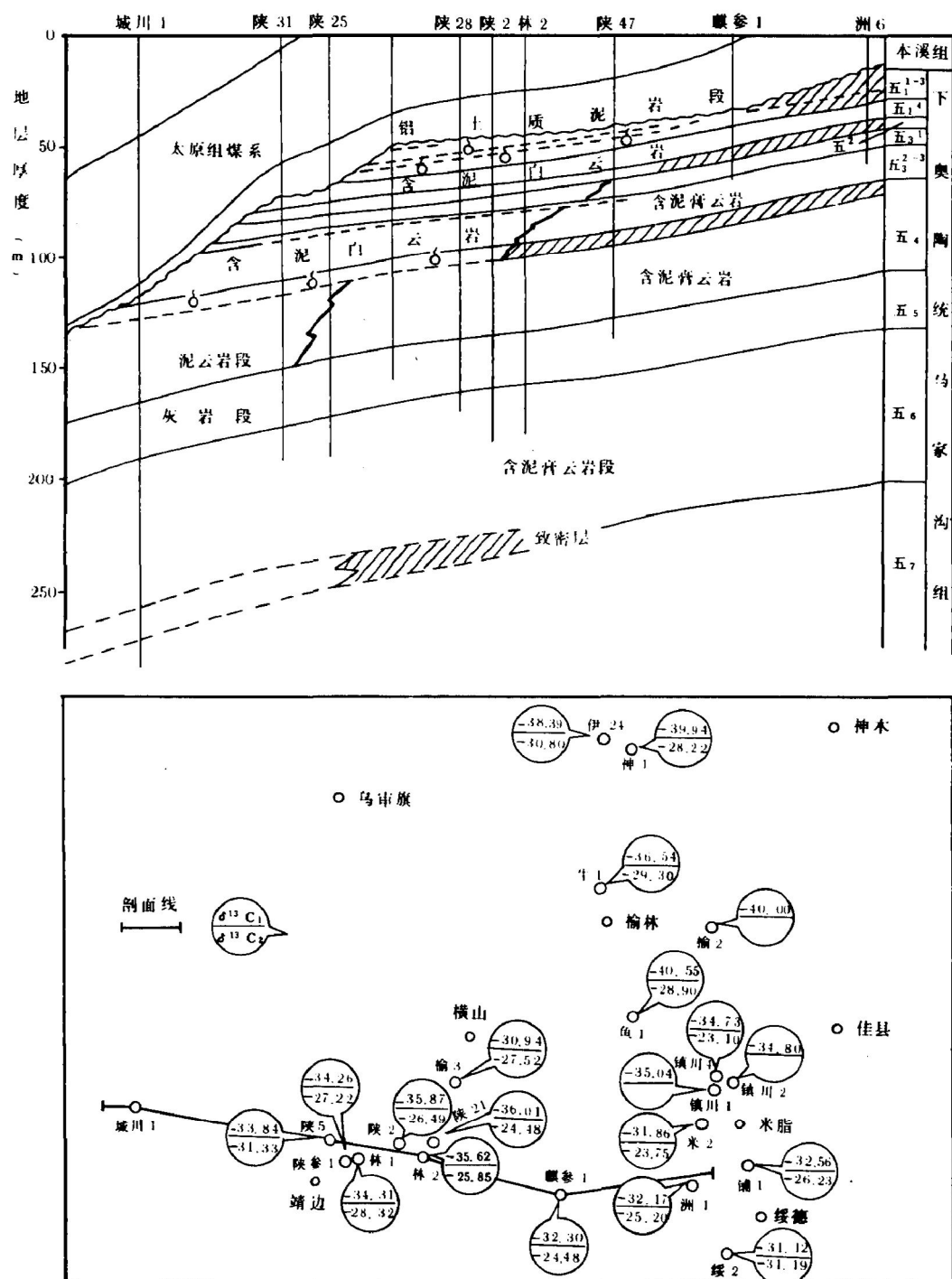


图1 鄂尔多斯盆地中部气田模式、井位示意图 (附天然气碳同位素值)

(剖面图据李启明, 1992)

们同源。

鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳产层中天然气甲烷碳同位素除个别井较轻外, 总体

面貌是一致的,由此可以认为上古生界及奥陶系风化壳中天然气主力气源是同一母源岩,即为上古生界煤系源岩。从上古生界及奥陶系风化壳天然气  $\delta^{13}\text{C}_1$  值相当或仅有 2% 左右的差值(这种差值往往是奥陶系的气轻于上古生界的气)来看,后者可能存在着一定数量的不同气源的混合。据朱家蔚等<sup>[6]</sup>利用东濮凹陷典型的油型气与煤成气按不同比例混合,测定甲烷碳同位素的变化,得出  $\delta^{13}\text{C}_1$  值与混合气中油型气含量存在着线性关系,可以表达为:  $\delta^{13}\text{C}_1(\%) = -1.11 \times (\text{油型气含量}\%) - 29.7(\%)$ 。由此关系式可以得出,2% 左右的  $\delta^{13}\text{C}_1$  差值,只能是 20% 左右的油型气引起的,虽然此式是用东濮凹陷气样得出的,但其二者之间的关系则具有普遍意义,而且具有很重要的参考价值。所以,可以大体得出,奥陶系风化壳产层的天然气中可能混入一定数量的下古生界腐泥型源岩产生的天然气,但混入的比例不超过 20% 左右,也就是说,奥陶系产层中天然气气源岩以上古生界为主。

神 1 井等奥陶系产层中天然气  $\delta^{13}\text{C}_1$  值较轻,可能是由于榆林以北有机质成熟度相对较低,和下古生界气的混入及其它局部因素影响所致。

## 2. 利用轻烃、液态正构烷烃系列的碳同位素判断奥陶系风化壳产层中的油气来源

在线碳同位素分析技术,是 80 年代末发展起来的一项新技术,它可以从微量样品中获得丰富的单分子碳同位素组成信息。张文正等<sup>[4,5]</sup>近几年在这方面做了许多有益的工作。总的来说,各种单个化合物的碳同位素受母质类型及成熟度的影响;更进一步研究发现,某些化合物及其组合受成熟度影响较大,同样也有受母质类型影响较大的;各种源岩产物的化合物组合的碳同位素有各自的分布特征,这为油气源对比提供了有利条件。

图 2 是天然气-凝析油的轻烃单体分子碳同位素对比图。在此我们主要为了对比油气源,故以轻烃的总体特征为基准,不对那些分子(或组合)与分子间的区别进行分析。由图 2 可见,石炭-二叠系凝析油  $\delta^{13}\text{C}$  值一般大于  $-25\%$ ,相对富集同位素  $^{13}\text{C}$ (盆地西缘和东部凝析油  $\delta^{13}\text{C}$  值的不同是由于前者为成熟阶段,后者则为高一过成熟阶段),整体上  $\delta^{13}\text{C}$  值曲线呈“Λ”型分布;而阳 21 井原油(中生界混合型源岩产物)和环 14 井热解油( $\text{O}_2\text{P}$  腐泥型泥灰岩)  $\delta^{13}\text{C}$  一般小于  $-28\%$ ,相对富集同位素  $^{12}\text{C}$ ,没有“Λ”型分布;盆地中部奥陶系天然气、铺 1 井天然气( $\text{O}_1$ )和林 2 井凝析油( $\text{O}_1$ )分布特征与石炭-二叠系凝析油一致,铺 1 井天然气可能存在着煤成气与腐泥气的混合,但总的来看,盆地中部奥陶系天然气、凝析油轻烃与石炭-二叠系凝析油有更大的一致性,这从一个方面说明了中部气田奥陶系风化壳中天然气主要来自上古生界煤系源岩。

另外,我们还对液态正构烷烃系列、姥鲛烷、植烷碳同位素分布特征进行了研究(图 3),已有的盆地中部古生界凝析油正构烷烃系列碳同位素分布(麒参 1 井  $\text{C}_{12}^+$  正构烷烃例外),整体上呈富集同位素  $^{13}\text{C}$  的特征,凝析油轻烃部分碳同位素明显比  $\text{C}_{15}^+$  正构烷烃系列碳同位素偏重,反映出煤系源岩高成熟阶段产物的特征。与上、下古生界源岩氯仿沥青“A”之  $\text{C}_{15}^+$  正构烷烃系列碳同位素和热解油正构烷烃系列碳同位素、源岩干酪根碳同位素(上古生界煤平均  $\delta^{13}\text{C} = -24.20\%$ ,上古生界泥岩干酪根平均  $\delta^{13}\text{C} = -24.33\%$ ,下古生界干酪根平均  $\delta^{13}\text{C} = -26.88\%$ )的对比,可以看出盆地中东部上古生界及下古生界洲 1 井、林 2 井凝析油正构烷烃与上古生界煤系源岩具有良好的亲缘关系,而与下古生界碳酸盐岩无可比性(或可比性差)。根据正构烷烃系列碳同位素分布特征判断,麒参 1 井凝析油( $\text{P}_{12}$ ,  $\text{O}_1$ )为混合成因,重质部分反映腐泥组分产物的特征;凝析油轻质部分主要反映煤系成因,重质部分可能来自上古生界泥岩、灰岩及下古生界碳酸盐岩中。

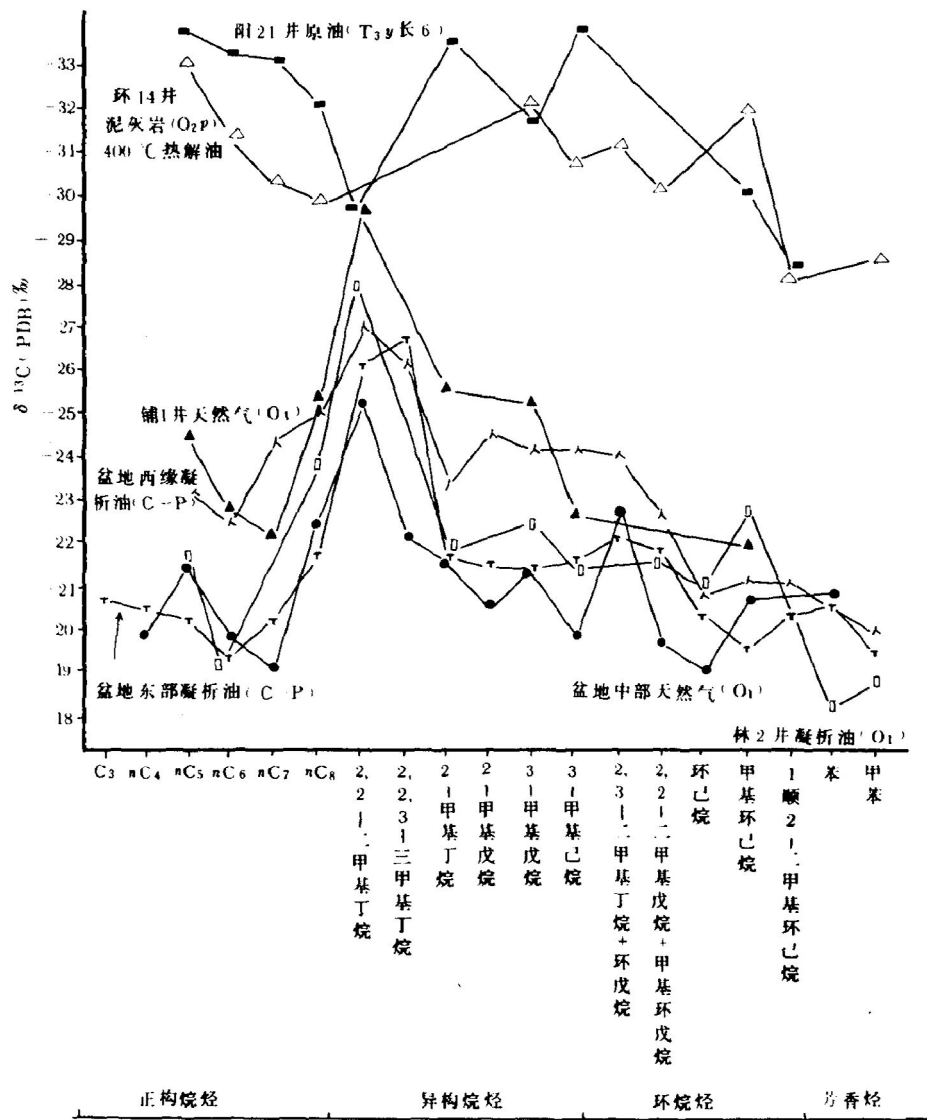


图2 鄂尔多斯盆地古生界天然气-凝析油的轻烃单体分子碳同位素指纹对比

### 3. 从奥陶系天然气产层纵向分布等方面分析气源

目前大部分钻井并未打穿奥陶系, 钻穿马家沟组马<sub>6</sub>-马<sub>7</sub>的井也只有数口。中部气田主要产气层为马五<sub>1-2</sub>和马五<sub>1</sub>, 即处在奥陶系顶部。往下的马五<sub>1</sub>底部至马五<sub>6</sub>。顶部为一套致密层, 可视为其上产气层的底板, 在马五<sub>6</sub>底-马五<sub>7</sub>发育有较好的储集层, 如城川1井电测解释于马五<sub>6</sub>底和马五<sub>7</sub>顶发育20.6 m孔隙层, 测井孔隙度达8.9%, 陕51井岩屑可见大量发育的晶间溶孔(小麦大小)和晶间孔, 陕41井也有类似的情况。然而该储集层城川1井测井解释为干层或可疑气层, 陕51、陕41井测试结果含气性差, 未获工业气流。上述情况从一个侧面表明, 奥陶系的气主要来自于上古生界煤系, 若为奥陶系自生自储式的天然气, 马五<sub>6</sub>底-马五<sub>7</sub>顶这套奥陶系内部储集层理应有较好的含气性。

大量的岩芯观察发现, 鄂尔多斯盆地东部地区下古生界岩芯中很少见到沥青, 沥青可视

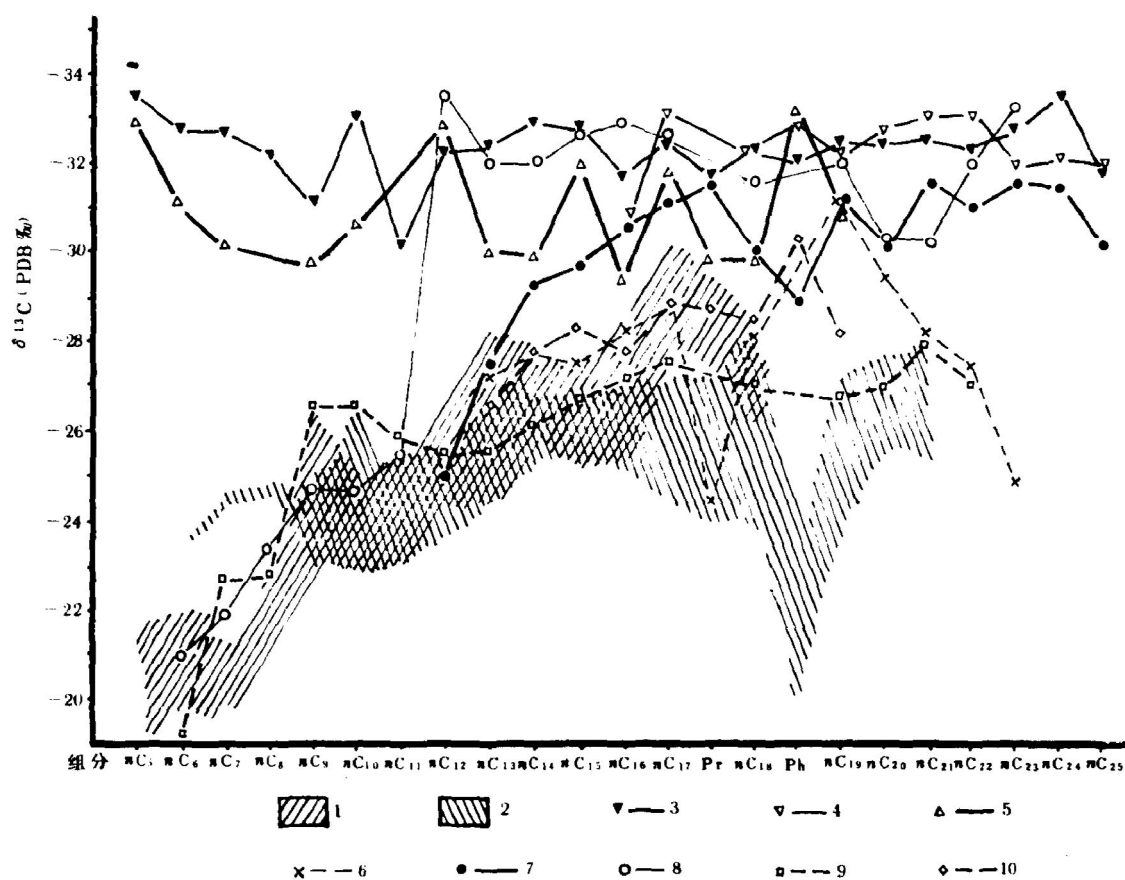


图3 鄂尔多斯盆地古、中生界油—油、油—源岩的正构烷烃系列碳同位素对比图

1—盆地东部石炭、二叠系凝析油分布范围, 2—盆地西缘石炭、二叠系凝析油分布范围, 3—三叠、侏罗系原油平均值, 4—盆地中东部地区下奥陶统源岩, 5—环14井泥灰岩 (O<sub>2</sub>P) 400℃模拟实验热解油, 6—陕北府谷煤 (P<sub>1</sub>S) 350℃模拟实验热解油, 7—麒麟参1井凝析油 (P<sub>1</sub>S), 8—麒麟参1井凝析油 (O<sub>1</sub>M), 9—林2井凝析油 (O<sub>1</sub>M), 10—任5井源岩 (泥岩夹煤, P<sub>1</sub>S)

为形成油气的佐证, 这在四川盆地已被证实。

综上所述, 我们认为鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系产层中的天然气, 主要来自上古生界煤系源岩, 虽然有混源的迹象, 但混入的下古生界源岩所产生的比例不大。气源研究结果提出了一个很重要的问题, 低丰度有机碳碳酸盐岩 (如鄂尔多斯盆地中、东部地区) 的成油气研究, 应成为今后的一大研究课题。

### 参 考 文 献

- 1 杨俊杰. 陕甘宁盆地地下古生界天然气的发现. 天然气工业, 1991; 11 (2): 1—6
- 2 杨俊杰, 谢庆邦, 宋国初. 鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳古地貌成藏模式及气藏序列. 天然气工业, 1992; 12 (4): 8—13
- 3 曾少华. 鄂尔多斯中东部奥陶系古风化壳及高产因素的探讨. 石油勘探与开发, 1991; 18 (2): 51—56

- 4 张文正, 裴 戈, 关德师. 鄂尔多斯盆地中、古生界原油轻烃单体系列碳同位素研究. 科学通报, 1992, 37 (3): 248—251
- 5 张文正, 裴 戈, 关德师. 液态正构烷烃系列、姥鲛烷、植烷碳同位素初步研究. 石油勘探与开发, 1992, 19 (5): 32—41
- 6 朱家蔚, 许化政. 利用稳定碳同位素研究混合气中的煤成气比例. 见: 煤成气地质研究. 北京: 石油工业出版社, 1987, 175—181

## OIL-GAS SOURCES OF ORDOVICIAN RESERVOIR IN GAS FIELD OF CENTRAL ORDOS BASIN

Guan Deshi

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing)

Zhang Wenzheng Pei Ge

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Changqing Petroleum Administration, Qingyang, Gansu)

### Abstract

The gas fields in Central Ordos Basin are in an unified and broad block. The gas in the fields is mainly from Upper Paleozoic coal measures. The principal evidences for this are: the  $\delta^{13}\text{C}$  values of the gas from Ordovician reservoirs are basically the same in wide areas and are well-matched or only have about 2‰ deviation with that of the gas from the Upper Paleozoic; the  $\delta^{13}\text{C}$  values of the gas-condensate light hydrocarbon monomeric molecule are consistent with that of condensate from Permo-Carboniferous; the  $\delta^{13}\text{C}$  values are generally heavier than -25‰ and relatively enriched in heavier carbon isotope  $^{13}\text{C}$ ; the carbon isotopes of the n-alkane, pristane and phytane all suggest that they are the products of high-matured coal measure source rocks and have a close parental relationship with Upper Paleozoic coal measures. Besides, the compact rocks of  $\text{O}_1\text{m}_5^4 - \text{O}_1\text{m}_5^6$  are overlain by gas productive rocks, whereas the compact rocks of  $\text{O}_1\text{m}_5^6 - \text{O}_1\text{m}_5^7$  gas reservoir are poorly gas-bearing; bitumen are rarely present in the Lower Paleozoic rocks.