

不同条件下天然气运移影响的 模拟实验研究

卢家烂 傅家谟 张惠之 刘德汉
(中国科学院地球化学研究所, 广州)

天然气在各种不同压实程度的矿物介质中的运移特征的模拟实验结果表明: 在粘土岩和碳酸盐岩中, 运移速度随压实程度的增加而减小; 但在石英砂岩中, 压实程度对运移速度的影响较小。实验结果还表明: 天然气在碳酸盐岩和粘土岩中运移时, 矿物基质对不同分子量的气态烃具有不同的保留能力, 轻组分较重组分的运移速度快, 长距离的运移可使天然气变成干气。

关键词 压实作用 天然气 油气运移 模拟实验

第一作者简介 卢家烂 男 50岁 副研究员 实验地球化学

天然气是比石油活动性更大、储聚方式更加复杂的流体矿床。地壳中天然气的聚集和散失都是天然气运移的表现。通常生气层与储聚层, 气源区与储聚带有一定距离, 如已发现的天然气藏与气源层的空间关系, 主要有上生下储、下生上储等^[1], 需要经过不同形式的初次运移和二次运移, 才能形成具有工业价值的天然气藏。然而, 地壳中天然气运移是十分复杂的地质历史过程, 时间上和空间上都很难直接观测, 于是产生有关天然气运移机制和运移过程的众多观点和争论^[2]。因此, 模拟实验研究便成为探讨天然气运移过程的比较直观的重要手段之一。作者选用碳酸盐岩、石英砂岩以及粘土岩作为矿物介质, 实验研究了天然气运移中的速率及成分特征的变化。

一、实验样品

1. 固样: 石英砂是化学纯结晶石英颗粒, 粉碎至过 100 目; 碳酸盐岩取自贵阳地区早古生代灰岩, 粉碎至过 100 目; 粘土矿物取自广东清远花岗岩风化壳中, 以高岭石为主要成分, 水洗过 100 目, 干燥后粉碎。

2. 气样: 在不同的实验项目中, 气源成分不相同, 其中包括纯 N_2 、天然气、人工配制混合气以及罐装石油气。

二、实验方法及实验结果

(一) 天然气在不同压实程度的岩层中的运移速率

本文 1990 年 12 月 20 日收到。

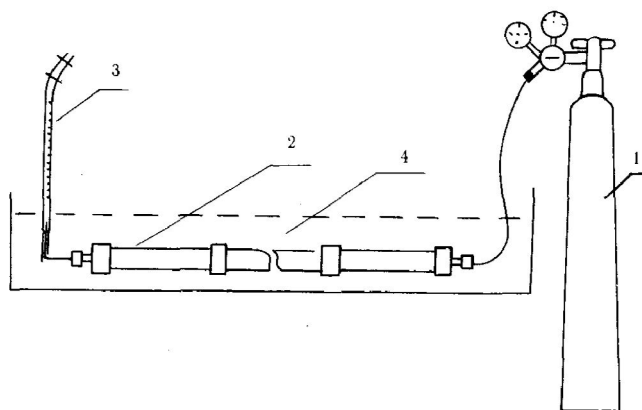


图1 测定天然气在压实岩层中运移速率的实验装置
1—气源, 2—不锈钢承压管, 3—集气量气管, 4—水浴槽

移速度约增加到 2.5 倍; 在地质条件下, 就可以认为是致密气源岩的压实作用及由于生烃作用产生的异常高压与孔隙度较大的输导层之间的压力差。压力差值愈大, 天然气渗透扩散的速度愈快。环境温度对运移速度的影响不甚明显, 在干燥的以及埋深程度较大的条件下 (如 5000 m), 温度上升, 运移速度稍有下降的现象。表 1 还说明, 在相同环境条件下, 单

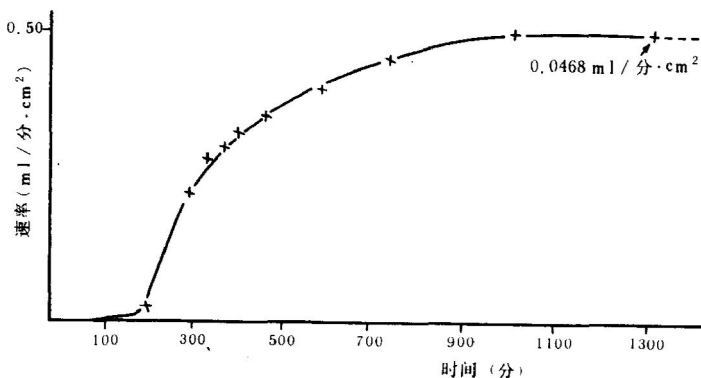


图2 N_2 运移速率与时间关系 (干体系)

表1 N_2 及天然气在高岭土介质中的运移

气体种类	进口压力 (kg/cm^2)	温 度 ($^{\circ}C$)	速 度* (ml/min)	速 率* ($ml/min \cdot cm^2$)
N_2	10	20	0.147	0.0468
N_2	20	20	0.36	0.114
N_2	20	55	0.320	0.102
天然气 (I)	10	20	0.096	0.030
天然气 (I)	10	20	0.087	0.028

* 达到平衡时的气体通过量。

组分 N_2 的运移速度比多组分的天然气快得多。

2. 石英砂层中的运移速度

实验装置如图 1 所示。实验条件和实验结果列于表 2, 结果说明, 初始 (进口) 流量为 30 ml/min 的天然气, 通过经 260—1300 kg/cm^2 压实 (相当于 1—5 km 深度) 的石英砂层, 分别达到平衡时, 流速均为 30 ml/min , 天然气流体完全通过, 与压实程度没有关系 (埋深 ≤ 5 km

1. 粘土层中运移的一般特征

实验装置如图 1 所示。

以 N_2 为例, 进口压力 10 kg/cm^2 , 环境温度 20 $^{\circ}C$, 通过长度为 32.7 cm、截面积为 3.14 cm^2 的经 780 kg/cm^2 压力压实的粘土层, 出口端为大气压, 达到平衡速率所需时间, 约 1000min (图 2)。 N_2 、天然气 (I) 及天然气 (II), 通过压实粘土层的实验条件及结果如表 1 所示。

表 1 说明, 气体通过压实粘土层的渗透速率与气体在载体两端的压力差有关。进口压力增加 10 kg/cm^2 , 运

的实验条件下), 天然气进口端没有剩余压力。也就是说, 石英砂岩粒度小于 100 目, 埋深 5 km 条件下, 仍保持很高的天然气渗透速度和连续孔隙度。因此, 在深埋条件下的致密砂岩层仍可成为天然气的输导层和贮集层。

表2 不同压实程度的石英砂层中天然气运移的实验资料

压实程度 (kg/cm ²)		260	520	780	1300
模拟深度 (km)		1	2	3	5
气体一次通过 (收集到第一个气泡) 的时间 (s)		5	8	11	17
达平衡时流速	28℃ (ml/min)	30	30	30	30
	70℃ (ml/min)	30	30	30	30

载体: 石英砂岩过 100 目; 压实载体长度 9.8 cm; 截面积 3.14 cm²

3. 碳酸盐岩中的运移能力

实验装置如图 1 所示, 实验条件和实验结果列于表 3。天然气通过不同压实程度的碳酸盐岩层时已有较大阻力。天然气在压实碳酸盐岩层进口端流量为 30 ml/min, 当压实程度为 1300 kg/cm² (相当埋深 5 km) 时, 运移速度 (流量) 相当于进口端流量的约三分之一。显然, 天然气在碳酸盐岩中的运移速度比在相同条件下的石英砂岩低, 阻力较大, 即碳酸盐岩孔隙度受上覆压力的影响比石英砂岩大。在石英砂岩中, 天然气在进口端已无剩余压力——完全通过; 而在碳酸盐岩中, 天然气进口端就存在剩余压力——未完全通过。收集到第一个气泡所需时间比石英砂岩中要长得多。

表3 不同压实程度的碳酸盐岩中天然气运移的实验资料

压实程度 (kg/cm ²)		260	520	780	1300
模拟深度 (km)		1	2	3	5
气体一次通过 (收集到第一个气泡) 的时间 (s)		48	52	66	118
达平衡时流速 28℃ (ml/min)		19.6	19.0	17.6	11.8

载体: 早古生代碳酸盐岩过 100 目; 压实载体长度 9.8 cm; 截面积 3.14 cm²

4. 粘土层中的运移能力

实验装置如图 1, 实验条件和结果列于表 4。表 4 说明, 天然气通过压实粘土层的速度比石英砂层和碳酸盐岩低得多, 在埋深 5 km 时, 运移速度比石英砂层低约 700 倍, 比碳酸盐岩低约 240 倍。在相同条件下 (埋深 5 km), 收集到第一个气泡所需的时间, 比石英砂层要长 3014s, 比碳酸盐岩长 2913s。三者比较粘土层中孔隙度受上覆压力影响最大。

表4 不同压实程度的粘土中天然气运移的实验资料

压实程度 (kg/cm ²)		260	520	780	1300
模拟深度 (km)		1	2	3	5
气体一次通过 (收集到第一个气泡) 的时间 (s)		65	413	878	3031
达平衡时流速 28℃ (ml/min)		2.6	0.663	0.316	0.0485
70℃流速 (ml/min)		2.6	0.663	0.316	0.0433

载体: 粘土过 100 目; 压实载体长度 9.8 cm; 截面积 3.14 cm²

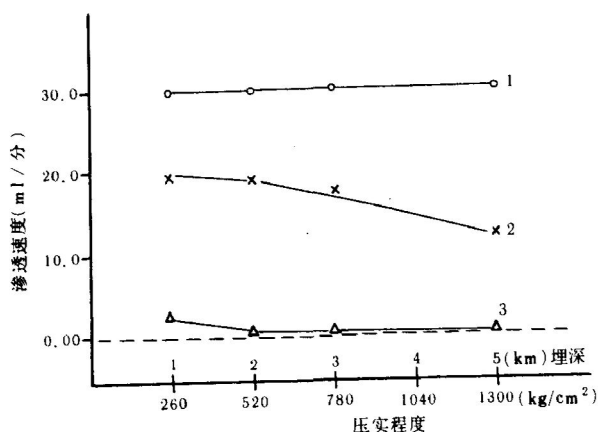


图3 天然气在不同岩石介质中的运移速度与埋深关系
1—石英砂, 2—碳酸盐岩, 3—粘土矿物

量之比约为 700:1。作为天然气运移的驱动力, 烃源岩 (如泥岩) 和输导岩 (砂岩) 之间, 流体承受的孔隙压力差愈大, 运移能力愈大。同时, 在地质条件下, 输导岩与烃源岩的接触面积, 也是影响天然气运移效率的重要因素。

在上述实验中 (图 3), 石英砂、碳酸盐岩以及粘土, 系经磨细过 100 目, 然后经压实作用其中并无成岩变化, 且为干体系。实验条件与地质体中的实际情况有一定的差别, 实验结果仅为定性或半定量值, 但是, 仍有较好的参考价值。

(二) 天然气在粘土岩和碳酸盐岩层运移过程中的分馏作用和色层效应

实验装置如图 4, 碳酸盐岩或粘土岩粉末装填在硬质玻璃样品管中, 用圆木棍撞击以达到压实的目的。天然气贮存在进气量气管中, 水位瓶与量气管之间保持 40 cm 垂向距离液面差, 即天然气进口端与出口端保持了约 0.03 kg 的压力差 (水位瓶充填食盐水)。

1. 碳酸盐岩

碳酸盐岩样品, 为早古生代灰岩粉碎至过 100 目, 并在 200℃ 预脱气 6 h。天然气原气样为罐装石油气, 成分以 C_2 和 C_3 为主, 烯烃含量高。实验过程中, 天然气通入图 4 中的玻璃样品管, 直至出口端, 按时间顺序连续收集到 11.85 ml 气体后, 停止通气。分段取下样品管, 并按顺序分别在沸水浴中将灰岩中吸附气脱附出来。每一段灰岩样品的脱附气, 按脱气时间顺序分装成 2—3 个气样, 分析每一脱附气样的成分, 结果如表 5 和图 5 所示。

表 5 是碳酸盐岩脱附气的成分特征; 图 5a 和图 5b 是根据表 5 数据计算的各单组分含量以及干燥系数随运移距离的变化。表 5 和图 5a 说明: (1) 随天然气运移距离增加, 脱附气中愈富集低分子量的气体成分 C_1 和 C_2 ; 在原气中 C_1 含量处在仪器分析灵敏度以下, 但随运移距

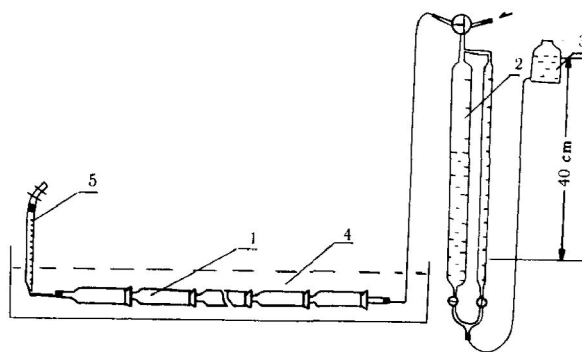


图4 色层效应实验装置和流程简图

1—样品管, 2—进气量气管, 3—水位瓶,
4—水槽, 5—集气量气瓶

表5 碳酸盐岩脱附气的成分与石油气运移距离的关系

样段编号 (长度 cm)	脱附 序号	气 体 成 分 (%)								$\frac{\sum C_2}{\sum C_3}$	$\frac{\sum C_2}{\sum C_2 + C_3 + C_4 + C_5}$
		CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃	iC ₄	C ₄ 烯	nC ₄	C ₅		
原气样			3.65	10.24	70.95	7.94		5.26	1.38		
T-8-段-1 (0—7cm)	1			1.753	66.667	22.691	8.889	1.000		0.025	0.013
	2			1.370	60.186	30.141	8.303	2.291	0.286		
	3		0.108	0.901	46.437	27.185	15.018	10.312	1.000		
T-8-段-2 (7—14cm)	1		0.730	4.214	61.792	27.413	5.852			0.069	0.035
	2		0.344	2.213	46.129	31.134	12.367	7.821			
T-8-段-3 (14—21cm)	1	0.111	2.312	9.705	65.596	17.755	4.369	1.637	0.420	0.137	0.077
	2	0.055	1.330	5.644	55.604	21.296	8.793	5.650	1.628		
	3	0.040	0.811	3.932	51.175	23.493	10.954	7.502	2.090		
T-8-段-4 (21—28cm)	1	0.091	2.223	8.494	60.861	17.184	6.913	4.236		0.153	0.134
	2	0.071	1.296	5.713	54.288	21.511	9.546	6.537	1.034		
T-8-段-5 (28—35cm)	1	0.120	2.753	12.462	54.281	31.293				0.256	0.136
	2	0.069	2.035	9.750	51.082	33.713					

离增加,到第3至第5段样品脱附气中,已可检测出C₁的含量;而分子量较大的C₃和C₄主要在前面样段被富集。从而表现出矿物基质对不同分子量烃类的保留能力的差别。(2)图5b清楚表明干燥系数与运移距离的关系,随运移距离增大,天然气有变干的趋势。(3)同一岩样段脱附气成分变化说明,分子量小的组分首先被脱附下来,同样证明矿物基质对不同分子量气态烃的保留能力的差别。

在实验中,称碳酸盐岩样292.2g,分装成5段样品管,总共输入天然气87.2ml;其中,从末端已排出11.85ml,5段碳酸盐岩共得到脱附气61.15ml,约有14.20ml气体仍保留在碳酸盐岩中未被脱附出来。那么,这里就存在烃饱和度和运移效率的问题。从实验数据粗略估算,可知道在292.2g100目以下碳酸盐岩中,天然气的排放率为13.6%。天然气从气源岩到贮集层,首先要满足烃源岩裂隙、孔隙的充填量、残余有机质的吸附量、裂隙水和油相中的溶解度以及输导层中裂隙、孔隙的充填量及矿物的吸附量,即从源岩中产出的天然气,满足了以上各方面的饱和度需要以后,剩余部分才能输送到贮集层中。当然,这里所指的排放率应为初次排放率,上述各项的饱和度达到之后,再次从源岩产生和排出的气态烃的排放率将会大大提高。因此,天然气以独立相态运移的机理和效率,无论有多少种变量,首先取决于烃类对源岩孔隙的饱和度;同时也要取决于气源岩中有机质的含量、类型、分布以及矿物基质的特征等。

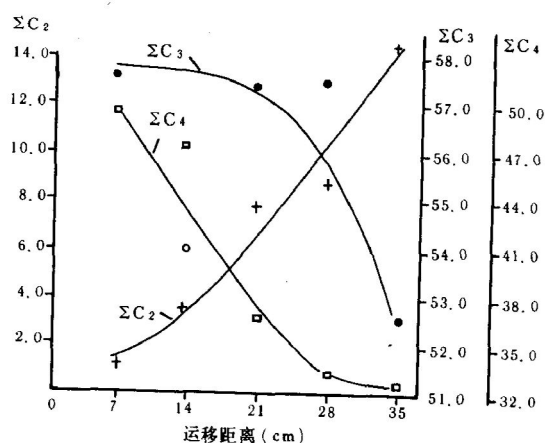


图5a T-8-脱-n碳酸盐岩脱附气成分与天然气运移距离的关系

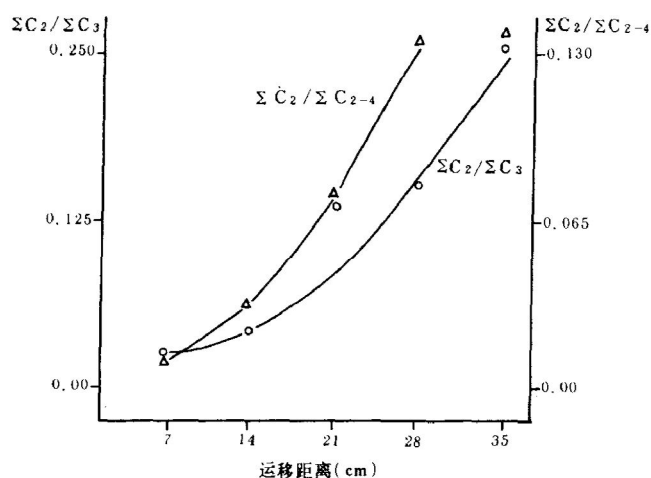


图 5b T-8-脱-n 碳酸盐岩脱附气的干燥系数
与运移距离的关系

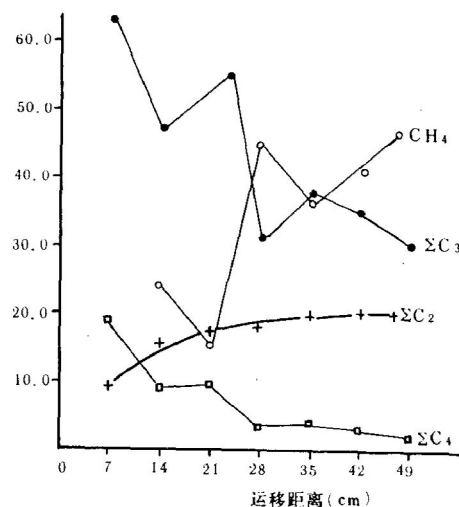


图 6 T-9-段-n 粘土岩脱附气成分
与运移距离的关系

2. 粘土层脱附气成分与运移距离的关系

实验装置和流程如图 4 所示。T-9 原始气样是人工配制的混合气。本项实验过程与碳酸盐岩脱附气实验的差别是，本实验中气体通过盛粘土的样品管，只要见到样品管末端有气泡显示时，便立即停止通气；然后，按顺序分段取下样品管，分别在沸水浴中脱附被粘土层吸附的气体。脱附气分析结果如表 6 和图 6 所示。

表 6 T-9-段-n 粘土层脱附气成分与天然气运移距离的关系*

样段编号 (长度)	气 体 成 分 (%)									$\frac{C_1}{\Sigma C_1 - C_6}$	$\frac{iC_4}{nC_4}$
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄	nC ₄	iC ₅	未知		
T-9 原气	21.4	2.65	10.3	42.1	9.22	5.14	2.97	0.443	4.53	0.227	1.73
T-9-段-1 (0—7cm)		0.920	8.38	46.1	17.6	17.2	2.26	0.407	6.63	无限小	7.61
T-9-段-2 (7—14cm)	24.4	3.27	12.5	37.5	9.74	8.06	0.881	0.124	3.14	0.254	9.14
T-9-段-3 (14—21cm)	15.5	3.08	14.3	40.5	14.9	8.50	0.886	0.0819	2.23	0.158	9.59
T-9-段-4 (21—28cm)	45.8	3.84	14.4	23.8	7.45	3.54	0.194	0.0216	0.861	0.462	18.2
T-9-段-5 (28—35cm)	36.3	3.28	16.4	29.8	8.44	4.01	0.378	0.0583	1.17	0.367	10.6
T-9-段-6 (35—42cm)	41.1	4.05	15.2	26.5	8.66	3.46	0.265	0.0226	0.287	0.415	13.1
T-9-段-7 (42—49cm)	46.8	4.16	15.6	26.8	3.27	2.65	0.209		0.544	0.473	12.0

* 粘土 (以高岭石为主) 过 100 目, T-9 原气成分人工配制

表6和图6说明,随运移距离增加,脱附气中愈富集轻组分, C_1 和 C_2 具有最大的渗透扩散能力。在图6中,代表 C_1 和 C_3 、 C_4 的曲线,随运移距离增大,出现波浪式上升或下降。波浪式曲线出现的原因,可能与天然气在粘土矿物中未达到充分饱和的程度,以及渗透扩散过程中,不同烃类成分间的置换和分馏作用有关。

在碳酸盐岩和粘土岩脱附气的成分中, iC_4 、 nC_4 以及 iC_4/nC_4 比值的变化也有一定的规律。第一,随运移距离增加,脱附气中 nC_4 或 iC_4 含量逐步下降,但下降的速率 $nC_4 \gg iC_4$,即 iC_4/nC_4 大于1,证明 iC_4 扩散渗透能力大于 nC_4 ;第二,在同一样品段吸附气体的脱附过程(表5),按时间顺序 iC_4 比 nC_4 优先被脱附,也证明矿物质对 nC_4 有更强的保留能力。

三、几点认识

1. 油气运移机制和运移过程是十分复杂的地质、地球化学问题,二十年来对运移机制的认识没有明显的进展^[3]。综合起来有两种主要观点:(1)天然气溶解于水(或溶于油)的运移^[4];(2)天然气以独立相运移^[5]。80年代末,Dewers等^[6]以及Hunt^[7]提出压力异常流体封存箱的新概念,强调在一个盆地范围内(而不是一块岩石或一个层段),成岩作用的有序排列和组建。从新的角度认识天然气运移、聚集和散失。作者从实验模拟研究以及野外样品研究结果认为,要形成中大型气田必须要有充分的游离气的存在。

2. 本文实验结果证明,地层压力大小影响到天然气运移的速率,一般来说,地层压力愈大,运移的速率越小,如碳酸盐岩和粘土岩。但是,对于刚性岩石,如石英砂岩,在埋深1—5 km的范围内,压力对天然气运移速率影响不大。甚至在机械压实程度相当于埋深5 km的深成条件下的致密砂岩,仍可以是天然气的输导层和贮集层。在相同的地层压力和岩石粒度的条件下,岩石类型不同,对天然气运移速率影响更大,如在埋深5 km的条件下(压实压力1300 kg/cm²),粘土岩中的运移速率约为石英砂岩中的1/700。

3. 实验结果还证明,天然气在碳酸盐岩或粘土岩的运移过程中,将发生成分的色层效应和分馏现象,其中轻组分 C_1 和 C_2 具有最大的渗透运移速度,而矿物和岩石对重组分具有较强的保留能力。也就是说,天然气的干燥系数不但与天然气源岩的有机质类型有关,而且也与运移过程有关,长距离的运移也可以使天然气逐渐变成干气。同时,正构烷烃和异构烷烃在运移速率方面有明显差别,总体上来说,异构烷烃(iC_4)的运移速率大于正构烷烃(nC_4),其差异程度在碳酸盐岩中比在粘土岩中表现得更加明显。对于煤岩烃源岩来说,在产气高峰期,天然气成分会出现 $(iC_4/nC_4) < 1$ 的阶段;但由于矿物基质对 nC_4 具有较强的保留能力,随着运移距离的增长将会逐步使 iC_4/nC_4 比值增大,而大于1。

参 考 文 献

- [1] 戚厚发、戴金星等,石油学报,1989;10(2)。
- [2] 黄第藩等,油气运移石油地质译文选第一集,石油工业出版社,1988。
- [3] Price L. C., *J. Petrol. Geol.*, 1989; 12(3)。
- [4] Price L. C., *Bull. AAPG*, 1976; 57(1)。
- [5] Neglia S., *Bull. AAPG*, 1979; 63(3)。

- [6] Dewers T., Ortoleva P., *Applied Geochemistry*, 1988; 3 (2).
[7] Hunt J. M., *Bull. AAPG*, 1990; 74 (1).

STUDY ON SIMULATION OF NATURAL GAS MIGRATION IN DIFFERENT CONDITIONS

Lu Jialan Fu Jiamo Zhang Huizhi Liu Dehan

(*Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou*)

Abstract

Simulation experimental result shows that the rate of natural gas migration decreases with the increase of compaction extent in carbonate or clay rocks. But in quartz sandstone, compaction extent has less effect on migration rate, high rate of migration which is 700 times as it in clay rocks was obtained even if in burial depth of 5000m (equal to 1300kg/cm²).

The experimental result also indicates that, during migration of natural gas in carbonate or clay rocks, mineral matrices have different retaining abilities for gaseous hydrocarbons with different molecular weight. That is, C₁ and C₂ have the highest migration rate, and the ratio of C₁/ΣC₁-C₅ is not only related to the type of organic matter, but also to the migration distance of natural gas. Long distance migration may make it into dry gas.