

文章编号: 1000-0550(1999)04-0627-06

# 天然气运移的气体组分的地球化学示踪<sup>①</sup>

张同伟<sup>1</sup> 王先彬<sup>1</sup> 陈践发<sup>1</sup> 王雅丽<sup>2</sup>

(中国科学院兰州地质研究所气体地球化学国家重点实验室 兰州 730000)

2 (河南油田职工大学 河南 南阳 473132)

**摘要** 本文通过我国不同含油气盆地典型地区岩石酸解气、罐顶气和天然气中化学组分分析,结合天然气的形成和盆地的地质演化,研究了天然气运移时组分的变化。结果表明,天然气通过地层孔隙系统运移时,组分会发生明显分馏,表现在甲烷相对重烃、异构丁烷相对正构丁烷的优先迁移。酸解气、罐顶气和成藏天然气中  $C_1/C_2^+$ 、 $iC_4/nC_4$  及总烃/非烃等比值,是天然气运移示踪的有效指标。

**关键词** 天然气运移 组成分馏 地球化学示踪剂

**第一作者简介** 张同伟 男 1965年出生 博士 研究员 石油天然气地质和同位素地球化学

**中图分类号** P593 **文献标识码** A

天然气运移研究是目前天然气地质研究的难点和焦点,也是天然气资源评价和预测研究中最薄弱的环节。天然气的运移难于在野外实际观察,也难于在实验室模拟,要了解漫长地质历史中深部油气运移留下的痕迹,运用分子和同位素地球化学示踪的方法,是研究天然气运移和聚集的重要手段。

理论研究和模拟实验结果表明,天然气通过饱含水分的沉积岩孔隙系统运移时,由于天然气组分间质量数、分子结构、水中溶解度和吸附性等物理化学性质的差异,将发生甲烷相对重烃、异构丁烷相对正构丁烷优先迁移的组分色谱分馏效应,使轻烃组分在垂向上重新分配<sup>[1-3]</sup>。这种效应被固体沉积物记录,或被同源多产层油气藏所记录,因此通过分析沉积物中烃类浓度的变化和产层油气藏中天然气组分的变化,可提供天然气运移的地球化学信息。

本文通过不同含油气盆地典型地区岩石酸解气、罐顶气及多产层成藏气中气态烃化学组成的变化,从实例剖析出发,结合地质背景,探讨了天然气运移时气体组分的变化及对天然气运聚的示踪作用。

## 1 有机质成烃作用对天然气组分变化的影响

沉积地层中气态烃主要由两个截然不同的过程产生,第一种是缺氧条件下通过酶对有机质的微生物

分解作用;第二种是非生物的热作用过程引起的热变质效应<sup>[4]</sup>。生物气就是细菌利用各种类型有机质在生物化学作用过程中经还原和甲烷菌发酵作用而成,气体组分偏干,以甲烷为主,仅含极少量重烃, $C_1/\sum C_i$ 一般大于95%<sup>[5]</sup>。有机质的热变质作用可生成气态烃和液态烃。不论是海相环境还是陆相环境烃源岩生成的天然气,随着热演化程度的增加,天然气组分由干变湿,又由湿变干,在液态窗范围内气体组成最湿<sup>[6]</sup>。这种随有机质热成熟度变化,天然气组分的规律性变化,国内诸多学者也有类似的研究结果。沈平研究表明<sup>[7]</sup>,四川盆地天然气从J→T→P→C→E→Z,随着储层时代的变老, $C_1/\sum C_i$ 值分别由0.912→0.927→0.989→0.990→0.998→0.999,气态烃中重烃含量降低;宋岩对四川盆地不同产层天然气组分变化研究表明<sup>[8]</sup>,随着热成熟度的增大,天然气中 $C_1/C_2+C_3$ 比值显示了由大变小,又由小变大的趋势。

## 2 天然气运移作用对天然气组分变化的影响

天然气在沉积岩孔隙系统中的运移过程,就如同同一由固定相和流动相组成的色谱体系,这里的流动相就是孔隙流体,其中富集了各种不同数量、不同分子量和分子结构的烃类组分,这里的固定相就是沉积物。天然气分子间的迁移速率取决于吸附/解

① 国家自然科学基金资助项目(批准号:49602032)

收稿日期:1998-03-04 收修改稿日期:1999-01-02

吸作用及水中的溶解作用,理论上讲,由于甲烷的分子直径、溶解系数较乙烷、丙烷的小,异构丁烷分子有效直径、溶解系数亦较正构丁烷的小,这就决定了天然气运移时,甲烷较重烃组分、异构丁烷较正构丁烷优先迁移,随着运移距离的增大,出现“甲烷化”和“异构化”的趋势。

## 2.1 岩石酸解烃

深部油气的垂向运移极大地影响着运移途径中岩石的孔隙流体系统。其表现为岩石孔隙中烃类浓度的变化,这种变化通过岩石的吸附、次生矿物包裹等作用被固体沉积物所记录。酸解烃指被成岩碳酸岩等矿物包裹的  $C_1-C_5$  气态烃,其化学组成的变化将提供天然气运移的重要信息。

图1是鄂尔多斯盆地城川1井3080~3560m井段酸解烃组分在垂向上的分布。该段上部为紫红色、棕褐色砂岩及泥岩,下部为杂色泥岩及浅灰绿色砂岩,有机碳含量低,在0.3%以下,在3436.3~3503.4m井段三层粗一中砂岩中,发现气显示三层,表明该段经历了天然气运移的侵染。

有机质由成熟早期→液态窗→成熟晚期演化过程中,岩石中相应层段有机质在热力作用下形成的烃类其酸解气  $C_1/C_2^+$ 、 $C_1/C_{总}$  和  $C_2/C_3$  比值随着熟化程度的增加,先由大变小,又由小变大,在液态窗比值最小<sup>[9]</sup>。热解分析表明,该井3080~3560m井段有机质处于凝析油—高成熟的热演化阶段<sup>[10]</sup>,随着深度的增大,由相应层段生成的天然气应逐渐变干,表现在  $C_1/C_2^+$ 、 $C_1/C_{总}$  比值趋于增大。而该段由上向下诸比值的变化趋势则与之相反,随着埋深的增大,酸解气中重烃组分相对增多,而甲烷则反而减小。显然与有机质热演化产物的组分变化不符,  $iC_4/nC_4$  比值也随埋深增大而减小,表明了甲烷相对于重烃,异构丁烷相对正构丁烷优先迁移的色层分馏效应。

## 2.2 岩屑罐顶气

天然气运移示踪研究的难点在于不能获取有关运移过程的动态指示标志,罐顶气则在一定程度上能够反映天然气运移的这一动态过程。

图2是鄂尔多斯盆地城川1井3600~4438m井段岩屑罐顶气组分垂向变化图。该段岩性以碳酸盐岩为主,热解分析表明  $T_{max}$  值均大于  $500^{\circ}C$ ,据陈安定测得邻井中位于该段之上的C—P系煤系地层的  $R_o$  值在  $2.0\% \sim 2.2\%$ <sup>[3]</sup>,表明该段有机质处于过成熟的热演化成气阶段。钻井在3635.5~

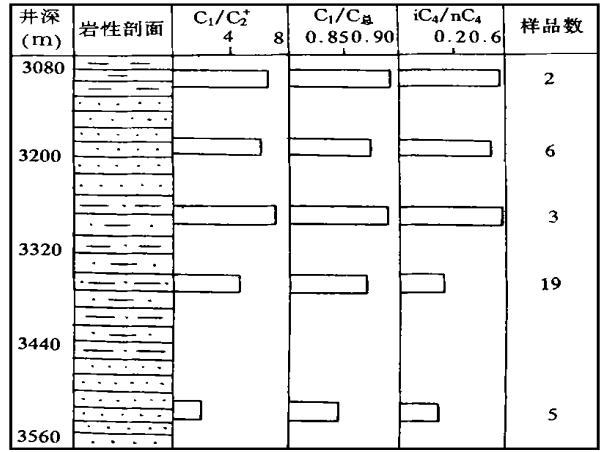


图1 鄂尔多斯盆地城川1井3080~3560m井段酸解烃组分的变化

Fig. 1 The compositional change of acidolysis gases in 3080~3560m section of well Chengchuan-1 from Ordos basin

3639.5m井段揭示天然气层1层。由表1可看出,奥陶系马五<sup>6</sup>~马五<sup>10</sup>有机质丰度高,生烃潜力大,马五<sup>3</sup>~马五<sup>5</sup>有机质丰度低,在马五<sup>4</sup>顶部发育有侵蚀孔洞溶岩,为一高孔、高渗的储集层。由图2和表1可看出,储集层中甲烷和重烃的含量远高于烃源岩层,  $C_1/C_2+C_3$  比值也显著大于烃源岩层段,且随着埋深的变浅,比值趋于增大,表明了天然气在运移过程中甲烷相对于重烃优先迁移的色层分馏效应。马五<sup>6</sup>~马五<sup>10</sup>烃源岩段甲烷和重烃含量明显高于其它烃源岩段,且随埋深的变浅,含量逐渐增大,  $C_1/C_2+C_3$  比值亦增大,表明该烃源岩段生成的天然气发生了运移并储集于上覆储层中。

## 2.3 成藏气

当天然气通过富含水的地层孔隙系统、断层、不整合面等运移通道发生运移时,由于组分重力分馏,途经地层的色层分馏,气体分子的扩散和渗透作用等多种因素的影响,天然气组分不可避免地随运移距离不同而发生变化。由运移作用造成的成藏气的组分变化如何呢?下面通过局部构造多产层天然气、同一凹陷多层系天然气中组分变化予以讨论。

### 2.3.1 局部构造多产层天然气

表2是塔里木盆地和莺—琼盆地单井多产层天然气组分的变化。东河11和东河121井位于塔北隆起东河塘构造。该区油溶气的  $\delta^{13}C_1$  值  $-48\% \sim -40\%$ ,  $\delta^{13}C_2$  小于  $-30\%$ ,表现为由I型有机母质

表 1 鄂尔多斯盆地城川 1 井 3 600~4 438 m 井段罐顶气烃类组成

Table 1 The chemical composition of canned head-space gases in 3 600~4 438 m section of Chengchuan-1 well from Ordos basin

类型	层系	井深 /m	C <sub>有</sub> / %	C <sub>1</sub> /μl·g <sup>-1</sup>	C <sub>2++</sub> /μl·g <sup>-1</sup>	C <sub>1</sub> / (C <sub>2</sub> +C <sub>3</sub> )	
储集层	马	马五 <sup>3</sup>	3630.5—3635.8	0.14	8484—1035742	59—1951	14—7787
		马五 <sup>4-5</sup>	3635.8—3709.6	$\frac{0.03-0.3}{0.09(7)}$	260720(10)	784(10)	1013(10)
	奥陶系	马五 <sup>6-7</sup>	3709.6—3915	$\frac{0.21-0.30}{0.27(11)}$	40—347553 11382(16)	1.7—455 145(16)	5.5—245 61(16)
		马五 <sup>8-9</sup>	3915.0—3958.5	$\frac{0.19-0.30}{0.24(3)}$			
		马五 <sup>10</sup>	3958.5—3988	0.17			
		马四	3988—4152	$\frac{0.13-0.25}{0.18(8)}$	11—522 124(7)	1.3—26 10(3)	12—19 14(3)
		马三一马一	4152—4332.5	$\frac{0.19-0.36}{0.28(9)}$	8.8—1491 409(8)	0.1—29 14(8)	4—88 48(9)
	寒武系	4332.5—4438	$\frac{0.07-0.21}{0.10(7)}$	84—969 515(4)	3.7—51 23(4)	19—33 24(4)	

注: 表中分子为变化范围, 分母为平均值, 括号内为样品数。

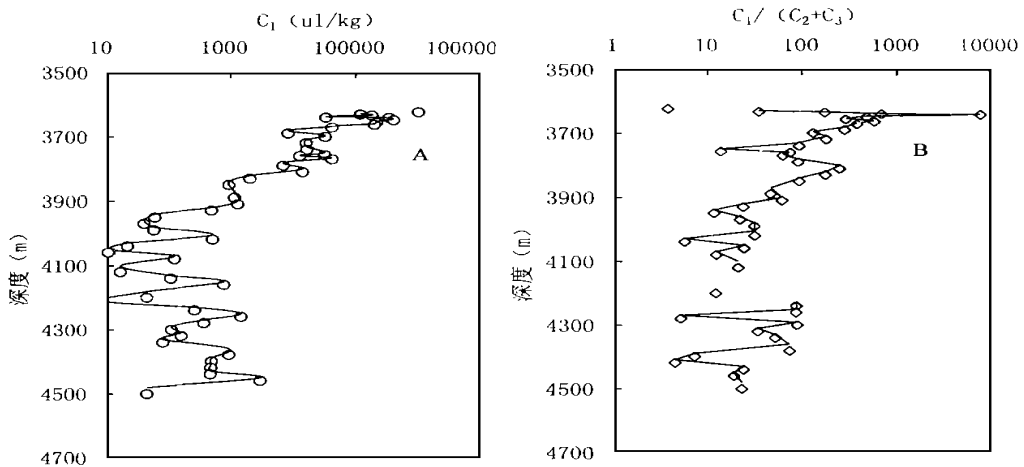


图 2 鄂尔多斯盆地城川 1 井 3600—4438m 井段罐顶气组分的变化

Fig. 2 The compositional change of canned head-space gases in 3 600~4 438 m section of well Chengchuan-1 from Ordos basin

在液态窗阶段形成的油型气<sup>[11]</sup>。东河 11 和东河 121 两口井产层为侏罗系, 而塔里木盆地中、下三叠统一中侏罗统为一套河流、沼泽相的黑色泥岩和煤层, 形成天然气应为 II 型母质为主的煤型气, 显然表明东河塘侏罗系的油型气不是自生自储的, 而应源于以腐泥型母质为主的源岩。

东河 11 井共有 6 层天然气, 东河 121 井共有 2 层天然气。随着储层埋深的变浅, 天然气逐渐富集甲烷组分, 而相对贫重烃 (C<sub>2</sub><sup>+</sup>) 及非烃组分 (CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>), 天然气中 C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub><sup>+</sup>、总烃/非烃比值趋于增大。

表现出甲烷相对重烃、总烃相对非烃组分优先迁移。

东方 1-1-1 井共揭示天然气 6 层, 其 δ<sup>3</sup>C<sub>1</sub> 值在 -33.1‰ ~ -37.0‰, δ<sup>3</sup>C<sub>2</sub> 值在 -24.8‰ ~ -27.1‰, 乐东 15-1 井共揭示天然气 3 层, δ<sup>3</sup>C<sub>1</sub> 在 -34.6‰ ~ -36.8‰, δ<sup>3</sup>C<sub>2</sub> 值为 -24.1‰, 表明东方 1-1-1 井和乐东 15-1 井的天然气源于成熟的 II 型有机母质形成的煤型气。莺歌海盆地在埋深小于 2 600m 时, 有机质处于未成熟的热演化阶段, 显然表明这两口井中的天然气不是由相应层段有机质转化而来, 而应是深部成熟烃源岩形成的天然气经

表2 塔里木盆地和莺—琼盆地多产层天然气化学组成

Table 2 Chemical composition of natural gases from Tarim basin and Ying-Qiong basin

盆地	井号	井深 /m	天然气组分 / %								C <sub>1</sub> /C <sub>2+</sub>	C <sub>1</sub> /C <sub>total</sub>	C <sub>60</sub> /NC
			C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>2+</sub>			
塔里木盆地	东河 11	5426	77.72	4.38	1.67	0.32	0.46	1.00	15.10	6.83	11.38	0.92	5.25
		5440	89.82	2.19	0.77	0.11	0.19	0.05	6.72	3.26	27.55	0.96	13.75
		5678	46.71	3.05	1.31	0.55	0.43	10.46	37.23	5.34	8.75	0.9	1.09
		5724	41.33	1.33	0.71	0.13	0.19		56.30	2.36	17.51	0.95	0.78
		5790	36.98	5.82	3.22	1.00	1.29	26.76	23.95	11.33	3.26	0.77	0.95
		5810	36.77	6.17	3.37	1.52	1.40	24.53	24.70	12.46	2.95	0.75	1.00
	东河 121	5561	77.05	2.98	0.46	0.16	0.05	8.23	11.07	3.65	21.11	0.95	4.18
		5598	88.00	6.99	2.05	0.30	0.53		1.85	9.87	8.92	0.90	52.90
莺歌海盆地	乐 15-1	1420	71.58	1.20	0.23				14.11	1.43	50.06	0.98	5.17
		2200	50.20	0.99	0.49			44.57	3.64	1.48	33.92	0.97	1.07
		2450	5.21	0.10	0.04			93.80	0.76	0.14	37.21	0.97	0.06
	1-1-1	1284	93.96	0.56	0.23	0.04	0.03	0.81	5.91	0.86	109.26	0.99	14.11
		1296	93.12	0.51	0.26	0.04	0.05	0.79	5.93	0.86	108.28	0.99	13.99
		1331	77.23	0.58	0.23			7.44	14.46	0.81	95.35	0.99	3.56
		1361	44.61	0.16	0.07	0.01	0.01	53.57	1.40	0.25	178.44	0.99	0.82
		1452	44.03	0.14	0.06	0.01	0.01	54.81	1.64	0.22	200.14	1.00	0.78
2625	81.57	0.96	0.55	0.26	0.32	5.91	8.62	2.09	39.03	0.98	5.76		

较长距离的运移而成。随着埋深的变浅,天然气中甲烷含量、C<sub>1</sub>/C<sub>2+</sub>及总烃/非烃均趋于增大。

### 2.3.2 歧口凹陷不同层系天然气

黄骅拗陷位于渤海湾盆地腹部。歧口凹陷是其重要的生油气凹陷之一,具有双断地堑型结构和多套生油层系,有机质以腐泥型或偏腐泥型(I—II<sub>1</sub>型)为主。烃源岩的演化具有明显的阶段性,当埋深小于2600m时,烃源岩处于未成熟—低成熟热演化阶段,从2600m开始显著生烃,但主要以伴生气形式出现,而自4200m开始,则以成气为主,进入到高成熟的热演化成气阶段。歧口凹陷油气在平面上呈现带状分布,围绕生油中心,油气藏大体上可分为内环、中环和外环三个带。内环由凹槽部位地层岩性油气藏所组成,中、外环主要由南、北大港构造带、凹陷斜坡带和羊二庄断阶带油气藏组成<sup>[12]</sup>。

歧口凹陷不同时期的水势、油势、气势的研究表明,油气二次运移方向是自凹陷中心向凹陷边缘运移,即油气自烃源岩分布中心的高势区向斜坡及周围的流体低势区运移<sup>①</sup>。烃源岩生成的油气首先进入同沉积的砂岩体中,在合适的条件下聚集起来,构成凹陷深处的地层岩性油气藏环带;油气沿不整合面或开启断层等运移通道,在离心式压实水动力和浮力作用下向凹陷斜坡带和断裂带运移,形成斜坡

带和断裂带的油气富集。

表3是歧口凹陷不同层系天然气化学组成和同位素组成表。歧口凹陷产自不同层系、不同区带的天然气,其 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值在-41.3‰~-43.4‰,  $\delta^{13}\text{C}_2$ 值在-28.3‰~-31.4‰,表明它们均为凹陷深部Es<sub>1</sub>和Es<sub>3</sub>腐泥型或偏腐泥型母质生成的油伴生气。王徐庄油田、周清庄油田处于歧口凹陷的斜坡带,储层为沙一下,天然气主要以油伴生气的形成产出,气体组分偏湿,C<sub>1</sub>/C<sub>2+</sub>在3~7.4之间,甲烷在总烃中占75%~88%。羊二庄断阶带储集于浅层明化镇组和馆陶组的天然气,主要以气层气和气顶气形式产出,天然气组分普遍偏干,C<sub>1</sub>/C<sub>2+</sub>在13~31,甲烷在总烃中所占比例均大于95%;位于凹陷边缘的扣村断层圈闭油气藏,天然气组分显著偏干,C<sub>1</sub>/C<sub>2+</sub>大于100。这种自凹陷边缘到断裂带天然气中相对富集甲烷而贫重烃的规律性变化,是天然气垂向运移中重力分馏、组分色层分馏作用的结果。

## 3 结语

通过对典型地区岩石酸解烃、岩屑罐顶气和成

① 于志海等. 黄骅拗陷天然气藏形成条件及有利区带评价(内部报告). 1995

表 3 歧口凹陷不同层系天然气化学组成及同位素组成表

Table 3 Chemical and carbon isotopic composition of natural gases from Qikou sag

位置	井号	产区	层位	井段 / m	C <sub>1</sub> / %	C <sub>2</sub> / %	C <sub>3</sub> / %	C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> +C <sub>3</sub>	C <sub>1</sub> /C <sub>1</sub>	δ <sup>3</sup> C <sub>1</sub> / ‰	δ <sup>3</sup> C <sub>2</sub> / ‰	
歧口凹陷 斜坡带	南大港 构造带	歧 15	王徐庄	E <sub>s1+2</sub>	2773—2799.4	83.87	6.03	5.37	7.36	0.88	-43.4	-31.4
		歧 123—5	王徐庄	E <sub>s1下</sub>	2904.6—2939.4	79.82	9.65	5.81	5.15	0.84	-42.8	-31.1
歧口凹陷 边缘断裂 (阶)带	羊二庄 断阶带	庄 8-15-2	羊二庄	N <sub>g</sub>	1768—1946	93.98	3.19	1.51	19.97	0.95	-42.1	-28.5
		庄 7—17	羊二庄	N <sub>g</sub>	1372.8—1461	95.99	2.84	0.25	31.06	0.97	-43.3	-27.0
	扣 村 构造	扣 38—15	扣 村	N <sub>g</sub>	1452.3—1455.3	96.76	0.38	0.48	112.6	0.99	-43.3	-29.7
		扣 29	扣 村	N <sub>g</sub>	1408.4—1426	98.56	0.24	0.25	201.1	1.00	-42.0	-28.3

藏天然气化学组分的分析, 结合地质背景和烃类碳同位素组成的综合研究。结果表明: 天然气通过地层孔隙系统运移时, 组分会发生明显分馏, 这种分馏作用表现在甲烷相对重烃、异构丁烷相对正构丁烷、烃类组分相对非烃组分优先运移。运移分馏的结果, 致使天然气运移距离越长, 聚集成藏的天然气中甲烷相对重烃明显富集, 异构丁烷相对正构丁烷富集。成藏气、酸解气、罐顶气中 C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub><sup>+</sup>、iC<sub>4</sub>/nC<sub>4</sub> 及总烃/非烃等比值的变化, 是天然气运移和聚集示踪研究的有效指标

参 考 文 献

1 Leythaeuser D, Mackenzie A S, Schaefer R G, *et al.* A novel approach for recognition and quantification of hydrocarbon migration effects in shale sandstone sequence[ J]. AAPG Bulletin, 1984, 68: 196 ~ 219  
 2 卢家烂. 不同条件下天然气运移影响的模拟实验研究[ J]. 石油与天然气地质, 1991, 12(2): 153 ~ 160

3 陈安定. 陕甘宁盆地中部气田奥陶系天然气的成因和运移[ J]. 石油学报, 1994, 15(2): 1 ~ 10  
 4 Hunt J M. Generation and migration of light hydrocarbons[ J]. Science, 1984, 226: 1 265 ~ 1 270  
 5 Rice D D, Claypool G E. Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas[ J]. AAPG Bulletin, 1981, 65: 5 ~ 25  
 6 Stahl W. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration[ J]. Chem. Geology, 1977, 20: 121 ~ 149  
 7 沈平, 徐永昌, 王先彬等. 气源岩和天然气地球化学特征及成气机理研究[ M]. 兰州: 甘肃科学技术出版社, 1991  
 8 宋岩. 影响天然气组分变化的重要因素[ J]. 石油勘探与开发, 1991, (2): 42 ~ 49  
 9 张同伟, 王先彬, 陈践发等. 鄂尔多斯盆地酸解烃碳同位素组成与气源对比[ J]. 科学通报, 1996, 41(3): 242 ~ 244  
 10 张同伟, 王先彬, 程学惠等. 克拉通盆地内油气微渗漏与浅层烃异常[ J]. 科学通报, 1995, 40(1): 94 ~ 95  
 11 谢增业. 轮南地区石炭系油源及烃源岩成烃史分析[ A]. 见: 董崇光, 梁狄刚编. 塔里木盆地油气勘探论文集[ C]. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 1992. 363 ~ 374  
 12 李绍光, 吴涛主编. 大港油田石油地质志[ M]. 北京: 石油工业出版社, 1991. 293 ~ 297

## Chemical Composition of Gases as a Geochemical Tracer of Natural Gas Migration

ZHANG Tong-wei<sup>1</sup> WANG Xian-bin<sup>1</sup> CHEN Jian-fa<sup>1</sup> WANG Ya-Li<sup>2</sup>

(State Key Laboratory of Gas Geochemistry, Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000 P. R. China)

2 (Workers Training Faculty of Henan oil Field Henan Nanyang 473132)

Abstract

The chemical compositions of gases released from sedimentary rocks by acidolysis, canned head—space gases of rocks and commercial natural gases, which were collected from different areas of various oil/gas bear-

ing basins in China, were analyzed. Combined with natural gas generation and geological evolution of Ordos basin, Tarim basin, Ying-Qun basin and Huanghua depression, the chemical composition change resulted from natural gas migration was discussed in this paper. As a result of the obvious fractionation in the chemical composition during gas migration through porous sedimentary rock, the evidence that the molecular of methane will preferentially migrate to heavier gaseous hydrocarbons and normal butane to isobutane was recognized.

1. *acidolysis gases released from sedimentary rock* The compositional ratios of  $C_1/C_{2+}$  and  $C_1/C_{total}$  of the gases released from sedimentary rocks by acidolysis, which were collected from 3 080 ~ 3 560 m section of well Chenchuan-1 in Ordos basin, decrease with increasing of the buried depth (as shown in Fig. 1). The organic matter in this section is from condensate to over-mature and three gas producing layers are found in brown sandstone with TOC values less than 0.3%. However, above two ratios resulted from thermal gas generation from organic matter should tend to increase with depth corresponding to its thermal maturation. This suggests that the molecular methane preferentially transfer to heavier gaseous hydrocarbons during gas migration.

2. *canned head-space gases* The methane concentration and heavier gaseous hydrocarbons concentration of canned head-space gases from reservoir rocks are far greater than those from source rocks (Fig. 2a), which are collected from 3 600 ~ 4 438 m section of well Chenchuan-1. And the ratio of  $C_1/(C_2+C_3)$  is much bigger in the reservoir rock than source rock and becomes bigger and bigger with the depth (Fig. 2b).  $C_1$  and  $C_{2+}$  concentration in the source rock of 6th to 10th section of Majiagou V group are obviously larger than those of Majiagou I group to IV group and the  $C_1/(C_2+C_3)$  ratio becomes bigger with buried depth, indicating that natural gases generated in the 6th to 10th section of Majiagou V group is migrated and trapped in the reservoir.

3. *commercial natural gases* The natural gases with the same origin identified by  $\delta^{13}C_1$  and  $\delta^{13}C_2$  values are trapped in different reservoirs, which are distributed in Donghetan reservoir of Tarim basin, Dongfang1-1 and Luodong15-1 reservoirs of Ying-Qun basin and Qikou sag of Huanghua depression. Their chemically compositional change of  $C_1/C_{2+}$ ,  $C_1/C_{total}$  and  $C_{total\ gaseous\ hydrocarbons}/C_{total\ non-hydrocarbons}$  in the vertical also reveals that the molecular of methane preferentially migrate to heavier gaseous hydrocarbons and hydrocarbons to non-hydrocarbons. As a result of migrational fractionation, the natural gas with much more methane than heavier hydrocarbons is trapped in relatively shallow reservoirs.

**Key words** natural gas migration natural gas generation chemical compositional fractionation, geochemical tracer