

松辽盆地徐家围子断陷深层天然气成因类型及各种成因气贡献

张居和, 方伟, 李景坤, 霍秋立

大庆油田公司勘探开发研究院, 黑龙江大庆, 163712

内容提要:徐家围子断陷深层首次发现以腐泥型气为主的有机成因天然气,不同地区深层天然气成因类型及各种成因气的贡献成为研究重点。采集徐家围子断陷 29 口井 35 件深层天然气和 26 口井 33 件深层烃源岩样品,采用组分碳同位素和轻烃指纹色谱方法分析天然气和烃源岩样品,实验研究认为深层天然气主要为腐殖型气、腐泥型气、有机深源气 3 种成因组成的混合气,无机成因烷烃气的贡献较小。首次提出了多种有机成因类型天然气贡献定量测试方法并进行了实验验证,采用天然气甲烷碳同位素、乙烷碳同位素和甲基环己烷指数、环己烷指数、脂烃族参数 5 个成因类型指标,确定了腐殖型气、腐泥型气、有机深源气的 5 个成因类型指标端元值,利用天然气的混合配比性建立成因类型指标地球化学模型,采用非线性数学模拟方法建立计算模板,首次定量测试了徐家围子断陷深层天然气样品中 3 种有机成因气的定量贡献。实验结果表明,徐家围子断陷深层天然气除昌德气藏芳深 1 井、芳深 2 井有机深源气贡献为 81% 外,其他井的腐殖型气、腐泥型气和有机深源气平均贡献分别为 62.45%、25.51%、12.02%;不同地区及井段的腐殖型气、腐泥型气和有机深源气贡献有差别,升平—汪家屯地区平均贡献分别为 61.63%、20.94%、17.29%,昌德地区平均贡献分别为 73.74%、14.48%、11.77%,兴城—徐东地区及断陷中东部平均贡献分别为 51.98%、40.99%、7.01%。从断陷北部到中部即从升平—汪家屯、昌德到兴城—徐东地区有机深源气贡献减少、腐泥型气贡献增大,部分井段腐泥型气贡献超过 43% 且为主要贡献,个别井段腐泥型气贡献最大达 74%,与断陷中东部烃源岩 II 型有机质相对发育及断陷地层地质特征相吻合,呈现主要来源于下伏气源岩和天然气藏以垂向运移为主、侧向运移为辅的源岩控型成藏特征。

关键词:腐殖型气;腐泥型气;有机深源气;无机成因烷烃气;数学模拟计算

松辽盆地北部深层天然气勘探探明储量 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$,随着其储量规模不断扩大及深入研究,不断取得新成果、新认识。徐家围子断陷是松辽盆地北部天然气的主要勘探区之一,天然气成因复杂,主要存在 4 种成因天然气,即有机成因的腐殖型气、腐泥型气(张居和等,1997,2005;冯子辉等,1998;黄海平,2000;杨峰平等,2002)^{①②③④⑤}、有机深源气(高瑞祺等,1997;冯子辉等,1998)^⑥和无机成因气(郭占谦等,1994,1997,2000;王先彬等,1997;戴金星等,2001)^⑦,由于天然气的易运移性和易混合性,往往使深层天然气具有混合成因特性,尤其是在断陷中东部发现的以腐泥型气为主的有机混合成因天然气,搞清深层天然气的成因类型和定量测试其贡献大小,是松辽盆地北部深层天然气勘探几十年来亟

待解决的难题。目前,天然气地球化学成因类型研究一般采用组分碳同位素和轻烃指纹色谱方法(张义刚,1987,1991;戴金星,1992,1993a,1993b;戴金星等,2001;钱志浩等,1994;张居和等,1997;黄海平,2000;宋岩等,2005);天然气贡献及混合比例研究主要分 3 方面,一是不同成因类型天然气的贡献,一般采用甲烷或乙烷碳同位素端元值解方程或图版方法(高先知,1997;夏新宇等,1998;傅宁,2000;李贤庆等,2002;金强等,2004;程付启等,2005),解决腐殖型气和腐泥型气 2 种有机成因混合气的贡献大小问题;二是不同烃源岩及演化阶段生成天然气的贡献(金强等,2004;李景坤等,2005;张居和等,2005,2006a,2006b),采用烃源岩及天然气轻烃指纹色谱技术或组分同位素与 R_o 关系等,测试了 4~5

注:本文为国家重点基础发展规划“973”项目“火山岩油气藏分布规律与资源预测”(编号 2009CB219308)部分成果和“白垩纪古气候变化与陆相大规模烃源岩形成”(编号 2006CB701404)资助的成果。

收稿日期:2008-03-14;改回日期:2008-10-14;责任编辑:周健。

作者简介:张居和,男,1965 年生。工程师,现在大庆油田公司勘探开发研究院从事油气地球化学工作,已发表学术论文 64 篇。电话:0459-5595449;Email:zhangjuhe@petrochina.com.cn。

套烃源岩或1套烃源岩2个演化阶段产气的贡献;三是合采井不同储层天然气产能贡献及动态监测色谱烃指纹技术(张居和等,2006c),前两项技术主要用于天然气勘探,后1项技术主要用于天然气开采及分层管理。利用组分碳同位素技术只能解决两种成因类型天然气贡献问题,而徐家围子断陷深层可能主要存在3种有机成因类型天然气且演化程度高,需要进行3种成因类型及以上天然气贡献的定量测试技术研究。同时,徐家围子断陷无机成因烷烃气的判别及贡献大小问题,一直存在不同的学术观点及争议。不同地区深层天然气成因类型及其贡献研究,对认识松辽盆地北部深层天然气成因及来源、指导深层天然气勘探有重要意义。

1 地质背景与实验样品

徐家围子断陷属西断东超箕状断陷,断陷西侧控陷断层为沿早期糜棱岩带活化的低角度断裂,东边界为缓坡带,并向东逐步进入肇东-朝阳沟隆起带,由断陷周边伸入断陷内的升平、肇州、薄荷台等鼻状构造将徐家围子断陷分隔为几个向斜区。深部有泉头组(泉一、泉二段)、登娄库组(K_1d)、营城组(K_1yc)、沙河子组(K_1sh)、火石岭组($Jhsl$)、石炭系一二叠系(C-P)等地层,深层烃源岩以沙河子组为主^{①②③},暗色泥岩、煤系地层发育,断陷烃源岩有机质母质成因以Ⅲ型为主,Ⅱ型次之,并呈现从断陷北部到中东部Ⅱ型干酪根有机质逐渐发育的趋势,均处于高成熟一过成熟阶段,提供了充足的气源;深层主要气藏类型包括登娄库构造型气藏、营城组火山岩岩性气藏、基底岩性气藏等,已发现升平-汪家屯、昌德、兴城气藏等。采集徐家围子断陷生产气井和工业气流储层的天然气样品35件、烃源岩样品33件。

2 深层天然气检测及成因类型

2.1 深层天然气及烃源岩检测

天然气及烃源岩烃指纹色谱检测方法:取粒径1~10 cm的源岩样品700 g充满(减少滞留在制备装置中的空气量)制备装置中,密封后,通过往复振动撞击粉碎样品,将源岩中吸附气体释放出来,用排水法取出气体;在冷冻条件下(温度-75~-65℃),将气样(天然气或烃源岩吸附气)注入富集管,使样品中烃类得到富集,再加热解吸,通过六通阀切入气相色谱仪分析。气相色谱烃指纹分析条件:有程序升温功能的气相色谱仪和数据处理器,50 m弹性石英毛细色谱柱,氢火焰离子化检测器,载气为氦气,

燃气为氢气,助燃气为空气,柱起始温度35℃,恒温5 min,以2℃/min升到180℃,恒温至组分出完。

天然气及烃源岩吸附气组分碳同位素检测方法:采用天然气中氢碳氧同位素制样方法(廖永胜等,1991)及石油和沉积有机质的氢碳同位素分析方法(廖永胜,1991),检测仪器为PRISM II同位素质谱仪。

2.2 深层天然气成因类型判别方法

天然气成因类型判别采用轻烃指纹和组分碳同位素方法。深层天然气分为无机成因烷烃气和有机成因烷烃气,有机成因烷烃气按烃源岩生烃母质分为腐殖型气和腐泥型气,冯子辉^④(冯子辉等,1998)、高瑞琪等(1997)把松辽盆地深部基岩气源层生成的天然气定义为有机深源气。腐泥型天然气富含正构烷烃,甲烷和乙烷碳同位素一般分别介于-55‰~-30‰和小于-29‰,轻烃甲基环己烷指数和环烷指数分别小于50%±2%和27%±2%;腐殖型气富含异构烷烃和芳烃,甲烷和乙烷碳同位素分别介于-40‰~-24‰和大于-29‰,轻烃甲基环己烷指数和环烷指数分别大于50%±2%、27%±2%^⑤(张义刚,1987,1991;戴金星,1992,1993a,1993b;钱志浩等,1994;黄飞等,1996;张居和等,1997;戴金星等,2001;刘德汉等,2004;宋岩等,2005);有机深源气以甲烷为主、碳同位素偏重(介于-21‰~-23‰)、组分碳同位素系列反序^⑥为主要地球化学特征;无机成因烷烃气是地球深部原始气体或无机反应合成的非生物气体,以CO₂、甲烷为主(宋岩等,2005)、甲烷碳同位素偏重且组分碳同位素系列反序(张义刚,1987;戴金星,1992,1993a;郭占谦等,1994,1997,2000;王先彬等,1997;戴金星等,2001;宋岩等,2005;沈立成等,2007)为主要地球化学特征,判别方法主要为组分碳同位素系列反序和 $\delta^{13}C_1$ 值大于-20‰(张义刚,1987;沈平等,1991;徐永昌等,1994;黄飞等,1996;刘文汇等,2003)、大于-25‰(Jenden et al.,1993;郭占谦等,2000)和大于-30‰(戴金星,1992,1993a;戴金星等,2001)3种观点,本文徐家围子断陷深层天然气以大于-20‰为无机成因烷烃气界限值(与中华人民共和国石油天然气行业标准一致,在后面讨论)。

2.3 深层天然气地球化学特征及成因类型

从深层天然气组分碳同位素分析结果(表1)和成因类型判别看,升平-汪家屯地区 $\delta^{13}C_1$ 值绝大部分介于-26‰~-30‰,反映出腐殖型气特征; $\delta^{13}C_2$ 介于-24‰~-28‰,反映出腐殖型气特征,组分碳同位素指标判别为腐殖型气。昌德地区芳深1井、芳

表 1 天然气成因类型指标分析数据

Table 1 Analytical data of genetic type of natural gas

地区	井号	井深(m)	层位	$\delta^{13}C_1$ (‰)	$\delta^{13}C_2$ (‰)	MCyC ₆ (%)	CyC ₆ (%)	iC_5/nC_5
升平汪家屯	升深 1	2727.4~2824.2	K ₁ d	-27.06	-24.23	62.33	61.86	2.23
	升深 2-1	2995.0	K ₁ yc	-25.61	-25.92	67.23	51.21	3.36
	升深 202	2898.0~2890.0	K ₁ yc	-28.03	-26.95	69.25	37.92	5.33
	升深 2-19	2887.0~2915.0	K ₁ yc	-28.12	-27.97	57.73	38.36	4.54
	升深 2-21	2930.0~2960.0	K ₁ yc	-27.12	-28.68	51.06	39.44	5.19
	升深 10	2700.0~2722.0	K ₁ d	-26.57	-26.49	54.52	34.08	2.15
	宋深 102	3183.0~3197.0	K ₁ yc	-30.14	-25.63	79.71	43.98	2.43
	汪深 1	2987.4~2998.4	K ₁ yc	-26.39	-27.94	86.17	63.12	2.48
昌德	芳深 1	2926.0~2940.0	K ₁ d	-22.15	-22.98	4.51	0.24	0.47
	芳深 101	3333.0~3347.0	K ₁ yc	-30.03	-29.21	63.09	32.66	5.72
	芳深 2	2768.8~3038.4	K ₁ d	-22.51	-23.32	4.84	4.18	0.51
	芳深 4	2823.6~3229.8	K ₁ d	-29.13	-30.11	72.29	60.17	2.75
	芳深 5	3045.0	K ₁ d	-26.88	-27.64	90.13	76.59	2.99
	芳深 6	3210.4~3409.8	K ₁ d-K ₁ yc	-27.78	-30.32	89.56	64.42	3.72
	芳深 8	3546.0~3723.0	K ₁ yc-K ₁ sh	-27.53	-30.15	85.97	69.80	2.95
	芳深 10	3490.6~3450.0	K ₁ yc	-29.01	-26.93	64.56	72.67	2.27
兴城徐东	徐深 1	3364.0~3379.0	K ₁ yc	-28.43	-30.46	81.38	63.10	2.86
	徐深 1	3447.0~3573.8	K ₁ yc	-26.54	-31.68	87.27	35.35	3.93
	徐深 1	3578.4~3705.2	K ₁ yc	-26.82	-30.31	86.43	33.98	3.58
	徐深 1-1	3424.0~3416.0	K ₁ yc	-28.13	-30.00	76.84	28.59	2.83
	徐深 1-3	3534.0~3542.0	K ₁ yc	-30.47	-32.41	83.16	12.05	3.97
	徐深 2	3740.0~3732.0	K ₁ yc	-29.95	-33.82	69.62	54.90	3.18
	徐深 2	4002.0~3985.5	K ₁ yc	-27.88	-31.27	75.41	3.52	2.26
	徐深 2	4084.0~4076.0	K ₁ yc	-29.45	-34.19	78.12	4.76	2.38
	徐深 2	4266.0~4273.0	K ₁ yc	-26.62	-32.13	80.97	8.30	4.91
	徐深 4	3774.0~3783.0	K ₁ yc	-31.26	-35.59	79.74	14.81	3.48
	徐深 4	3881.0~3873.0	K ₁ yc	-28.80	-29.14	58.13	27.68	2.38
	徐深 5	3629.0~3611.0	K ₁ yc	-27.69	-30.42	84.34	23.62	4.25
	徐深 6	3561.0~3570.0	K ₁ yc	-28.14	-29.49	77.41	7.32	3.02
	徐深 6-1	3613.0~3640.0	K ₁ yc	-48.19	-33.39	40.13	17.79	0.94
	徐深 6-2	3570.0~3578.0	K ₁ yc	-28.10	-30.66	75.51	27.78	5.05
	徐深 7	3784.0~3880.0	K ₁ yc	-28.56	-32.19	84.46	9.08	3.02
	徐深 9	3592.0~3575.0	K ₁ yc	-27.45	-33.46	90.51	2.51	5.26
	徐深 13	3901.0~3926.0	K ₁ yc	-28.28	-34.64	72.811	10.13	1.92
	徐深 21	3674.0~3703.0	K ₁ yc	-31.59	-34.74	70.17	7.48	3.63

深 2 井天然气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 值分别为 -22.15‰、-22.51‰和 -22.98‰、-23.32‰, 主要表现出有机深源气特征; 昌德地区其他天然气 $\delta^{13}C_1$ 值介于 -26‰~-30‰, 反映出腐殖型气特征, $\delta^{13}C_2$ 介于 -26‰~-30‰, 反映出腐殖型气或腐泥型气特征, 组分碳同位素指标判别为腐殖型和腐泥型混合气。

兴城—徐东地区天然气 $\delta^{13}C_1$ 值绝大部分介于 -26‰~-30‰, 反映出腐殖型气特征, 有徐深 4 井 (3774.0~3783.0m)、徐深 21 井、徐深 6-1 井分别为 -31.26‰、-31.59‰、-48.19‰, 反映出腐泥型特征; $\delta^{13}C_2$ 介于 -30‰~-36‰, 反映出腐泥型气特征。可见, 深层天然气主体成分甲烷的碳同位素指标都反映出腐殖型特征, 判别深层天然气为以腐殖

型为主的有机成因混合气。

从深层天然气轻烃指纹母质类型指标分析结果 (表 1) 和成因类型判别看, 升平—汪家屯地区天然气甲基环己烷指数大于 51%, 反映出腐殖型气特征, 环己烷指数大于 34%, 反映出腐殖型气特征, 脂烃族 iC_5/nC_5 参数大于 2, 反映出腐殖型气特征。昌德地区芳深 1 井、芳深 2 井天然气轻烃指纹母质类型参数反映出有机深源气特征, 其他井天然气甲基环己烷指数大于 63%, 反映出腐殖型气特征, 环己烷指数大于 32%, 反映出腐殖型气特征, 脂烃族 iC_5/nC_5 参数大于 2, 反映出腐殖型气特征。兴城—徐东地区天然气甲基环己烷指数绝大多数大于 56%, 反映出腐殖型气特征, 环己烷指数介于 2.51%~63.10%, 反映出腐殖型

气或腐泥型气特征,脂烃族 iC_5/nC_5 参数绝大多数大于 2,反映出腐殖型气特征,只有徐深 6-1 井天然气轻烃指纹母质类型参数反映出腐泥型气特征。可见,轻烃指纹母质类型指标判别深层天然气以腐殖型为主的有机成因混合气。利用 $\delta^{13}C_2$ 和甲基环己烷指数母质类型联合模板判别徐家围子断陷深层天然气一般具有深层有机混合气特征。综上所述,利用组分碳同位素和轻烃指纹母质类型指标判别深层天然气是以腐殖型为主的有机成因混合气。

需要指出的是,虽然深层天然气烃类的主体成分是甲烷、次要成分为乙烷到正十二烷等多种烃类化合物,但这些天然气成分既可能来自腐泥型烃源岩和腐殖型烃源岩,也可能来自不同烃源岩的不同演化时期,其烃类碳数范围不同,气藏中天然气成分本身往往是多种、多期成因来源的混合体。因此,天然气的成因类型指标就反映出天然气的多种成因特征。当地球化学检测的成因类型指标反映天然气主体成分与次要成分的成因类型来源不相同,可能是不同母质类型烃源岩在不同演化阶段生成气不同比例混合的结果,如腐殖型烃源岩成熟阶段生成的天然气,混入了一定量腐泥型烃源岩过成熟阶段生成的天然气,且两种成因天然气 $\delta^{13}C_1$ 值较重且接近、 $\delta^{13}C_2$ 值相差较大时,天然气 $\delta^{13}C_1$ 和轻烃指纹成因类型参数 (MCyC₆、CyC₆、 iC_5/nC_5) 表现出腐殖型气特征,而 $\delta^{13}C_2$ 表现出腐泥型气特征。

3 不同成因类型天然气的贡献

3.1 无机成因烷烃气的贡献

从徐家围子断陷深层天然气分析结果(表 1)看,除芳深 1 井、芳深 2 井的 $\delta^{13}C_1$ 接近 -20‰ 外,其他样品的 $\delta^{13}C_1$ 值都轻于 -26‰、没有重于 -20‰ 的。虽然,芳深 1 井、芳深 2 井(郭占谦等,1994,1997,2000;王先彬等,1997;戴金星等,2001)等部分天然气 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3$,出现系列反序,但综合判断芳深 1 井、芳深 2 井主要具备有机深源气特征,所采集的深层天然气样品都具备有机成因天然气特征、没有典型无机成因烷烃气特征。当然,徐家围子断陷深层天然气发现了无机成因的 CO₂ 气藏等,如芳深 9 井 3602.0~3620.0 m 气层,天然气组分中 CO₂ 和甲烷、乙烷含量分别为 89.72% 和 9.61%、0.14%, $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 分别为 -27.45‰、-32.11‰、-4.06‰,烷烃气组分为有机成因、CO₂ 为无机成因(本文不研究 CO₂ 气成因及其贡献)。可见,在徐家围子断陷深层无典型无机成因烷烃气层

(气藏),无机成因烷烃气的贡献较小。

3.2 不同有机成因类型气贡献及混合比例

3.2.1 定量测试方法

不同烃源岩生排烃后,通过断裂或不整合面等运移到储气层(藏)中混合(也包括不同成藏期次等产生的天然气的混合),由于深层天然气的易运移性、易混合性和处于高一过成熟演化阶段,深层天然气(气藏)往往是多种有机成因组成的“混合干气”,勘探钻井和开采过程中难以采集到单纯的腐殖型气、腐泥型气、有机深源气样品,也就难以分别获得这 3 种成因类型气的地球化学指标数据,故一般采用参数指标数据的端元值。然而,多数深层天然气仅得到 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 指标数据,仅用组分碳同位素指标难以实现多种成因类型天然气贡献的定量计算。因此,在实验室采用天然气组分碳同位素和轻烃指纹色谱技术结合的方法,选取 C₁—C₇ 多个烃类母质类型指标及其端元值,利用混合配比性和比例配伍原则确定成因指标地球化学模型,通过数学模拟计算实现多种有机成因天然气混合比例的定量测试。

3.2.2 天然气成因类型指标及端元值

虽然深层“干气”中轻烃指纹色谱技术能够检测出甲烷、乙烷和丙烷以上指纹化合物 100 多种(图 1),但能够作为烃类成因类型判别指标的为 C₅—C₇ 化合物(戴金星,1992,1993b;钱志浩等,1994;张居和等,1997;宋岩等,2005)。只有将深层天然气组分碳同位素 ($\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_1$) 和轻烃指纹指标 (MCyC₆、CyC₆、 iC_5/nC_5) 配合使用,才能全面反映和有效判别天然气的多种成因混合特性,数学模拟计算结果才更加准确可靠。根据戴金星(1992,1993a,1993b)、戴金星等(2001)、张义刚(1987,1991)、张居和等(1997)、宋岩等(2005)等研究结果,甲烷碳同位素、乙烷碳同位素和甲基环己烷指数 (MCyC₆)、环己烷指数 (CyC₆)、脂烃族参数 (iC_5/nC_5) 是较好的天然气成因类型判别指标,故把这些成因类型指标作为数学模拟计算的地球化学模型参数指标。

根据深层天然气分析母质类型指标数据(表 1)和成因类型指标判别值(表 2),确定 3 种成因的地球化学成因类型指标端元值(表 3),将其按不同混合配比模式得到一系列成因指标参数值,作为数学模拟计算的成因指标地球化学模型参数(表 4)。其中,腐殖型气端元值为天然气检测数值(表 1)中处于判别数值(表 2)范围中的最高值;腐泥型气端元值为天然气检测数值(表 1)中处于判别数值(表 2)范围中的最低值;有机深源气碳同位素和轻烃指纹参数端元

表 2 天然气成因类型指标判别值

Table 2 Diagnostic value of genetic type of natural gas

成因类型	成因类型参数判别值				
	$\delta^{13}C_1$ (‰)	$\delta^{13}C_2$ (‰)	MCyC ₆ (%)	CyC ₆ (%)	iC ₅ /nC ₅
腐殖型气	-40~-24	-29~-22	>50	>27	>1.0
腐泥型气	-55~-30	-40~-29	<50	<27	<1.5
有机深源气	-21~-23	-22~-24	/	/	<1.0

表 3 天然气成因类型指标端元值

Table 3 Minal value of genetic type of natural gas

成因类型	成因类型指标端元值				
	$\delta^{13}C_1$ (‰)	$\delta^{13}C_2$ (‰)	MCyC ₆ (%)	CyC ₆ (%)	iC ₅ /nC ₅
腐殖型气	-25.61	-24.23	90.13	76.59	5.72
腐泥型气	-48.19	-35.59	40.13	2.51	0.94
有机深源气	-22.15	-22.98	4.51	0.24	0.47

表 4 不同配比成因类型指标地球化学模型

Table 4 Geochemical model of genetic type for difference match

不同混合配比成因类型指标参数值					混合配比率 (%)		
$\delta^{13}C_1$ (‰)	$\delta^{13}C_2$ (‰)	MCyC ₆ (%)	CyC ₆ (%)	iC ₅ /nC ₅	腐殖型气	腐泥型气	有机深源气
-25.10	-24.37	16.63	8.10	1.04	10.00	10.00	80.00
-43.33	-33.19	41.57	9.69	1.37	10.00	80.00	10.00
-27.52	-25.24	76.57	61.55	4.72	80.00	10.00	10.00
-28.05	-25.75	28.76	15.96	1.61	20.00	20.00	60.00
-38.47	-30.80	43.01	16.87	1.80	20.00	60.00	20.00
-29.43	-26.25	63.01	46.50	3.71	60.00	20.00	20.00
-31.00	-27.14	40.88	23.83	2.19	30.00	30.00	40.00
-33.60	-28.40	44.44	24.05	2.23	30.00	40.00	30.00
-31.35	-27.26	49.44	31.46	2.71	40.00	30.00	30.00
-33.95	-28.52	53.01	31.69	2.76	40.00	40.00	20.00
-28.74	-26.00	45.88	31.23	2.66	40.00	20.00	40.00
-33.26	-28.27	35.88	16.42	1.71	20.00	40.00	40.00

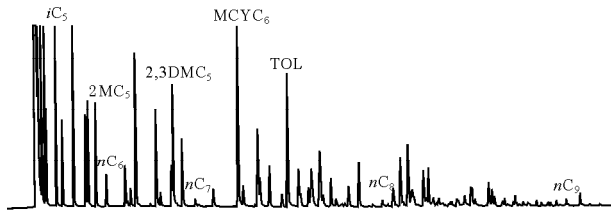


图 1 深层天然气轻烃指纹气相色谱图

Fig. 1 Light hydrocarbon fingerprint chromatography of deep natural gas

值分别为天然气检测数值(表 1)中处于判别数值(表 2)范围中的最高值和最低值。

3.2.3 数学模拟计算方法与测试结果

由于 1 种成因类型气与 3 种成因混合气的成因类型指标参数值之间是非线性关系,3 种有机成因天然气贡献的数学模拟计算方法,采用非线性人工神经网络智能学习算法,就是寻找并确定不同混合配比条件下 3 种成因类型气与混合气之间的规律,即确定不同混合配比条件下每种成因气与混合气成因类型指标参数值之间的规律。

计算过程是,将深层天然气不同混合配比成因类型指标地球化学模型参数值(表 4)输入计算软件进行模拟训练,经过一系列的 Sigmoid 函数及矩阵运算、加权、平均,输出到第二个隐层,经过同样原理

的一系列运算,输出到第一个隐层,再经过同样原理的一系列运算,输出到输出层,输出层即是混合天然气中不同成因气计算的混合比例,与不同成因气的混合比例的对比,把误差按原来路径逐层反馈回去,在反馈的过程中,按误差的大小,依次调整各个节点的权向量矩阵;按照调整之后的权向量矩阵再次重复上面的步骤,如此循环往复,直到输出与混合配比之间的误差满足所要求的精度为止。这时,存储各层各个单元的权值矩阵及相关参数,就训练形成 3 种成因类型天然气贡献率的模拟计算模板。再将检测的混合天然气成因类型指标数据(表 1),输入模拟计算模板进行计算,即可获得混合天然气 3 种成因类型气的贡献率(表 5)。

为了检验训练形成的模拟计算模板的可行性,将不同混合配比成因类型指标参数值(表 4 中左侧数据)输入训练形成的模拟计算模板回归计算,回归计算结果与实际混合配比率(表 4 中右侧数据)的绝对误差最大为 4.14%、相对误差最大为 7.18%(表 6)。

从深层天然气 3 种成因类型气贡献测试结果(表 5)看,升平—汪家屯地区从登娄库组到营城组腐殖型气贡献 44.79%~82.83%,平均为 61.63%,腐泥型气贡献 9.86%~31.56%,平均为 20.94%,有机深源气 7.29%~32.35%,平均为 17.29%,腐

表5 不同成因类型天然气贡献结果

Table 5 The contribution results to natural gas of difference genetic type

地区	井号	井深(m)	层位	腐殖型气(%)	腐泥型气(%)	有机深源气(%)
升平汪家屯	升深 1	2727.4~2824.2	K ₁ d	60.77	11.80	27.42
	升深 2-1	2995.0	K ₁ yc	67.04	17.87	14.07
	升深 202	2898.0~2890.0	K ₁ yc	62.89	27.64	9.46
	升深 2-19	2887.0~2915.0	K ₁ yc	52.17	29.22	18.59
	升深 2-21	2930.0~2960.0	K ₁ yc	44.79	22.85	32.35
	升深 10	2700.0~2722.0	K ₁ d	46.66	31.56	21.76
	宋深 102	3183.0~3197.0	K ₁ yc	75.91	16.70	7.37
	汪深 1	2987.4~2998.4	K ₁ yc	82.83	9.86	7.29
昌德	芳深 1	2926.0~2940.0	K ₁ d	10.88	8.25	80.86
	芳深 101	3333.0~3347.0	K ₁ yc	52.13	37.14	10.71
	芳深 2	2768.8~3038.4	K ₁ d	10.88	8.23	80.87
	芳深 4	2823.6~3229.8	K ₁ d	75.34	13.44	11.21
	芳深 5	3045.0	K ₁ d	84.05	8.34	7.60
	芳深 6	3210.4~3409.8	K ₁ d—K ₁ yc	83.81	9.39	6.78
	芳深 8	3546.0~3723.0	K ₁ yc—K ₁ sh	83.15	9.21	7.63
	芳深 10	3490.6~3450.0	K ₁ yc	63.97	9.34	26.68
兴城徐东	徐深 1	3364.0~3379.0	K ₁ yc	81.20	10.76	8.03
	徐深 1	3447.0~3573.8	K ₁ yc	77.02	16.93	6.04
	徐深 1	3578.4~3705.2	K ₁ yc	75.94	17.98	6.07
	徐深 1-1	3424.0~3416.0	K ₁ yc	43.15	43.72	13.11
	徐深 1-3	3534.0~3542.0	K ₁ yc	55.49	39.00	5.50
	徐深 2	3740.0~3732.0	K ₁ yc	71.84	17.19	10.95
	徐深 2	4002.0~3985.5	K ₁ yc	35.87	59.01	5.10
	徐深 2	4084.0~4076.0	K ₁ yc	40.29	54.55	5.14
	徐深 2	4266.0~4273.0	K ₁ yc	48.52	46.10	5.37
	徐深 4	3774.0~3783.0	K ₁ yc	52.20	42.23	5.56
	徐深 4	3881.0~3873.0	K ₁ yc	43.34	44.60	12.05
	徐深 5	3629.0~3611.0	K ₁ yc	67.62	26.49	5.88
	徐深 6	3561.0~3570.0	K ₁ yc	42.62	51.99	5.37
	徐深 6-1	3613.0~3640.0	K ₁ yc	19.22	68.49	12.27
	徐深 6-2	3570.0~3578.0	K ₁ yc	60.08	33.29	6.62
	徐深 7	3784.0~3880.0	K ₁ yc	54.69	39.89	5.40
	徐深 9	3592.0~3575.0	K ₁ yc	58.32	36.38	5.29
	徐深 13	3901.0~3926.0	K ₁ yc	38.03	56.55	5.40
徐深 21	3674.0~3703.0	K ₁ yc	22.16	73.71	4.12	

殖型气贡献最大。

昌德气藏的芳深 1 井、芳深 2 井登娄库组天然气中有机深源气分别贡献 80.86%、80.87%，腐殖型气分别贡献 10.88%、10.88%，腐泥型气分别贡献 8.25%、8.23%，有机深源气贡献最大；芳深 101 井到芳深 10 井从登娄库组到沙河子组腐殖型气贡献 52.13%~84.05%，平均 73.74%、腐泥型气贡献 8.23%~37.14%，平均 14.48%，有机深源气贡献 7.60%~26.68%，平均 11.77%，腐殖型气贡献最大。

兴城—徐东地区营城组腐殖型气贡献 19.22%~81.20%，平均为 51.98%，腐泥型气贡献 10.76%~73.71%，平均为 40.99%，有机深源气贡献 4.12%

~13.11%，平均为 7.01%，腐殖型气贡献最大。

可见，从升平—汪家屯、昌德到兴城—徐东地区即从断陷北部到中部，呈现有机深源气贡献减少、腐泥型气贡献增大的趋势，徐深 1-1 井(3424.0~3416.0 m)、徐深 2 井(3985.5~4002.0 m、4084.0~4076.0 m)、徐深 4 井(3881.0~3873.0 m)、徐深 6 井(3561.0~3570.0 m)、徐深 6-1 井(3613.0~3640.0 m)、徐深 13 井(3901.0~3926.0 m)、徐深 21 井(3674.0~3703.0 m)共 7 口井 8 层天然气腐泥型气贡献超过 43%，且为主要贡献，其中，徐深 21 井(3674.0~3703.0 m)腐泥型气贡献最大，为 73.71%。

4 不同成因类型天然气贡献结果讨论

4.1 无机成因烷烃气的贡献

4.1.1 无机成因烷烃气判别依据及贡献的合理性

判别无机成因烷烃气的主要直接指标是组分碳同位素，其他间接指标如³He/⁴He和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 等不一定代表烃类的成因(沈立成等, 2007)。徐家围子断陷深层天然气普遍存在组分碳同位素倒转现象或部分存在系列反序，黄海平(2000)研究认为，同层有机质中不同类型气混合和盖层微渗漏造成的蒸发分馏作用是主要原因，无机成因气的影响不能解释碳同位素倒转现象；李景坤^①等研究认为，深层天然气组分碳同位素倒转现象是不同成因类型气混合和(或)热演化程度高的结果；戴金星(1990)研究认为地层温度大于 200℃时有机烷烃气组分碳同位素系列反序；李景坤等^②通过煤和泥岩(Ⅲ型)热模拟气组分碳同位素结果(正序系列)，模拟混合配比出现甲烷、乙烷和丙烷系列反序或倒转现象。可见，组分碳同位素系列反序不是无机成因烷烃气的独有特征，有机成因烷烃气在一定条件下呈现组分碳同位素倒转或系列反序。

判别无机成因烷烃气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 界限值有大于-20‰或-25‰或-30‰，采用不同的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 界限值，会使徐家围子断陷无机成因烷烃气贡献大小明显不同。徐家围子断陷深层天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 以大于-20‰(与中华人民共和国行业标准一致)为判别无机与有机成因气的界限值，主要依据有 3 点：一是从登娄库组到石炭系—二叠系烃源岩与上覆地层天然

表6 计算模板回归计算结果

Table 6 Regression computational results of the calculation formwork

配比号	成因类型	混合比例 (%)	回归计算混合比例 (%)	绝对误差 (%)	相对误差 (%)
1	腐殖型气	10.00	10.82	0.82	3.94
	腐泥型气	10.00	8.90	1.10	5.82
	有机深源气	80.00	80.27	0.27	0.17
2	腐殖型气	10.00	11.07	1.07	5.08
	腐泥型气	80.00	78.21	1.79	1.13
	有机深源气	10.00	10.70	0.70	3.38
3	腐殖型气	80.00	78.41	1.59	1.00
	腐泥型气	10.00	10.82	0.82	3.94
	有机深源气	10.00	10.75	0.75	3.61
4	腐殖型气	20.00	18.03	1.97	5.18
	腐泥型气	20.00	19.92	0.08	0.20
	有机深源气	60.00	62.03	2.03	1.66
5	腐殖型气	20.00	17.32	2.68	7.18
	腐泥型气	60.00	63.72	3.72	3.01
	有机深源气	20.00	18.95	1.05	2.70
6	腐殖型气	60.00	61.03	1.03	0.85
	腐泥型气	20.00	18.34	1.66	4.33
	有机深源气	20.00	20.62	0.62	1.53
7	腐殖型气	30.00	26.18	3.82	6.80
	腐泥型气	30.00	29.66	0.34	0.57
	有机深源气	40.00	44.14	4.14	4.92
8	腐殖型气	30.00	31.42	1.42	2.31
	腐泥型气	40.00	36.30	3.70	4.85
	有机深源气	30.00	32.27	2.27	3.65
9	腐殖型气	40.00	41.24	1.24	1.53
	腐泥型气	30.00	31.09	1.09	1.78
	有机深源气	30.00	27.65	2.35	4.08
10	腐殖型气	40.00	37.15	2.85	3.69
	腐泥型气	40.00	40.80	0.80	0.99
	有机深源气	20.00	22.03	2.03	4.83
11	腐殖型气	40.00	38.65	1.35	1.72
	腐泥型气	20.00	22.59	2.59	6.08
	有机深源气	40.00	38.74	1.26	1.60
12	腐殖型气	20.00	20.56	0.56	1.38
	腐泥型气	40.00	37.72	2.28	2.93
	有机深源气	40.00	41.71	1.71	2.09

气具备较好的匹配关系,深层烃源岩吸附气 $\delta^{13}C_1$ 检测值介于 -46.26% ~ -17.42% (表7)、主要分布于 -30% ~ -26% 与深层天然气的 $\delta^{13}C_1$ 主要分布范围一致,有很少部分天然气 $\delta^{13}C_1$ 重于 -20% 。二是徐家围子断陷石炭系一二叠系烃源岩层生成的天然气 $\delta^{13}C_1$ 多数偏重(烃源岩吸附气的 $\delta^{13}C_1$ 多数重于 -25%),且为重要气源,如芳深1井石炭系一二叠系3156.05 m和3151.00 m的2块样品的 $\delta^{13}C_1$ 值分别为 -17.42% 和 -21.39% ^⑥,与芳深1井上覆登娄库组天然气 $\delta^{13}C_1$ -17.6% ~ -22.2% 接近;李景坤^⑦通过热模拟实验和盆地模拟技术等研究认为,松辽盆地

石炭系一二叠系的暗色泥板岩、千枚岩、灰岩等深层烃源岩对天然气有重要贡献,向上覆地层提供的天然气资源量为 $3536 \times 10^8 m^3$,冉清昌^⑧研究认为石炭系一二叠系暗色泥板岩、千枚岩、灰岩等是深层重要烃源岩及气源,而石炭系一二叠系烃源岩吸附气的 $\delta^{13}C_1$ 多数大于 -25% (表7)。三是据李景坤^⑦通过高温热模拟实验(最高热模拟温度 $900^\circ C$)研究认为,松辽盆地过成熟烃源岩($R_o: 1.35\% \sim 4.26\%$)生成的热模拟气的 $\delta^{13}C_1$ 值主要介于 -34% ~ -20% ,与深层天然气实测值及分布范围一致。

表7 徐家围子断陷烃源岩吸附气组分碳同位素数据

Table 7 Component carbon isotope data of the source rock adsorbed-gas in Xujiaweizi fault-depression

地区	井号	层位	井深(m)	$\delta^{13}C_1$ (‰)	$\delta^{13}C_2$ (‰)	$\delta^{13}C_3$ (‰)	
升平汪家屯	升深1	K_1d	2706.60	-28.86	/	/	
	汪903	K_1d	2695.56	-28.92	-24.90	-25.60	
	达深1	K_1yc	3325.09	-27.07	-19.95	-22.32	
	升深201	K_1yc	3423.86	-26.25	-17.67	-19.56	
	宋深2	K_1yc	3351.00	-26.93	-20.05	/	
	达深1	K_1sh	3736.25	-27.13	/	/	
	升深6	K_1sh	3214.13	-30.20	-22.27	-20.78	
	尚深2	C-P	3164.55	-22.13	/	/	
	昌德	芳深5	K_1d	2981.70	-27.37	-24.54	/
		芳深701	K_1sh	3837.60	-26.01	-18.52	/
芳深8		K_1sh	4146.43	-26.14	-27.78	/	
昌102		C-P	3162.40	-26.97	/	/	
芳深1		C-P	3151.00	-21.39	/	/	
芳深1		C-P	3156.05	-17.42	-16.67	/	
兴城	徐深1-2	K_1yc	3451.10	-38.73	-37.65	-32.19	
	徐深1-4	K_1yc	3450.80	-39.03	-37.28	/	
	徐深1-4	K_1yc	3622.42	-25.86	-28.33	/	
	徐深1-4	K_1yc	3619.42	-25.20	-28.34	-27.74	
	徐深22	K_1yc	3911.41	-42.01	-31.73	/	
	徐深1-3	K_1sh	3682.11	-29.64	-28.70	-32.30	
	徐深11	K_1sh	4058.50	-30.48	-28.90	-27.69	
	徐深26	K_1sh	3803.80	-40.15	-26.71	-26.93	
	徐深6-3	K_1sh	3754.83	-46.26	-34.45	/	
	徐深1	$Jhsl$	4232.52	-27.29	-24.36	/	

综上所述,判别徐家围子断陷深层无机成因烷烃气以 $\delta^{13}C_1$ 一般重于 -20% 和组分碳同位素系列反序较合适,当然,也有少部分有机成因烷烃气具有这样的特征。天然气中非烃组分(CO_2 、He等)及指标只能代表自身成因(沈立成等,2007),不一定能反映天然气中烃类成因,由于目前没有其他更好的地球化学方法及指标区分无机与有机成因烷烃气,若将 $\delta^{13}C_1$ 界限值确定为大于 -25% 或 -30% ,可能会将深层烃源岩生成的大量有机成因气划分为无机成

因烷烃气,可能会误导深层天然气勘探方向。

4.1.2 深层天然气成因判别的多解性及影响因素

徐家围子断陷深层天然气中存在混入的无机成因甲烷气是国内专家研究成果的共识,但能否聚集成藏尚存在争议。宋岩等(2005)、黄海平(2000)研究认为一般在沉积层中发现无机成因甲烷较少,黄海平(2000)认为徐家围子断陷深层天然气主要为有机成因气,李景坤等^①认为徐家围子断陷深层天然气主要为腐殖型气及油型裂解气和少量无机气混入的混合气;戴金星等(2001)、郭占谦等(1994,1997,2000)、王先彬等(1997)认为昌德气藏的芳深1井、芳深2井具备无机成因的烷烃气特征,芳深3井、芳深4井、芳深5井为有机和无机成因混合气(戴金星等,2001),其主要地球化学依据是组分碳同位素系列反序和 $\delta^{13}C_1$ 值重(大于-25‰或-30‰);高瑞祺^②通过地质、有机地球化学、地震等综合研究认为,昌德气藏天然气主要来自徐家围子断陷深层烃源岩;李永康(1997)、冯子辉^③通过深层烃源岩和天然气组分碳同位素及热模拟技术研究认为,芳深1井、芳深2井等昌德气藏天然气主要来自基底气源岩即有机深源气。

关于昌德气藏等天然气来源及成因产生2种认识的原因,除了其成因复杂、无机成因气本身就是一个有争议的问题和无机成因判别标准不同等原因外,同一口井的不同层段、不同采集时间、不同采集方式的样品及碳同位素检测数据的差异是重要原因。如芳深1井试气和生产开发时采集样品的 $\delta^{13}C_1$ 分别为-17.60‰和-22.15‰,尤其生产气样检测出了 $\delta^{13}C_1-\delta^{13}C_4$,而无机成因烷烃气中含有痕量的丙烷,难以检测到 $\delta^{13}C_3-\delta^{13}C_4$ 值;徐深8井试气过程中不同井段天然气 $\delta^{13}C_1$ 范围为-16.37‰~-26.92‰,而检测值 $\delta^{13}C_1$ 重于-20‰的都是含有微量天然气及甲烷的井段;同时,压裂试气过程中,由于压裂液可能会在地层条件下产生有机气体,当试气时采集到混入压裂液产生的有机气体样品时,会影响天然气分析数据的真实性;另外,据刘文汇等(2003)研究认为,一个残留性有机成因气藏的烃类气体组分碳同位素显示无机成因气特征,即 $\delta^{13}C_1$ 重于-20‰、组分碳同位素值反序。可见,采集的天然气样品对获得地球化学认识至关重要,本文采集生产开采气井或工业气流层的天然气样品的研究结果,应更具备真实性和可靠性。

4.2 不同有机成因类型气的贡献

4.2.1 不同有机成因类型指标端元值的合理性

不同有机成因气成因类型指标的端元值确定后,采用非线性人工智能神经网络学习算法获得的模拟计算结果是唯一的,不存在计算结果的多解性,不同有机成因类型指标的端元值是影响模拟计算结果的主要因素。据戴金星等(2001)、徐永昌等(1994)、张义刚(1987,1991)、宋岩等(2005)、黄飞等(1996)研究结果,中国腐殖型气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 一般分布于-40‰~-24‰和大于-25.1‰(表2),考虑深层天然气的高成熟一过成熟特征及天然气实际检测数据(表1),腐殖型气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 的端元值应为深层天然气实际检测值的最大值,故确定深层腐殖型气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 的端元值为-25.61‰和-24.23‰;MCyC₆、CyC₆、iC₅/nC₅端元值应为深层天然气实际检测数据的最大值,分别为90.13%、76.59%、5.72。中国腐泥型气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 分布于-55‰~-30‰和小于-29‰,考虑深层天然气的高成熟一过成熟特征及实际天然气检测数据(表1),腐泥型气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 的端元值应为深层天然气实际检测值的最小值,故确定深层腐泥型气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 的端元值为-48.19‰和-35.59‰(表3),与深层烃源岩吸附气 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 的最小值分别为-46.26‰和-37.65‰(表7)有较好的一致性;MCyC₆、CyC₆、iC₅/nC₅应为深层天然气实际检测数据的最小值,分别为40.13%、2.51%、0.94。同样,结合石炭系一二叠系烃源岩吸附气 $\delta^{13}C_1$ 分析结果和实际天然气检测数据等,确定有机深源气 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 、MCyC₆、CyC₆、iC₅/nC₅端元值分别为-22.15‰、-22.98‰、4.51%、0.24%、0.47。可见,本文确定的不同有机成因类型指标的端元值(表3)是合理的。

4.2.2 不同有机成因类型气贡献测试结果的可靠性

不同有机成因类型气贡献测试结果与烃源岩分布类型及地质背景吻合性好。徐家围子断陷深层烃源岩有机质丰度高,干酪根以腐殖型为主,腐泥型次之,腐泥型干酪根达44.4%,处于高成熟一过成熟阶段,生烃潜力大。昌德地区芳深1井、芳深2井石炭系一二叠系暗色烃源岩(泥板岩、千枚岩、灰岩)累积厚度分别为91.0m、74.0m,芳深4井、芳深6井、芳深701井、芳深801井等在石炭系一二叠系均未发现烃源岩,该地区构造上有17条断裂,断距50~100m,相对较近,为不同井石炭系一二叠系烃源岩生成天然气的垂向运移提供了通道与条件,而测

试的芳深1井、芳深2井、芳深4井、芳深6井、芳深8井有机深源气贡献分别为80.86%、80.87%、11.21%、6.78%、7.63%，与石炭系—二叠系烃源岩发育程度及地层构造相对应。升平—汪家屯地区石炭—二叠系暗色烃源岩也较发育，如尚深2井暗色泥板岩累积厚度达76.0 m；兴城—徐东地区即断陷凹部石炭系—二叠系烃源岩发育程度相对差一些，但腐泥型烃源岩相对最发育。从采集的烃源岩吸附气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 检测结果(表7)看，升平—汪家屯和昌德地区的都具有腐殖型特征，说明这两个地区腐殖型烃源岩相对发育；兴城—徐东地区的烃源岩吸附气具有腐泥型或腐殖型特征，说明腐泥型烃源岩相对较发育，与兴城—徐东地区上覆天然气成因类型测试结果即腐泥型气贡献呈增大趋势相对应，部分井段腐泥型气贡献超过43%，且为主要贡献，甚至在徐深21井贡献达73.71%。兴城—徐东地区即断陷凹部烃源岩生成的天然气可能向侧上运移到断陷较浅部的升平—汪家屯和昌德地区，也可能为两个地区腐泥型烃源岩生成后混入，使这两个地区的天然气中混入了腐泥型气，但仍主要呈现腐殖型气特征，与这两个地区腐殖型烃源岩相对发育及贡献最大相对应。徐家围子断陷深层天然气总体呈现垂向运移为主、侧向运移为辅的成藏特征，与徐家围子断陷腐殖型气贡献最大、腐泥型气次之、有机深源气最小及其在不同地区贡献的测试结果相一致。

从目前勘探开发天然气样品分析结果看，虽然徐家围子断陷深层(尤其是兴城—徐东地区)部分天然气组分碳同位素出现系列反序，但 $\delta^{13}\text{C}_1$ 重于-20‰的样品很少，绝大多数天然气不具备典型无机成因烷烃气地球化学特征，而天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 重于-20‰的绝大多数井层不具备工业气流标准(郭占谦等,1994,1997,2000)，无机成因烷烃气难以聚集成藏及对深层天然气的贡献较小，故混入的少量无机成因烷烃气对不同有机成因类型气贡献测试结果的影响较小。

5 结论

(1)天然气组分碳同位素系列反序和 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值偏重(重于-30‰)不是无机成因烷烃气的独有特征，判别徐家围子断陷无机成因烷烃气以 $\delta^{13}\text{C}_1$ 重于-20‰较合理，以免可能将有机成因天然气误判为无机成因烷烃气，误导深层天然气勘探方向。采集的天然气样品对判别有机与无机成因烷烃气及获得

正确地球化学认识有重要影响，以采集生产气井或试采时工业气流样品的分析结果相对可靠。徐家围子断陷深层天然气是以腐殖型气为主的有机成因混合气，断陷中东部的部分天然气是以腐泥型气为主的混合气，腐泥型天然气处于主要产气期和产气高峰期，对松辽盆地深层天然气勘探具有重要意义。无机成因烷烃气难以聚集成藏及贡献较小，徐家围子断陷深层天然气勘探应以寻找有机成因气即有效烃源岩发育区为主。

(2)首次提出并实验验证了多种有机成因类型天然气贡献定量测试地球化学方法和非线性数学模拟计算方法，首次完成了腐殖型气、腐泥型气、有机深源气对松辽盆地北部徐家围子断陷深层天然气贡献的定量测试。不同有机成因类型天然气贡献定量测试结果表明，徐家围子断陷深层天然气除昌德气藏的芳深1井、芳深2井以有机深源气贡献为主达81%外，都呈现腐殖型气>腐泥型气>有机深源气的规律，平均贡献分别为62.45%、25.51%、12.02%，腐殖型气为主要贡献，腐泥型气为重要贡献，有机深源气(石炭系—二叠系烃源岩生成的天然气)有一定贡献；不同地区及井层3种有机成因类型天然气贡献有差别，从升平—汪家屯、昌德到兴城—徐东地区即从断陷北部到中东部(即断陷凹部)，呈有机深源气贡献减少、腐泥型气贡献增大的趋势，断陷中东部地区部分井段腐泥型气贡献超过43%，且为主要贡献，其中，徐深21井3674.0~3703.0 m贡献最大，达73.71%，与烃源岩分布类型及地质地层特征吻合；徐家围子断陷深层天然气呈现主要来源于下伏气源岩和以垂向运移为主、侧向运移为辅的烃源岩控制的成藏机制，对于认识松辽盆地北部深层天然气来源及成因、不同类型烃源岩对天然气贡献与评价、天然气成藏、指导天然气勘探有重要意义。

(3)不同有机成因类型天然气贡献定量地球化学测试方法，适合2种及以上多种成因类型天然气定量贡献模拟计算，随着松辽盆地深层天然气勘探区域规模的不断扩大，必将发挥越来越重要作用，应用前景广阔。

注 释

- ① 李景坤. 1997. 松辽盆地北部深层天然气地化特征及勘探新领域研究. 大庆石油管理局勘探开发研究院.
- ② 李景坤. 2003. 松辽盆地北部石炭—二叠系烃源岩研究. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院.
- ③ 高瑞祺. 1989. 松辽盆地北部不同成因类型天然气地化特征和早

期资源评价. 大庆石油管理局.

- ④ 高瑞祺. 1990. 松辽盆地北部天然气地球化学研究. 大庆石油管理局.
- ⑤ 高瑞祺. 1991. 大庆探区油气勘探新进展. 大庆石油管理局勘探开发研究院.
- ⑥ 冯子辉. 1991. 松辽盆地天然气碳同位素与油气运移定量研究. 大庆石油管理局勘探开发研究院.
- ⑦ 李景坤. 2007. 松辽盆地北部深层烃源岩生烃条件研究. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院.
- ⑧ 冯子辉. 2004. 油气成藏分析测试技术研究. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院.
- ⑨ 冉清昌. 2001. 松辽盆地深部地质与深部油气资源研究. 博士后研究报告.

参 考 文 献

- 程付启, 金强. 2005. 二元混合天然气定量研究新方法. 沉积学报, 23(3): 554~558.
- 戴金星. 1990. 概论有机烷烃气碳同位素系列倒转的成因问题. 天然气工业, 10(6): 26~32.
- 戴金星. 1992. 各类烷烃气的鉴别. 中国科学(B辑), 20(2): 185~193.
- 戴金星. 1993a. 利用轻烃鉴别煤成气和腐泥型气. 石油勘探与开发, 20(5): 26~32.
- 戴金星. 1993b. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别. 天然气地球科学, 4(2~3): 232~240.
- 戴金星, 石昕, 卫延召. 2001. 无机成因油气论和无机成因的气田(藏)概略. 石油学报, 22(6): 5~10.
- 冯子辉, 李永康. 1998. 松辽盆地北部天然气运移方式及其展布特征. 大庆石油勘探与开发, 17(3): 1~3.
- 傅宁. 2000. 崖13-1气田混源气混源体积比例计算. 中国海上油气(地质), 14(4): 258~261.
- 高瑞祺, 蔡希源, 等. 1997. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律. 北京: 石油工业出版社.
- 高先知. 1997. 利用甲烷碳同位素研究混合气混合体积. 沉积学报, 15(2): 63~65.
- 郭占谦, 王先彬. 1994. 松辽盆地非生物成因气的探讨. 中国科学(B辑), 24(3): 303~309.
- 郭占谦, 王先彬, 刘文龙. 1997. 松辽盆地非生物成因气的成藏特征. 中国科学(D辑), 27(2): 143~148.
- 郭占谦, 杨步增, 李星军, 等. 2000. 松辽盆地无机成因气藏模式. 天然气工业, 20(6): 30~33.
- 黄飞, 辛茂安. 1996. 陆相烃源岩地球化学评价方法. 中华人民共和国石油天然气行业标准, SY/T 5735-1995. 北京: 石油工业出版社, 13~16.
- 黄海平. 2000. 松辽盆地北部徐家围子断陷深层天然气同位素倒转现象研究. 地球科学—中国地质大学学报, 25(6): 617~622.
- 金强, 程付启, 刘文汇. 2004. 混源气藏及混源比例研究. 天然气工业, 24(2): 22~24.
- 李景坤, 刘伟, 宋兰斌, 等. 2005. 天然气混合比例研究新方法及其应用. 天然气工业, 25(3): 14~16.
- 李贤庆, 胡国义, 张爱云, 等. 2002. 鄂尔多斯中部气田下古生界天然气的气源研究. 现代地质, 16(1): 191~198.
- 廖永胜. 1991. 石油和沉积有机质的氢碳同位素分析方法. 中华人民共和国石油天然气行业标准, SY 5239-91. 北京: 石油工业出版社, 1~3.
- 廖永胜, 曾辛英. 1991. 天然气中氢碳氧同位素制样方法. 中华人民共和国石油天然气行业标准, SY 5238-91. 北京: 石油工业出版社, 1~4.
- 刘德汉, 付金华, 郑聪斌. 2004. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩生烃性能与中部长庆气田气源成因研究. 地质学报, (4): 542~550.
- 刘文汇, 刘全有, 徐永昌, 等. 2003. 天然气地球化学数据的获取及应用. 天然气地球科学, 14(1): 21~29.
- 钱志浩, 曹寅, 王从风, 等. 1994. 石油地质实验测试技术新进展. 北京: 地质出版社, 178~185.
- 沈立成, 袁道先, 丁悌平, 等. 2007. 中国西南地区 CO₂ 释放点的 He 同位素分布不均一性及大地构造成因. 地质学报, 81(4): 475~487.
- 沈平, 等. 1991. 气源岩和天然气地球化学特征及其机理研究. 兰州: 甘肃科学技术出版社, 115~122.
- 宋岩, 徐永昌. 2005. 天然气成因类型及其鉴别. 石油勘探与开发, 32(4): 24~29.
- 王先彬, 李春园, 陈践发, 等. 1997. 论非生物成因天然气. 科学通报, 42(12): 1233~1241.
- 夏新宇, 赵林, 戴金星, 等. 1998. 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例. 沉积学报, 16(3): 75~78.
- 徐永昌, 等. 1994. 天然气成因理论及应用. 北京: 科学出版社, 97~1016.
- 杨峰平, 王玉华, 杨步增. 2002. 松辽盆地北部深层天然气系统成藏史研究. 成都理工学院学报, 29(6): 621~626.
- 张居和, 李景坤, 冯子辉, 等. 1997. 根据天然气烃分析对比松辽盆地北部深层气. 地质地球化学, 52(4): 50~55.
- 张居和, 李景坤, 闫燕. 2005. 徐深1井深层天然气地球化学特征与各类气源岩的贡献. 石油与天然气地质, 26(4): 501~504.
- 张居和, 冯子辉, 方伟. 2006a. 合采井储气分层产能测试及动态监测天然气指纹色谱方法. 自然科学进展, 16(12): 1591~1597.
- 张居和, 冯子辉, 霍秋立, 等. 2006b. 混源天然气气源岩贡献定量测试轻烃指纹技术. 石油学报, 27(增刊): 71~75.
- 张居和, 李景坤, 霍秋立. 2006c. 松辽盆地三站气田天然气地球化学特征与烃源岩定量贡献. 天然气地球科学, 14(1): 837~841.
- 张义刚. 1987. 判别天然气的碳同位素方法. 有机地球地球化学论文集. 北京: 地质出版社.
- 张义纲. 1991. 天然气的生成聚集和保存. 南京: 河海大学出版社, 55~65.
- Jenden P D, Hilton D R. 1993. The future of energy gases. USGS Workshop(OCT 1992), 31~56.

Deep Gases and Their Genetic Types of the Xujiaweizi Fault Depression Zone, Songliao Basin and Their Contribution

ZHANG Juhe, FANG Wei, LI Jingkun, HUO Qiuli

Daqing Oil Field E&D Research Institute, Daqing, Heilongjiang, 163712

Abstract

Sapropel-dominated gas was first found in the Xujiaweizi fault depression zone (XFDZ), Songliao Basin. This study focuses on various deep gases in different areas and their genesis. 35 deep gas samples from 29 wells and 33 deep source-rock samples from 26 wells in XFDZ north of the Songliao Basin were collected for analysis of stable carbon isotope compositions and hydrocarbon fingerprint chromatogram. The experiment suggests that deep gas contains humic gas, sapropel type gas and organogenic gas, with little or minor abiogenetic alkane gas. Quantitative measurement methods to contribution of various organogenic gas are proposed for the first time in this study and has been verified through experiments. The five genetic type indexes including methane carbon isotope, ethane carbon isotope, methylcyclohexane index, cyclohexane exponent and aliphatic hydrocarbon parameter are used to identify 5 end indexes of humic gas, sapropel type gas and organic anatomic origin gas. The geochemical modeling for genetic type indexes using natural gas blend matching and calculation template using nonlinear mathematical simulation method initially measures the contributions of the three organogenic gases in XFDZ. Experimental results show that besides the contribution of organogenic gas accounting for 81%, which comes from Fangshen 1 well and Fangshen 2 well in the Changde gas reservoir, the average contributions of humic gas, sapropel type gas and organic anatomic origin gas are 62.45%, 25.51% and 12.02%, respectively. Humic gas, sapropel type gas and organic anatomic origin gas contribute distinctively in different regions or intervals. The average contribution of the three organogenic gases in the Shengping—Wangjiatun region is 61.63%, 20.94% and 17.29%, respectively; that in the Changde area 73.74%, 14.48% and 11.77%; that in the Xingcheng—Xudong and central eastern areas of the fault zone 51.98%, 40.99% and 7.01%. From Shengping to Wangjiatun, and from Dechang to the Xingcheng—Xudong region, the contribution of organic anatomic origin gas decreases while that of sapropel type gas increases, with the contribution of organic anatomic origin gas in some intervals exceeding 40%, and some reaching to 79%. All these features coincide with the type II organic development of hydrocarbon source rock in the middle of the fault depression zone, and geologic features of the fault depression zone. This area is characterized by vertical migration of gas from the underlying source rock, with lateral migration as secondary control on the formation of gas reservoir.

Key words: humic gas; sapropel type gas; organic anatomic origin gas; abiogenetic alkane gas; mathematical simulation calculation