

山西沁水煤层气田煤层气成藏条件分析

胡国艺¹ 关辉¹ 蒋登文² 杜平² 李志生¹

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007;

2. 中油华北油田测井有限公司华北事业部, 河北 任丘 062552)

摘要:沁水煤层气田单层煤层厚,分布在1~12 m之间,一般大于6 m,热演化程度高, R_0 分布在2.6%~3.7%之间,含气量大于 $14 \text{ m}^3/\text{t}$,煤层气资源丰富。煤层气组分和碳同位素组成特征表明:沁水煤层气田热成因的煤层气在煤层中经历了解析-扩散-运移等作用,在构造高部位富集成藏,成藏期后的煤层气藏保存条件好,在上述3个因素的作用下,使得沁水煤层气田煤层气成藏条件较好,富含煤层气资源。

关键词:沁水煤层气田;煤层气;碳同位素;组分;成藏;山西

中图分类号:P618.11 **文献标识码:**A **文章编号:**1000-3657(2004)02-0213-05

沁水煤层气田位于山西沁水盆地的东南部,由樊庄、潘庄和郑庄3个区块组成(图1),面积约 $2\,130 \text{ km}^2$ 。1994年以来,中国石油股份公司对该区作了大量的研究和勘探工作,1997年中油煤层气勘探项目经理部在沁水煤层气田东部樊庄区块完成了A1井钻探,对该井山西组3号煤压裂后试气获得了 $2\,700 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上的气流,随后又部署钻探了5口煤层气探井,在樊庄区块发现了沁水煤层气田。在此之前,中国的煤层气勘探一直没有获得重要进展,因此,通过对该气田煤层气成藏条件的研究,无疑对中国其他地区的煤层气勘探具有良好的借鉴作用。

1 煤层气田的一般特征

在沁水煤层气田,煤层层数多、单层煤层厚度变化范围大,分布在1~12 m之间。太原组的15号煤和山西组的3号煤是全区稳定发育的主力煤层,单层煤层厚度大,3号煤厚度可达6 m左右,15号煤单层厚度一般可达6~9 m。

煤的显微组分组成以镜质组占绝对优势(表1),在显微组分中,镜质组含量占77.6%~86.5%,平均为81.7%,其次为惰质组,占13.5%~21.3%,平均为17.9%,而壳质组含量较低,在0~1.2%之间,平均为0.42%。从煤的显微组分来看,沁水煤层气田煤主要以生气为主。

该气田主力煤层的镜质体反射率高, R_0 值分布为2.6%~

3.7%之间,平均为3.29%,有机质处于过成熟阶段,表明该气田的煤已经历了大量生气阶段。

从主力煤层的单层厚度、显微组分和镜质组反射率来看,研究区煤层气潜力很高,并已生成了大量的甲烷,为该区煤层气藏的形成和富集提供了充足的气源,从该区煤层气井的主力煤层含气量分布来看,主力煤层的含气量主要分布在 $16.3\sim 26.3 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $21.38 \text{ m}^3/\text{t}$,含气量非常高,进一步证明研究区的煤层气资源潜力是比较高的。

2 煤层气经历了解析-扩散-运移成藏过程

2.1 组分及碳同位素组成

沁水煤层气田煤层气组分以甲烷为主(表2),一般大于98%,除此之外,还含有一部分小于1%的 N_2 和 CO_2 ,乙烷含量微量, C_2/C_1 小于0.001。

沁水煤层气资源丰富。煤层气组分和碳同位素组成特征表明沁水煤层气田热成因的煤层气在煤层中经历了解析-扩散-运移等过程,在构造高部位富集成藏,成藏期后的煤层气藏保存条件好,在上述3个因素的作用下,使得沁水煤层气田煤层气成藏条件较好,富含煤层气资源。

沁水煤层气田煤层气井 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布见表3所示, $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布为 $-29.63\%\sim -35.39\%$,A3井最轻,15煤 $\delta^{13}\text{C}_1$

收稿日期:2003-10-21;改回日期:2003-12-23

基金项目:国家973天然气项目(2001CB209100)资助。

作者简介:胡国艺,男,1968年生,博士,高级工程师,从事油气地球化学研究工作;E-mail:huguoyi69@petrochina.com.cn。

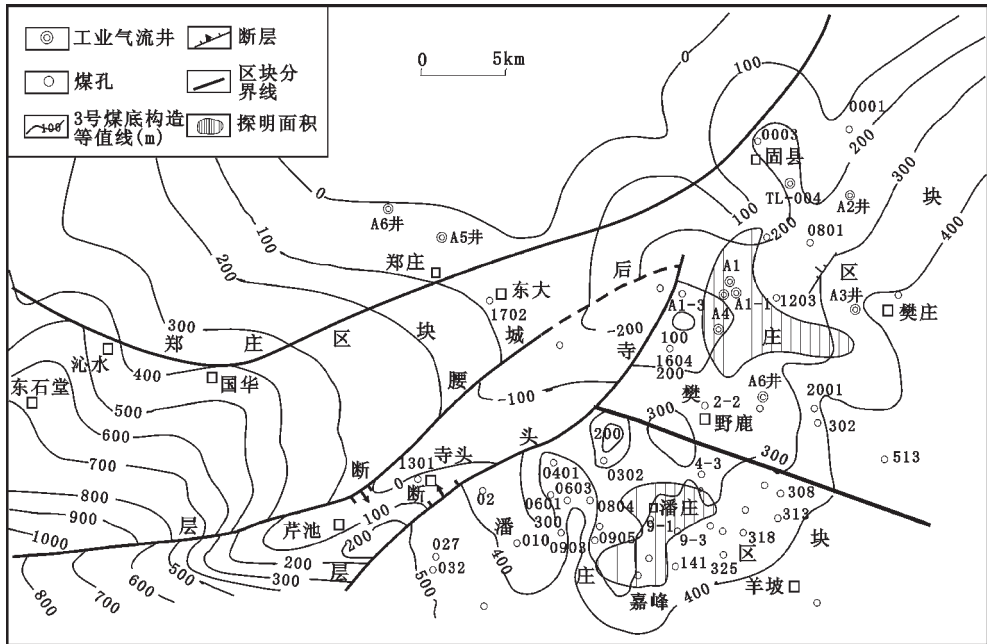
图1 沁水煤层气田构造井位分布图¹⁾

Fig. 1 Structure and gas well location in the Qinshui coal methane field

表1 沁水煤层气田煤的显微组分、镜质体反射率和含气量
Table 1 Gas content, maceral and vitrinite reflectivity of
coals in the Qinshui coal methane field

井号	煤号	显微组分/%			R ₀ /%	含气量 (m ³ /t 原煤基)
		镜质组	惰质组	壳质组		
A1	3	—	—	—	3.7	26.02
	15	—	—	—	3.7	23.3
A2	3	—	—	—	2.6	22.84
	15	—	—	—	2.74	21.55
A3	3	—	—	—	2.79	18.8
	15	—	—	—	2.83	13.96
A4	3	77.6	21.3	1.2	3.66	25.25
	15	80.7	18.7	0.52	3.81	26.3
A5	3	82.2	17.9	0	3.5	16.3
	15	86.5	13.5	0	3.48	20.89
A6	3	—	—	—	3.39	20
平均		81.75	17.9	0.42	3.29	21.38

注:由中国石油天然气成藏与开发重点实验室测试。

值可达 -33.26% ~ -35.39% ,向西煤层气逐渐变重,A1井为 -31.2% ,到最西边A5井煤层气最重,可达 -29.63% 。

2.2 煤层气成因

判识煤层气的成因类型对研究煤层气藏形成的过程是至关重要的。根据成因,煤层气主要有原生煤层气和次生煤层气(又叫变干煤层气)两种,原生煤层气是指成煤作用(主要为热解和裂解)形成煤层气后,基本上没有受到其他地质因素重大干涉与影响。次生煤层气主要是指煤层气藏形成后,因受到其他地质因素(解析-扩散、CH₄和CO₂碳同位素交换及生物作用等)明显的干涉和影响,其组分和甲烷碳同

位素明显改变而形成的煤层气。

沁水煤层气田的煤层气甲烷碳同位素比较重,一般认为其成因为原生煤层气。但是,该区3号和15号煤成熟度非常高,R₀值平均为3.29%,根据理论计算和实验测定结果^[2],在该区如果考虑扩散等其他因素作用,原生煤层气的真实值可能要大于 -27.10% ,从煤层气甲烷碳同位素值来看,尽管沁水煤层气田的煤层气甲烷碳同位素比较重, $\delta^{13}C_1$ 值分布在 -29.63% ~ -35.39% 之间,但是相对原生煤层气的甲烷同位素来说还是比较轻的,因此沁水煤层气田的煤层气在成藏后期可能受到其他地质因素作用的影响,使煤层气甲烷碳同位

表 2 沁水煤层气田煤层气组分
Table 2 Components of coal methane in the
Qinshui coal methane field

井号	井深/m	煤层号	CH ₄ /%	C ₂ /%	CO ₂ /%	N ₂ /%
A1-1	525.6~532.0	3	98.75	微量	0.44	0.8
A1-3	519~524.4	3	98.33	微量	0.9	0.76
A1-3	519~524.4	3	98.52	微量	0.9	0.56

注:由中国石油天然气成藏与开发重点实验室测定。

表 3 沁水煤层气田煤层气井 $\delta^{13}\text{C}_1$ 比值分布
Table 3 $\delta^{13}\text{C}_1$ distribution of different wells in the
Qinshui coal methane field

井号	层位号	$\delta^{13}\text{C}_1(\text{‰})$
A1	3	-31.20
A2	3	-31.80
	15	-32.10
A3	3	-33.56
	10	-33.26
	15	-35.39
A5	3	-30.10
	15	-29.63

注:由中国石油天然气成藏与开发重点实验室测试。

素变轻。

2.3 煤层气经历了解析-扩散-运移成藏过程

沁水煤层气田煤层气藏形成之后可能受到后期的其他地质因素影响而使煤层气甲烷碳同位素变轻,这些因素主要包括煤层中的 CH₄ 和 CO₂ 碳同位素交换平衡效应、次生生物作用和由于抬升作用煤层气在煤层内部发生解析-扩散-运移等。从沁水煤层气田的煤层气组成来看,CH₄ 含量应占绝对的优势,而 CO₂ 含量很低,CH₄/CO₂ 值分布为 109~224,因此即使存在这种作用,对甲烷的碳同位素影响应该非常小。次生生物作用可使煤层气碳同位素变轻,在煤层气保存条件差的地区由于生物作用形成的煤层气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值一般小于 -55‰^[3],沁水煤层气田煤层气保存条件好,煤层气甲烷碳同位素较重,因此对于该煤层气田煤层气的形成与次生微生物的作用可能性不大。

沁水煤层气田的煤层气与煤层气的解析-扩散-运移效应有关。在燕山期由于构造抬升和地层剥蚀而引起煤层埋深变浅和卸压导致煤层气的解析-扩散效应,由于 ¹²C 甲烷的极性弱于 ¹³C 甲烷,致使 ¹²C 甲烷优先解析,在煤层中发生扩散-运移作用,在局部高部位富集成藏。如果构造演化、煤层埋藏历史、煤储层封盖等地质条件有利于煤层气保存,则解析-扩散-运移过程有利于煤层气富集;反之,则会导致煤层气大量逸散。具体来说,在煤级相似条件下,煤层气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值越轻,则解析-扩散效应越强,构造、岩性等条件对煤层气富集的控制作用就越显重要。

3 煤层气的保存条件较好

煤层气的保存是煤层气成藏条件研究中的一个重要内

容。在研究煤层气保存条件时,通常从煤层围岩的性质、构造运动和水文地质条件等宏观因素来间接判识保存条件的好坏^[4]。同时也可以从煤层气组成等方面直接判识煤层气保存条件的好坏。保存条件好和遭到破坏的煤层气在化学组成方面存在明显的差异,主要表现在甲烷碳同位素组成和气体组分中 N₂ 含量等方面。

在保存条件好的煤层气藏中,煤层气中 N₂ 含量一般很低,但是如果煤层气藏的保存条件差,并处于气水交换活动带,N₂ 可以通过地下水活动进入储层,煤层气中的氮气含量因而增高,因此通过煤层气组分 N₂ 含量可以判识煤层气藏是否遭到破坏。

N₂ 含量与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 之间存在一定正相关关系,N₂ 含量高, $\delta^{13}\text{C}_1$ 低,这一关系说明煤层气中 N₂ 含量与保存条件存在着密切联系,当 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值 < -55‰(生物气的上限值),煤层气遭到完全破坏,生物作用强烈,生成大量的生物气,煤层气中以生物气为主,空气中 N₂ 通过地下水进入煤储层中,导致煤层气中 N₂ 含量较高,一般要大于 10%,在保存较好的煤层气中 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值较高(> -45‰),N₂ 含量较低,一般低于 5%,因此根据 N₂ 含量的高低也可以判识煤层气保存条件的好坏。

A3 井 3 号和 A2 井 2 号煤不同时间解析出的煤层气气体组分组成具有较大的变化,A3 井 N₂ 含量由开始的 7.58% 降到 0.64%, $\delta^{13}\text{C}_1$ 值由 -35.23‰ 增加到 -34.10‰,A₂ 井 N₂ 含量由开始的 3.2% 降到 1.20%, $\delta^{13}\text{C}_1$ 值由 -37.76‰ 增加到 -29.56‰,在解析过程中,先解析出来的煤层气中 N₂ 含量高,这是因为 N₂ 解析的速度可能比甲烷快。在所分析的气样中除一个样中 N₂ 含量为 7.58% 外,其他样品 N₂ 含量均低于 5%。

沁水煤层气田煤层气中 N₂ 含量均低于 1%(表 1),因此,无论是从井口采集的煤层气样还是煤岩解析的煤层气样中均看出该气田煤层气中的 N₂ 含量很低,这可能与该煤层气田煤层气的保存条件很好有关。

煤层甲烷碳同位素组成与煤层气保存条件也是密切相

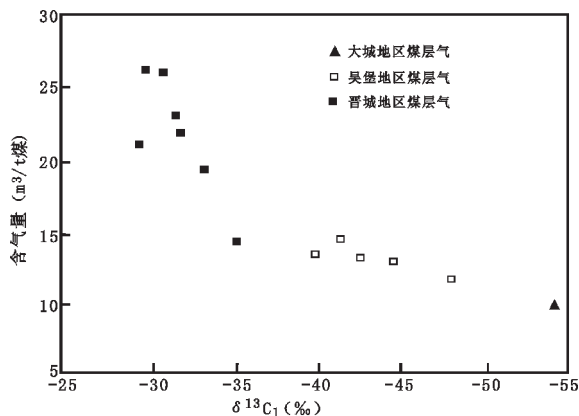


图 2 煤层气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值与煤层含气量的关系
Fig. 2 Relation between gas content in coal and $\delta^{13}\text{C}_1$ of coal methane

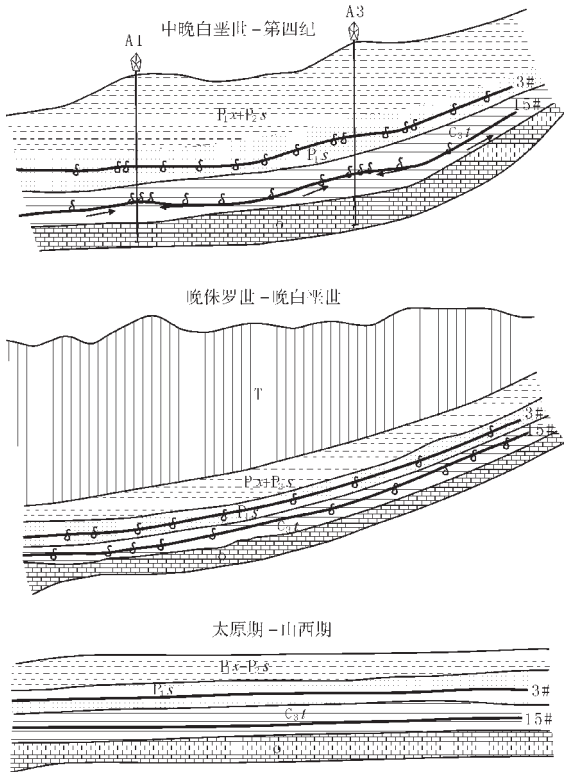


图3 沁水煤层气田樊庄区块煤层气成藏过程模式图
T—三叠系;O—奥陶系; P_{1x} —下二叠统石盒子组; P_{2s} —中二叠统石千峰组; P_{1s} —下二叠统山西组; C_{3t} —上石炭统太原组

Fig.3 Model for the formation of the coal methane accumulation in the Fanzhuang block of the Qinshui coal methane fields

T—Triassic; P_{1x} —Lower Permian Xiashihezi Formation; P_{2s} —Lower Permian Shanxi Formation; P_{2s} —Middle Permian Shiqianfeng Formation; C—Upper Carboniferous Taiyuan Formation; O—Ordovician

关的。作者对晋城、吴堡、大城等地区煤层气含气量和 $\delta^{13}C_1$ 值进行了分析,发现它们具有一定的相关关系(图2)。从图中可以看出, $\delta^{13}C_1$ 值在 -30% 左右时,含气量很高,一般大于 $20m^3/t$ 煤,随着碳同位素逐渐变轻,含气量逐渐减少,在 $\delta^{13}C_1$ 值在 -35% 时,含气量不超过 $15m^3/t$ 煤,当 $\delta^{13}C_1$ 值低于 -50% 时,含气量低于 $10m^3/t$ 煤。这可能说明煤层气保存条件变差的缘故。由于煤层抬升剥蚀,煤层气保存条件差,煤层气大量散失,并且与地表连通的含水含有大量微生物作用形成生物气使得原有煤层气变轻。由此根据甲烷的碳同位素变化也能预测煤层气的保存条件。

沁水煤层气田煤层气 $\delta^{13}C_1$ 值分布在 -29% ~ -35% 之间,大部分在 -31% 左右,从这个角度来分析该区煤层气保存条件很好;大城地区煤层气 $\delta^{13}C_1$ 值分布在 -58.5% ~ -49.9% 之间,煤层气保存条件较差;吴堡地区煤层气 $\delta^{13}C_1$ 值分布于 -38% ~ -49% 之间,一般在 -45% 左右,煤层气保存条件

一般。

4 煤层气成藏过程

煤层气成藏过程与常规气藏相比有很大的差别,煤层从成岩早期阶段到现今整个过程都在影响着煤层气成藏。根据构造演化和煤层气聚集特点可将沁水煤层气田煤层气成藏过程分为3个阶段(图3):

第一阶段——煤层发育阶段:在太原期和山西期,煤层发育,形成单层厚度较大的3和5号主力煤层,为煤层气成藏形成提供了物质基础和储集空间。

第二阶段——原生煤层气藏形成阶段:晚侏罗世至早白垩世末,由于区域热变质作用,地温梯度可达 $5.5^\circ C/100m$,该区古地温异常高,可达 $235^\circ C$,该阶段的煤层气成藏特点是煤岩热演化迅速增加, R_0 值可达 3.7% ,煤大量生气,为高-过成熟阶段热裂解气,含气量较高。这一阶段为煤层气成藏提供了充足的气源。

第三阶段——煤层气藏调整阶段“晚白垩世至现今,本阶段地壳以抬升为主,地层剥蚀厚约 $2000m$,煤层埋深低于 $1000m$,由于卸压作用,煤层气发生解析-运移-聚集(或散失)作用,因此发生重新调整,构造低部位的煤层气由于抬升压力降低,煤层气发生解析作用,并向附近的高部位运移,从而在构造高部位富集煤层气。该阶段是该区煤层气成藏的关键时期。

从煤层气成藏过程分析可知,对沁水煤层气田煤层气成藏形成来说,第二和第三阶段是非常重要的。第二阶段是煤层气大量生成时期,为煤层气藏形成提供了大量的气源;第三阶段是沁水煤层气田次生-原生煤层气藏形成的关键时刻,煤层气发生解析-运移-聚集是该区煤层气富集的关键因素。在分析煤层气成藏关键时刻时次生-原生煤层气藏和原生煤层气藏是有差别的。原生煤层气藏成藏关键时刻是在煤层气大量生成高峰期,在对成藏各要素的分析时应着重于这一时期;而对次生-原生气藏成藏关键时刻是在煤层气发生运移富集的时期,这一时期的成藏各要素研究对煤层气勘探至关重要。

5 结论

(1)沁水煤层气田形成的主要原因是煤层气资源丰富,山西组和太原组单层煤层厚度大,热演化高,煤层气气源充足,气源充足是煤层气田形成的主要原因之一。

(2)经过后期的构造改造作用后,煤层气的保存条件仍然较好,保存条件是评价煤层气田形成的一个关键因素。

(3)沁水煤层气田在煤层气成藏过程中,经历了解析-扩散-运移作用,这样,在构造高部位煤层气富集成藏,使得该区煤层气资源富集。

(4)沁水煤层气田的形成经历了煤层发育、原生煤层气藏形成、煤层气藏调整3个阶段,其中,第三阶段是沁水煤层

气田次生-原生煤层气藏形成的关键时期。

参考文献 (References):

- [1] 赵庆波.煤层气地质与勘探技术[M].北京:石油工业出版社,1999. 13~45.
Zhao Qingbo. Geological Characteristics and Exploration Technique of Coal Methane[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 13~45(in Chinese).
- [2] 胡国艺,刘顺生,李景明,等.沁水盆地晋城地区煤层气成因[J].石油与天然气地质,2001, 22(4):319~322.
Hu Guoyi, Liu Shunsheng, Li Jingming, et al. The Origin of coal methane of Jingcheng area in Qinshui basin[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22 (4): 319~322 (in Chinese with English abstract).
- [3] 戴金星,戚厚发,宋岩,等.我国煤层气组分、碳同位素类型及其成因和意义[J].中国科学, B 辑,1986, 16(12): 1317~1326.
Dai Jingxing, Qi Houfa, Song Yan, et. al. The origin and significant of coal methane components and isotopes in China [J]. Science in China (Series B), 1986, 16 (12): 1317~1326 (in Chinese with English abstract).
- [4] 张建博,王红岩.山西沁水盆地煤层气有利区预测[M].徐州:中国矿业大学出版社,1999. 81~94.
Zhang Jianbo, Wang Hongyan. The Exploration Area Prediction of Coal Methane in Qinshui Basin in Shanxi Province[M]. Xuzhou: China Mineral University Press, 1999. 81~90 (in Chinese).

Analysis of conditions for the formation of a coal methane accumulation in the Qinshui coal methane field

HU Guo-yi¹, GUAN Hui¹, JIANG Deng-wen², DU Ping², LI Zhi-sheng¹

(1. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, 065007 Langfang City, Hebei, China;

2. North China Business Division, North China oilfield logging co.ltd, China Petroleum Group Renqiu 062552, Hebei, China)

Abstract: Coal beds in the Qinshui coal methane field vary in thickness between 1 and 2 m, being generally 6 m thick. The degree of thermal maturity R_o ranges from 2.6% to 3.7% and the coal methane resources are abundant with a gas content of $> 14 \text{ m}^3/\text{t}$. The components and carbon isotopic composition of coal methane suggest that the coal methane of thermal origin in the Qinshui coal methane underwent deadsorption, diffusion and migration, it was concentrated and accumulated in the structural high, and the coal methane accumulation has been well preserved after its formation. Owing to the above-mentioned three factors, coal methane in the Qinshui coal methane field has good conditions of accumulation formation.

Key words: Qinshui coal methane field; coal methane; carbon isotope; component; accumulation; shanxi