

鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳 气藏天然气来源及混源比计算

夏新宇¹ 赵林¹ 戴金星¹ 张文正² 李剑峰²

1(石油勘探开发研究院 北京 100083) 2(长庆勘探开发研究院 甘肃庆阳 745101)

提 要 对鄂尔多斯盆地中部气田天然气碳同位素资料按不同地区、不同层位进行了分析,认为奥陶系风化壳气藏甲烷碳同位素值与石炭—二叠系气藏的接近,在平面上变化趋势相似,而与风化壳之下奥陶系自生自储的油型气相差较大。奥陶系风化壳气藏的来源是以石炭—二叠系煤成气为主,定量计算表明,在中部气田的大部分地区,石炭—二叠系来源气的比例大于 70%。

关键词 鄂尔多斯盆地 天然气成因 甲烷 碳同位素 混合比

第一作者简介 夏新宇 男 27岁 博士后 天然气地质

1 地质背景及研究现状

我国一些主要盆地的古生界碳酸盐岩风化壳气藏中,储层及其附近往往发育着几套不同的源岩。判断哪一套烃源岩是主力烃源层,对指导勘探开发具有重要意义。鄂尔多斯盆地中部气田作为我国目前最大的气田,它的奥陶系风化壳气藏也存在着判别主力烃源层的问题。

鄂尔多斯盆地在古生界主要有三套储层:①石炭—二叠系砂岩;②奥陶系下统马家沟组五段第一层、第二层、第四层,为古风化壳储层;③风化壳以下的储层(马五段第七—第十层以及其下的马二、马三段)。气源岩有两套:①石炭—二叠系含煤地层,包括泥岩、灰岩和煤层,其中暗色泥岩厚 30 m~ 250 m,有机碳含量 1.37%~ 2.07%, R_o 在 1.0%~ 2.5%,达到成熟—过成熟演化程度,为腐殖型气源岩;②奥陶系海相碳酸盐岩地层,厚度 100 m 到大于 500 m,有机碳含量 0.13%~ 0.41%, R_o 虽然有不同的计算结果,但烃源岩总体上已达到过成熟演化阶段,为腐泥型气源岩。以上三套储层和两套气源岩层在古生界形成三种生储盖组合类型:①石炭—二叠系组合,为石炭—二叠系自生自储煤成气组合;②石炭—二叠系—奥陶系组合,气源为石炭—二叠系煤成气与奥陶系油型气混合而成;③奥陶系组合,为奥陶系自生自储油型气组合^[1]。

中部气田的奥陶系风化壳气藏目前是主力产层,属于典型的上述第二种组合,存在着混源现象,对此一般没有争议。但是,其主力气源究竟是石炭—二叠系煤成气还是奥陶系油型气,这一问题至今仍有分歧。例如,徐永昌^[2]根据甲烷 $\delta^{13}C$ 值以及氦同位素资料认为该区天然气以奥陶系油型气为主。陈安定^[3]用乙烷 $\delta^{13}C$ 值计算出整个中部气田有 80%~ 90% 的储量来源于奥陶系烃源岩。黄第藩^[4]根据碳同位素资料认为中部气田的主要气源层系是下奥陶统^[4]。而关德师等^[5]、张士亚^[6]、戴金星等^[7]认为中部气田奥陶系风化壳气藏天然气碳同位素体现的是煤成气的特征,并结合其他地质地球化学证据,得出以石炭—二叠系来源为主结论。

造成上述分歧最主要的原因在于对天然气碳同位素资料的选取与解释上的不同。由于碳同位素值是天然气来源时最重要的信息,因此,本文仍将利用碳同位素资料(包括一些新近补充的),注意资料的全面性及使用的合理性,来对中部气田古风化壳气藏的混源问题做进一步的探讨。

2 中国气田不同层位天然气的碳同位素特征

本文使用了 140 余个气样的碳同位素资料。将甲烷、乙烷的碳同位素值按上述三个气层分别统计、归类,结果列于表 1(频率分布见图 1)。从表中可见

不同储层的天然气碳同位素值也有各自的特点:

表 1 不同层位天然气甲烷乙烷碳同位素比较

Table 1 Contrast of $\delta^{13}\text{C}$ values of methane and ethane in natural gas from different beds

气层	$\delta^{13}\text{C}_1$ / ‰		$\delta^{13}\text{C}_2$ / ‰	
	范围	平均值	范围	平均值
石炭-二叠系气层	-37.3~ -25.5	-33.4(44)	-34.3~ -20.8	-25.1
风化壳气层	-36.9~ -29.0	-33.6(90)	-37.5~ -18.2	-29.9
风化壳下气层	-40.8~ -37.2	-38.9(7)	-34.1~ -28.6	-30.9(4)

(1) 石炭-二叠系气层, 甲烷、乙烷碳同位素值变化范围较大, 甲烷变化幅度为 11.8‰, 乙烷为 13.5‰, 反映了不同地区的天然气物源、演化程度及运移情况的不同。多数样品 $\delta^{13}\text{C}_2$ 重于 -28‰ (图 1), 按张义纲等 (1987) 提出的判别标准 (煤成气 > -28‰, 油型气 < -28‰^[8]), 明显为煤成气。

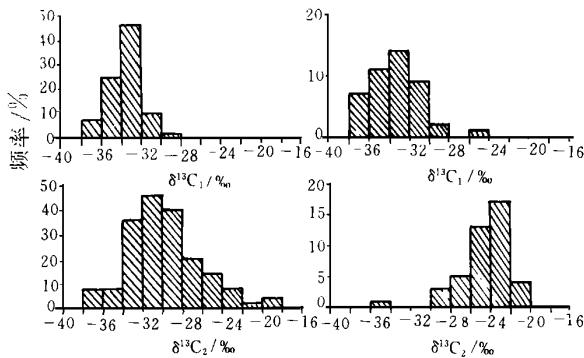


图 1 奥陶系风化壳和石炭-二叠系气层甲烷乙烷碳同位素频率分布

Fig. 1 Frequency distribution of $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_2$ in natural gases from Ordovician weathering-crust and Carboniferous-Permian beds

(2) 风化壳气层, 甲烷、乙烷碳同位素值变化范围也均较大, 甲烷变化幅度为 7.9‰, 乙烷为 19.3‰。由于该气层为混源气, 不宜通过某一指标来判别其来源。

(3) 风化壳以下的气层, 甲烷、乙烷的碳同位素值变化范围较小, $\delta^{13}\text{C}_1$ 变化幅度为 3.6‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 5.5‰。根据乙烷碳同位素值判断为油型气, 说明该气藏基本不受上部石炭-二叠系煤成气混入的影响, 表现的是奥陶系油型气的特征。另外, 碳同位素

值变化范围较小可以表明在盆地中部奥陶系油型气母质来源较为单一, 并且演化程度无较大差别。前者反映了海相沉积的特点, 后者则可归因于碳酸盐岩导热性较好。这也表现在图 2 所示的 R_o 等值线上: 在图示的范围, R_o 的变化并不大。

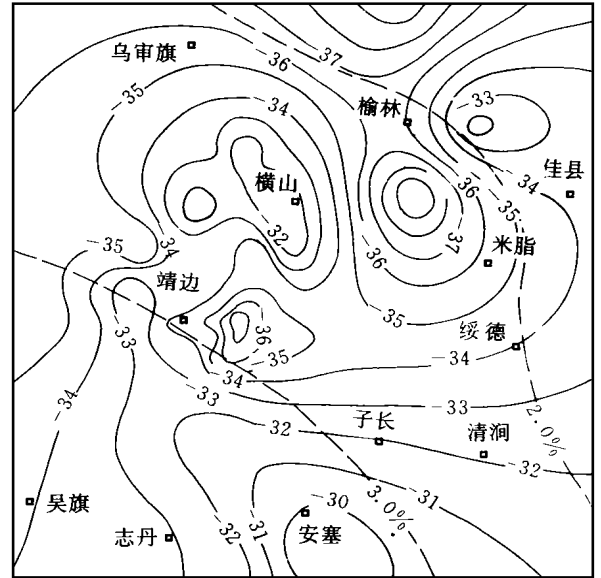


图 2 奥陶系风化壳气层甲烷碳同位素等值线图

图中奥陶系源岩 R_o 等值线根据地质矿产部石油地质研究所等, 1990, 《天然气(含煤成气)资源评价与勘探测试技术研究图集》

Fig. 2 Isotherm $\delta^{13}\text{C}_1$ of Ordovician weathering-crust bed

(4) 从各个气层的烷烃碳同位素平均值来看, 石炭-二叠系气层最重, 风化壳以下的气层最轻, 风化壳气层居中, 反映出风化壳气藏由上下两个气层混源的性质。风化壳气藏甲烷碳同位素更靠近石炭-二叠系气藏, 说明前者中大部分甲烷由石炭-二叠系, 而不是由其下的奥陶系端员提供。而风化壳气藏乙烷碳同位素更靠近奥陶系端员, 笔者认为有可能是运移时组分分馏和碳同位素分馏带来的效应, 具体原因有待继续探讨。

3 天然气甲烷碳同位素值的平面变化

虽然鄂尔多斯盆地中部地区构造稳定, 但由于不同地区烃源岩 (尤其是石炭-二叠系) 厚度不同, 热演化程度不同, 古风化壳面貌在平面上有所不同, 并且与之相应, 天然气运移距离与同位素分馏情况也有不同, 因此, 在平面上, 不同地区天然气的碳同位素值是有一定变化的。根据目前所掌握的碳同位

素资料,分别编制了奥陶系风化壳气藏以及石炭—二叠系气藏甲烷 $\delta^{13}C$ 的等值线图(图 2 图 3)。从这两个图可以看出:

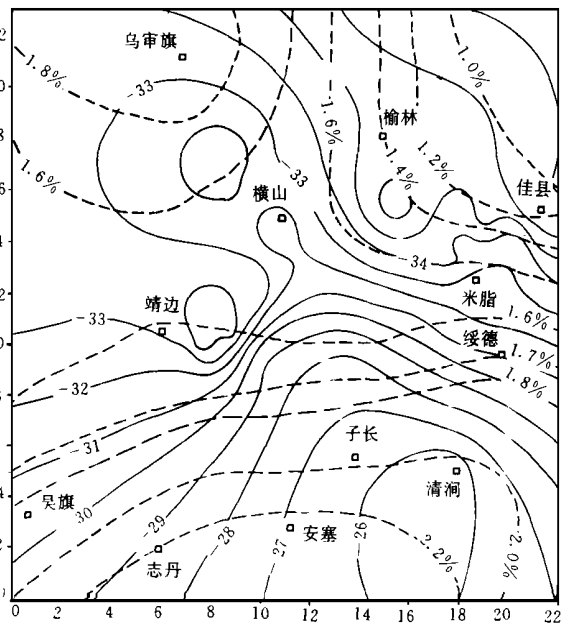


图 3 石炭—二叠系气层甲烷 $\delta^{13}C$ 等值线图
图中石炭—二叠系源岩 R_o 等值线根据杨俊杰等 (1996)^[9]
Fig. 3 Isogram $\delta^{13}C_i$ of Carboniferous-Permian bed

(1)奥陶系风化壳气藏的天然气 $\delta^{13}C$ 本轻于石炭—二叠系气藏的 $\delta^{13}C$,但在不同地区,二者相差不是很大(一般 $<4\text{‰}$);

(2)奥陶系风化壳气藏的 $\delta^{13}C$ 与石炭—二叠系气藏 $\delta^{13}C$ 虽然各自变化范围较大,但二者平面上变化趋势相近,最重值均在清涧—安塞地区,最轻值在靖边以北地区以及榆林以南地区;

(3)石炭—二叠系气藏的 $\delta^{13}C$ 与烃源岩成熟度有很好的对应关系,即 R_o 较大的地方, $\delta^{13}C$ 也较重,二者变化趋势一致,而奥陶系风化壳气藏的 $\delta^{13}C$ 与奥陶系烃源岩的 R_o 的对应关系不太好。

根据以上三点,可以认为,奥陶系风化壳气藏与石炭—二叠系气藏在成因上具有明显的相关性,奥陶系风化壳气藏在平面上的变化主要反映的是石炭—二叠系混入端员的变化,而与风化壳下气藏所代表的奥陶系自生自储油型气端员关系不大(后者在平面上变化很小)。由此可以得出奥陶系风化壳气藏的来源是以石炭—二叠系煤成气为主的结论。

4 中部气田奥陶系风化壳天然气混源比的计算

利用碳同位素值计算二元混和气的混源比,一般根据物质守恒的原则,采用下述组合含量—同位素贡献比计算公式:

$$\delta^{13}C(\text{混})\text{‰} = \frac{\delta^{13}C(A) \cdot n_A \cdot x + \delta^{13}C(B) \cdot n_B \cdot (1-x)}{n_A \cdot x + n_B \cdot (1-x)}$$

式中 $\delta^{13}C(A)$ 、 $\delta^{13}C(B)$ 、 $\delta^{13}C(\text{混})$ 分别代表 A 来源气, B 来源气以及混合气中某种烷烃 i 的碳同位素组成, n_A 、 n_B 为 A 天然气和 B 天然气中该烷烃的百分含量, x 和 $1-x$ 为 A、B 天然气在混合气中的比例。在中部气田奥陶系储层中, A 气相当于石炭—二叠系煤成气, B 相当于奥陶系油型气。且一般来说 $\delta^{13}C(A) > \delta^{13}C(B)$ (即石炭—二叠系气碳同位素重于奥陶系油型气)。

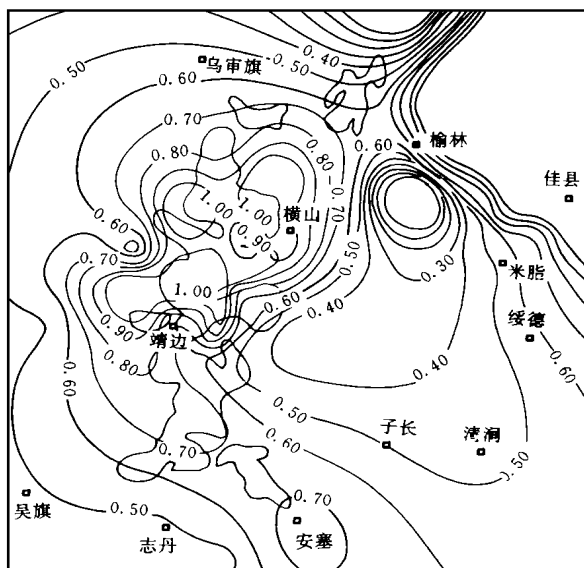


图 4 奥陶系风化壳气藏中石炭—二叠系气混入比等值线图

Fig. 4 Isogram of mixing ratio of the Carboniferous-Permian gas in Ordovician weathering-crust reservoir

利用上式去求混合比 x 时,关键在于烷烃的选取以及端员值的确定。在选取端员值时,我们认为,应直接选取风化壳界面下气藏的数据来代表奥陶系油型气端员,这样可以减少误差。在鄂尔多斯盆地中央隆起—伊陕斜坡的广大地区,风化壳界面以下七个样品 $\delta^{13}C_i$ 变化范围仅 3.6‰ ,说明尽管风化壳界面下气藏样品数较少,仍不失代表性。另外,本文在

计算混源比时,采用甲烷而不是乙烷的碳同位素值原因是:

(1)不同样品甲烷浓度比值稳定, $C_1 \sum C_2$ 一般大于 95%, 故 $n_A \approx 1, n_B \approx 1$, 用甲烷计算时可不必考虑天然气中甲烷的浓度; 而乙烷浓度变化较大, 计算时必须加以考虑, 并且运移中的组分分馏会影响乙烷浓度, 造成计算结果不基准确;

(2)天然气中甲烷比乙烷浓度高得多, 实验中 $\delta^{13}C_1$ 比 $\delta^{13}C_2$ 测得更准确;

(3)如表 1 所示, 奥陶系油型气的 $\delta^{13}C_1$ 比 $\delta^{13}C_2$ 变化范围小, 数据更有代表性

另外, 前人考虑到奥陶系风化壳气藏与石炭—二叠系气藏的 $\delta^{13}C$ 相差不大, 因此用 $\delta^{13}C_2$ 而不用 $\delta^{13}C_1$ 来计算混源比^[3]。但本文认为, 奥陶系风化壳气藏气是混源的结果, 并不是端员值, 事实上石炭—二叠煤成气端员与风化壳下气藏所代表的奥陶系油型气端员 $\delta^{13}C$ 平均相差达 5.8‰ (见表 1), 因此 $\delta^{13}C_1$ 是可以用来定量计算混源比的

本文在图 2 图 3 基础上得到不同地区石炭—二叠煤成气端员 $\delta^{13}C_1$ (A)、奥陶系风化壳混源气 $\delta^{13}C_1$ (混), 并插值得到该地区奥陶系油型气端员 $\delta^{13}C_1$ (B), 取 $n_A = n_B = 1$, 代入上式, 得到不同地区奥陶系风化壳混源气石炭—二叠系来源气所占的比例, 绘出等值线图见图 4

从图 4 可以看出, 在中部气田的范围, 石炭—二叠系来源气的比例基本都大于 50%, 大部分大于 70%, 靖边—横山一带石炭—二叠系气在混源气中大于 90%, 只有在榆林南部鱼 1 井一带, 风化壳气藏才以奥陶系气为主

需要指出的是, 本文计算中未考虑运移带来的同位素分馏效应。纵向扩散运移时的分馏效应可以使石炭—二叠系气和奥陶系油型气向风化壳运移时都变轻 (即向奥陶系气端员靠近), 这种分馏效应将

会使本文对混源气中石炭—二叠系比例的计算偏低。换句话说, 忽略这种分馏效应, 并不会影响本文定性的结论, 即中部气田奥陶系风化壳气藏气以石炭—二叠系来源气为主

5 结论

鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳气藏主力岩层的判别一直是个有争议的问题。本文分析了甲烷碳同位素值在不同地区、不同层位的分布变化规律, 认为奥陶系风化壳气藏甲烷碳同位素值与石炭—二叠系气藏的接近, 二者在成因上具有明显的相关性, 前者甲烷碳同位素值在平面上的变化反映的是后者的变化。奥陶系风化壳气藏的来源是以石炭—二叠系煤成气为主, 定量计算表明, 在中部气田的大部分地区, 石炭—二叠系来源气的比例大于 70%。这也预示着风化壳气藏之上的上古生界是下一步勘探的有利目标

参 考 文 献

- 1 戴金量, 宋岩, 张厚福等. 中国天然气的聚集区带. 北京: 科学出版社, 1997. 57~ 67
- 2 徐永昌. 天然气成因理论及应用. 北京: 科学出版社, 1994. 185
- 3 陈安定. 陕甘宁盆地中部气田奥陶系天然气的成因及运移. 石油学报, 1994, 15(2): 1~ 10
- 4 黄第藩, 熊传武, 杨俊杰等. 鄂尔多斯盆地中部气田气源判别和天然气成因类型. 天然气工业, 1996, 16(6): 1~ 5
- 5 关德师, 张文正, 裴戈. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系产层的油气源. 石油与天然气地质, 1993, 14(3): 191~ 199
- 6 张士亚. 鄂尔多斯盆地天然气气源及其勘探方向. 天然气工业, 1994, 14(3): 1~ 4
- 7 戴金星, 裴锡古, 戚厚发主编. 中国天然气地质学 (卷二). 北京: 石油工业出版社, 1996. 32~ 33
- 8 张义纲, 章复康, 郑朝阳. 识别天然气的碳同位素方法. 见: 有机地球化学论文集. 北京: 地质出版社, 1987
- 9 杨俊杰, 裴锡古. 中国天然气地质学 (卷四). 北京: 石油工业出版社, 1996. 111

Gas Sources and Mixing Ratio of Ordovician Weathering Crust Reservoir of Central Gas Field in Ordos Basin

Xia Xinyu¹ Zhao Lin¹ Dai Jinxing¹ Zhang Wenzheng² Li Jianfeng²

¹(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083)

²(Changqing Research Institute of Exploration and Development, Qingyang Gansu 745101)

Abstract

According to the distribution of the carbon isotopic composition data of over 140 gas samples in different places and different beds in Ordos basin, natural gas in the Ordovician weathering crust is more close to the Carboniferous-Permian coal-typed gas rather than to the Ordovician oil-typed gas represented by the gas in the reservoir under the weathering crust. Plenary distribution of methane carbon isotopic composition of weathering crust gas has a similar feature with that of Carboniferous-Permian gas. Calculation result shows that over 70% of the gas in weathering crust in the Central gas field is from Carboniferous-Permian beds.

Key words Ordos Basin gas source methane carbon isotope mixing-ratio

(Continued from page 74)

The Diffusion Model and Computation Method of Diffusion Quantification for Natural Gas

Fang Dequen¹ Song Yan¹ Zeng Fangang² Wang Guanyu²

¹(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083)

²(Geology Department of Peking University, Beijing 100871)

Abstract

Cap rock is the necessary condition of the gas reservoir preservation, and hydrocarbon concentration confining is one important confining mechanism. The geological and mathematical model of natural gas diffusion has been set up systematically. The natural gas diffusion is mainly through the water, so the solubility of the natural gas in water can be regarded as the initial gas concentration in the cap rock. The solubility of the natural gas can be calculate by the determination of the temperature, pressure and salinity of the stratum. The source rock is usually of relatively larger solubility, so it is the best cap rock.

Key words natural gas diffusion model cap rock