

油气微渗漏的色层分馏效应

张同伟 王先彬 陈践发

(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)

提 要 本文根据鄂尔多斯盆地腹部一深井中有机质的垂向成烃演化及碎屑岩层段(0~3650m)酸解烃组成的变化特征,讨论了油气微渗漏的色层分馏效应。结果表明在两个贫有机质层段(0~1020m, 3080~3560m 井段)内砂岩段相对于相邻泥岩段酸解烃的 C_1/C_2^+ 、 C_1/C_8 及 iC_4/nC_4 比值偏小,这主要是由甲烷相对重烃,异构丁烷相对正构丁烷易于通过弱渗透的泥岩遮挡层产生的色层分馏作用所造成。而富有机质层段(1020~3080m 井段)酸解烃组成的变化主要由有机质成烃作用控制,运移的色层分馏效应被成烃所掩盖。

关键词 油气微渗漏 色层分馏效应 酸解烃

第一作者简介 张同伟 男 29岁 助理研究员 天然气地球化学和石油地质

深部油气的垂向运移,严重影响着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,因此分析沉积物中烃类浓度的变化可提供油气垂向运移的地球化学信息。宏观上烃源岩生成的烃类运移至储集层中富集成藏,或通过断裂、不整合面等运移通道发生长距离运移,在地表形成油气苗;微观上由于运移烃类间质量数、分子结构、水中溶解度等物理化学性质的差异,将发生明显的组分色层分馏效应,使轻烃组分在垂向上重新分配^[1-3]。然而,在垂向上要识别由运移作用,特别由油气微渗漏造成的色层分馏效应,并非一件易事,只有系统了解烃类的生成史后,才能有效地研究油气的运移史及其产生的色层分馏效应。本文通过鄂尔多斯盆地腹部一深井中碎屑岩层段(0~3650m)不同岩性段酸解烃的 C_1/C_2^+ 、 C_1/C_8 及 iC_4/nC_4 比值的变化,结合垂向上有机质的成烃演化,讨论了油气微渗漏的色层分馏效应。

1 研究井区域地质概况

鄂尔多斯盆地是我国大型沉积盆地之一,为一稳定沉降、拗陷迁移、扭动明显的多旋回克拉通盆地^[4]。盆地内的地质构造具有稳定与活动两重性,稳定性表现为整体隆升、褶皱微弱、地层平缓、整合接触;活动性的标志为基底镶嵌、拗陷迁移。盆地的多阶段、多旋回发展,分别发育了早古生代海相碳酸盐岩、膏盐和晚古生代碎屑岩、煤系及中生代河湖相内陆沉积三套沉积体系。晚古生代含煤岩系和早古生代碳酸盐岩是良好的气源岩和储集层,中生代黑色泥岩夹薄煤层是盆地内良好的油源岩,油气在空间上的分布严格地受天池—吴堡枢纽带的控制,中生代油田分布在该带以南,古生气田则分布在该带以北,研究井在该带以北气田区。

表 1 研究井地质分层及岩性特征

Table 1 Geological strata and lithological characteristics in the researched well

地质分层		井深(m)	厚度(m)	岩性特性	
第四系		7.1~180	172.9	未固结的松散状黄砂土	
白垩系	志丹统	180~660	480	棕红色细砂岩与兰灰色泥岩	
侏罗系	安定组	660~742	82	灰紫色泥灰岩与兰灰色砂岩及泥岩	
	直罗组	742~985	243	灰绿色细砂岩与灰色泥岩。局部为棕红色砂岩	
	延安组	985~1319	334	灰白色细砂岩与深灰色及灰黑色泥岩	
三叠系	延长组	1319~2412	1093	上部为灰黑色泥岩、杂色泥岩与灰白色棕红色砂岩,下部泥岩呈棕红	
	纸坊组	2412~2577	165	棕红色及杂色泥岩与棕红色细砂岩	
	和尚沟组	2577~2707	130	棕红色泥岩与浅肉红色砂岩	
	刘家沟组	2707~2985	278	棕红色泥岩与棕红色砂岩	
二叠系	石千峰组	2985~3255	270	棕红色泥岩与砂岩	
	石盒子组	3255~3503.5	248.5	上部为棕褐色泥岩与浅肉红色砂岩 下部杂色泥岩与浅灰绿色砂岩	
石炭系	山西组	3503.5~3598.5	95	深灰色泥岩与浅灰色砂岩夹煤层。 煤层发育在下部	
	太原组	3598~3630.5	32	灰色灰岩与泥岩及煤层。煤层厚 4m,煤层 底部为一薄层灰绿色铝土质泥岩	
奥陶系	马家沟组	马五段	3630.5~3988	357.3	深灰色云岩、含膏含泥云岩,灰岩及凝灰质泥岩。上部风化壳岩溶作用强烈,缝洞发育。
		马四段	3988~4152	164	深灰色粗粉晶云岩夹泥晶灰岩。云岩成份中白云岩 94%,泥质 6%
		马三—马一段	4152~4332.5	180.5	深灰色云岩、含泥云岩及灰褐色泥岩夹膏质岩,局部夹灰岩
寒武系		4332.5~4438	105.5	深灰色粗粉晶云岩,含泥云岩与灰褐色泥岩夹一层石英砂岩	
长城系		4438~4512	74	浅肉红色石英砂岩夹棕红色泥岩	

研究井位于盆地腹部中央隆起北端靖边古潜台,井深 4512m,自下而上发育了下古生界海相—泻湖相碳酸盐沉积,上古生界海陆交互的含煤建造,中生界内陆湖泊河流沉积及第四系未固结的松散状黄砂土沉积(表 1)。上、下古生界的两套烃源岩均进入高成熟—过成熟的成气演化阶段。钻探共发现奥陶系气层 1 层,厚 5.5m(3634.4~3639.9m 井段)二叠系石盒子组气显示 3 层,厚 19.0m(3436.3~3440.6、3486.4~3493.3、3495.6~3503.44m 井段)。盆地腹部断裂不发育,地层平坦(倾角小于 1°),通过地层中微裂隙和孔隙系统的垂向微渗漏,应是油气垂向运移的主要方式。因而从该井所处的区域构造位置和产油气特征来

看,它是研究克拉通盆地腹地油气微渗漏的理想剖面。

2 样品及实验分析

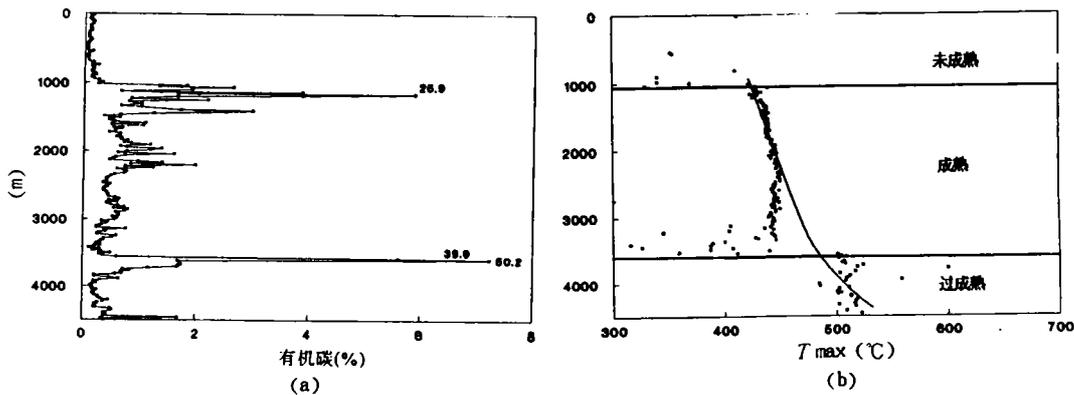
在垂向上按 20m 等间距采集岩屑样品,个别层位适当加密。样品经蒸馏水清洗风干后,用铁乳钵或玛瑙乳钵磨碎至分析项目所需粒度。

样品进行了系统的酸解烃、热解烃、有机碳分析。酸解烃分析流程为:称取 5~10g 60 目的样品,放入脱气瓶用水湿润后抽真空,缓慢加入 10% 的稀盐酸,在 40℃ 恒温下反应约 30 分钟,反应生成的 CO₂ 用 30% 的 KOH 溶液吸收,脱出气体经定量后,在 GC-R1A 气相色谱仪进行组份检测。样品有机质总量在 CS-344 碳硫分析仪完成,热解烃分析采用 Rock-eval I 型热解自动分析仪,各项分析流程详见石油地质实验手册^[6]。

3 结果与讨论

3.1 研究井有机质及其热演化史

研究井由下至上,古气候演化、沉积组合的多旋回性,造成有机质含量及有机质类型变化很大(图 1-A)。下古生界寒武—奥陶系海相—泻湖相碳酸盐岩,有机碳含量在 0.13~1.7% 之间,以低等藻类为主要成烃母质;上古生界石炭—二叠系为滨海沼泽相的含煤建造,有机质含量在 0.17~50.23%,以陆生植物为主要成烃母质;上三叠系延长组为湖相沉积,有机碳含量高,在 0.4~2.98%,以湖相水生生物为主要成烃母质;侏罗系延安组为湖泊—沼泽相沉积,有机质含量高,在 0.65~25.87%,以陆生植物为主。其它层段,为棕色、褐色或杂色的陆源碎屑岩沉积,有机碳含量低,成烃母质主要为陆生植物。



A: 有机碳含量在垂向上的变化 B: T_{max} 值在垂向上变化

图 1 研究井有机质及其热演化特征

Fig. 1 The contents of total organic matter and its thermal evolution with depth in the researched well

T_{max} 值是一重要的有机质成熟度参数。与镜煤反射率(R_o)有较好的线性关系,随着成熟

度的增加, T_{\max} 值也不断增加, 邬立言等(1986)研究表明, 我国不同时代和不同深度的烃源岩随着埋藏深度的增大和地层时代变老 T_{\max} 值增高^[6]。 T_{\max} 值在研究井中有如下的变化特征:

(1) 0~1020m 井段: 该段 T_{\max} 值均小于 400℃。由表 2 可知, 我国不同类型生油岩在 T_{\max} 值小于 430℃时, 均处于未成熟热演化阶段, R_o 值小于 0.5%, 由此可知, 该段有机质未进入热解生烃阶段, 处于未成熟热演化阶段。

表 2 我国生油岩的 T_{\max} 范围(邬立言等, 1986)

Table 2 The range of T_{\max} values for different type source rocks at various thermal maturity stage in China

成熟度指标		未成熟	生油	凝析油	湿气	干气
镜质体反射率(R_o %)		<0.5	0.5~1.3	1.0~1.5	1.3~2	>2
热变指数		<2	2~<3	>2~<3	<3~>3	>3~4
T_{\max} (℃)	I类	<437	437~460	450~465	460~490	>490
	II类	<435	435~455	447~460	455~490	>490
	III类	<432	432~460	445~470	460~505	>505

(2) 1020~2550m 井段: 该段 T_{\max} 值在 430~450℃, 随着埋深加大, T_{\max} 值趋于稳定增大, T_{\max} 值的变化同深度具有较好的线性相关性(图 1-B), 表明该段有机质已进入热解生烃阶段, 且主要以生成液态烃为主。

(3) 2550~4500m 井段: 该段下部 T_{\max} 值大于 500℃, 有机质进入高成熟—过成熟的干气阶段。而在 2550~3504m 井段, 偏离了正常的 T_{\max} 随深度变化的指数曲线(图 1-B 中实线所示), 特别是其下部 3346~3564m 井段, 这种偏离非常明显。据热演化作用的不可逆性原理, 该段有机质应处于生油—凝析油的成熟范围内, 而实际上 T_{\max} 值在 320~440℃温度范围内, 与该段有机质成熟度相比, 明显地偏小。对于一定的成熟度的地层而言, 由于油气运移时, 轻烃组分优先运移, 而将重质组分(焦质、沥青质等)残留下来会造成异常低的 T_{\max} 值^[7], 该段异常低的 T_{\max} 值可能由油气垂向运移所造成。

由此可见, 随着埋深的增加, 该井中有机质经历了未成熟—成熟—过成熟—完整的热演化历程。

3.2 贫有机质层段砂泥岩中轻烃组份的分配

天然气运移时由于烃类物质间质量数、分子直径、溶解度等物理化学性质的差异, 结果使甲烷相对于重烃、异构丁烷相对于正构丁烷优先运移, 在通过弱渗透的泥岩遮挡层时, 这种分馏作用就异常明显, 导致泥岩中甲烷和异构丁烷相对砂岩中偏多。在 0~1020m 及 3080~3560m 两个贫有机质层段, 有机质含量低, 相应的自生烃量较小, 运移烃类的色层分馏效应被记录了下来。

3.2.1 0~1020m 层段砂泥岩中轻烃组份的分配

该段岩性发育的特征是上部以棕色细砂岩、砂质泥岩为主, 夹一薄层兰灰色泥岩, 下部以灰绿色细砂岩为主, 夹薄层灰色泥岩。有机碳含量低, 在 0.06~0.32%之间, 平均为 0.11%, T_{\max} 值均小于 400℃, 有机质处于未成熟的热演化阶段。显然不利于有机质热解成烃,

但该段存在可溶烃、酸解重烃及饱和烃异常,这种异常由热成因烃运移至浅层造成^①。表明该段经受过天然气运移作用的改造。

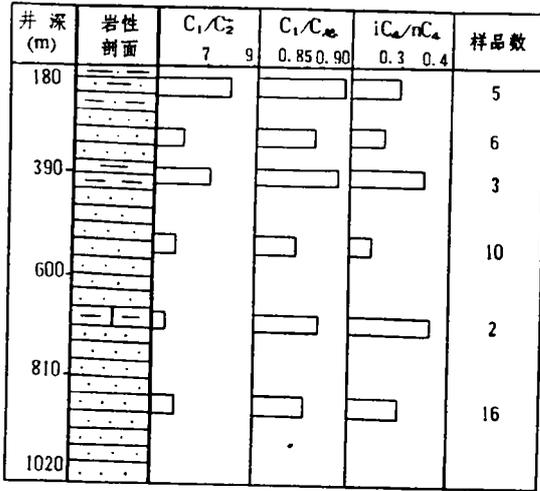


图2 0~1020m井段酸解烃组分在不同岩性段分布

Fig. 2 The distribution of acidolysis hydrocarbon for different lithological sections in the depth from 0 to 1020m

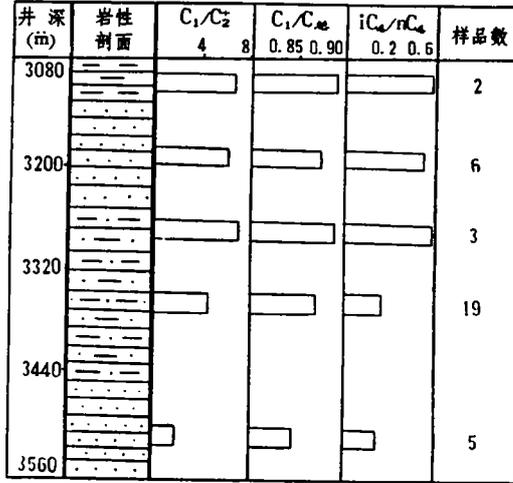


图3 3080~3560m井段酸解烃组分在不同岩性段的分布

Fig. 3 The distributive characteristics of acidolysis hydrocarbon for various lithological sections in the depth from 3080 to 3560m

图2是该段不同岩性段酸解烃 C₁/C₂、C₁/C_n 及 iC₄/nC₄ 比值的变化。由图2可看出,在砂岩段上述诸比值均小于下伏和上覆相邻泥岩或砂质泥岩段,这是油气垂向微渗漏的组份色层分馏效应的反映。天然气通过孔隙直径小、比表面积大和极性大的饱含水的泥岩运移时,由于甲烷的分子直径和溶解度最小,且扩散速度最快,易于通过弱渗透的泥岩遮挡层,而重烃分子直径和溶解度较大,泥岩对其产生了较强的阻挡作用;而通过孔隙直径大、比表面积小及极性小的饱含水的砂岩时,二者均易于在砂岩孔隙系统中运移,造成的组分分馏就小。异构丁烷和正构丁烷由于分子有效直径和溶解度的差异,使分子有效直径和溶解度较小的异构丁烷比正构丁烷易于穿过泥岩遮挡层。由此造成了天然气运移时甲烷相对重烃、异构丁烷相对正构丁烷优先穿过泥岩遮挡层,并在砂泥岩互层段留下了明显的组分色层分馏的印象。

3.2.2 3080~3560m 层段轻烃组分的分配

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 0.23~0.58%,平均 0.32%,热解产烃率远低于其上和下有机质含量较高的层段,在 3436.3~3503.4m 井段的三层粗—中粒砂岩中,发现气显示三层,天然气应源于下伏烃源岩,表明该段经历了天然气的运移侵染。

① 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,科学通报,1995,40(1)(待刊)。

该段有机质处于凝析油—高成熟的热演化阶段,随着深度的增大,生成的天然气组分应逐渐变干,表现在 C_1/C_2 、 C_1/C_3 比值趋于增大,而该段由上向下诸比值的变化趋势则正好与之相反,随着深度的增加,重烃组分相对增多,而甲烷则反而减少(图 3),显然与有机质热演化产物的组分变化不符,而反映了轻烃相对于重烃优先运移。与 0~1020m 井段相似,3080~3560m 井段酸解烃的 C_1/C_2 、 C_1/C_3 及 iC_4/nC_4 比值在泥岩段大于砂岩段,这同样反映了由于天然气组份间质量数、分子直径、溶解度等物理化学性质的差异,使甲烷相对于重烃、异构丁烷相对于正构丁烷易于通过弱渗透的泥岩遮挡层。

3.3 富有机质层段酸解烃组成的变化

该井 1020~3080m 井段为一套砂泥岩互层沉积序列,与前述两个层段相比,最显著的特点是有机质含量高,在 0.47~25.5%。随深度的增加,酸解烃 C_1/C_2 、 C_1/C_3 及 C_2/C_3 比值变化特点是由大变小,又由小变大,而 iC_4/nC_4 比值基本上随深度增加,逐渐变小(图 4),酸解烃组分的这种变化特征,主要决定于垂向上有机质的成烃作用和热演化。而与岩性的变化没有直接关系,从而为上述二层段砂泥岩段酸解烃组成变化由天然气运移作用造成提供了更进一步的佐证。

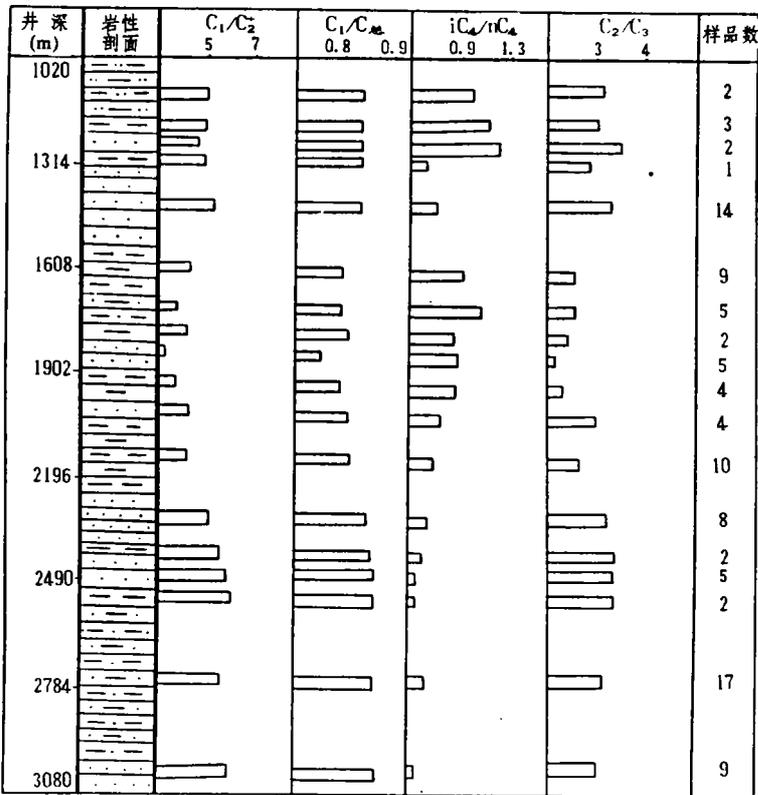


图 4 富有机质层段酸解烃组成的变化

Fig. 4 The vertical change of acidolysis hydrocarbon with depth in the section rich in organic matter

有机质热演化成烃是一个连续的过程^(8,9),在生油窗的范围内,气体组分偏湿,相对有较

大量的重烃产出,从生油窗之下至凝析油甚至裂解成气阶段,随着热成熟度的增加,气体组分逐渐偏干,相对有更高的甲烷气体产出,而在成熟早期到生油窗的范围内,有机质主要以生成甲烷为主,伴有少量的重烃。故富有机质层段 C_1/C_2 、 C_1/C_{2+} 、 C_2/C_3 及 iC_4/nC_4 比值的这种变化特征,反映了本段酸解烃为相应层段有机质转化而成,运移效应被成烃效应所掩盖。

4 结 论

1)通过鄂尔多斯盆地腹部一深井有机质垂向成烃演化及碎屑岩层段(0~3650m)不同岩性段酸解烃组成变化特征的讨论,表明油气垂向微渗漏作用能够在沉积体贫有机质层段留下可分辨的色层分馏效应。

2)贫有机质层段酸解烃的 C_1/C_2 、 C_1/C_{2+} 及 iC_4/nC_4 比值在砂岩段小于相邻泥岩段,这是甲烷相对重烃,异构丁烷相对正构丁烷易于通过弱渗透的泥岩遮挡层产生的色层分馏效应所造成。

3)富有机质层段酸解烃组成的变化主要由有机质成烃作用控制,运移作用产生的色层分馏效应被成烃效应所掩盖。

收修改稿日期:1993-11-10

参 考 文 献

- [1] A. Mackenzie, D. Leythaeuser and R. Schaefer, expulsion of petroleum hydrocarbons from shale rocks, *Nature*, 1983, 301, 506~509.
- [2] D. Leythaeuser, A. Mackenzie and R. Schaefer et al., 1984, A novel approach for recognition and quantification of hydrocarbon migration effects in shale-sandstone sequences, *AAPG*, 68(2):196~219.
- [3] D. Leythaeuser, R. Schaefer and H. Pooch, Diffusion of light hydrocarbon in subsurface sedimentary rocks, *AAPG*, 1983, 67(6):889~895.
- [4] 赵重远等,含油气盆地地质学研究进展,西北大学出版社,西安,1993,321~328.
- [5] 高瑞琪等,石油地质实验手册,黑龙江科技出版社,哈尔滨,1992.
- [6] 邬立言等,生油岩热解快速定量评价,科学出版社,北京,1986,44~45.
- [7] J. K. Whelan, J. W. Farrington and M. E. Tarafa, Maturity of organic matter and migration of hydrocarbons in two Alaskan North Slope wells, *Organic Geochemistry*, 1986, 10:207~219.
- [8] E. M. Galimov, Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rocks, *Chemical Geology*, 1988, 71(1/3):77~95.
- [9] 徐永昌,沈平,天然气成因新模式— I. 多阶连续、主阶定名, *中国科学(B辑)*, 1993, 23(7):751~755.

The Chromatographic Fractional Effect of Vertical Oil—gas Microleapage

Zhang Tongwei, Wang Xianbin, Chen Jianfa

(State Key Laboratory of Gas Geochemistry, Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences)

Abstract

Ordos basin is a large sedimentary basin in the eastern China. In the inner of the basin, faults don't develop and strata are flat (the angle of inclination is less than one degree), so the possibility that oil and gas can migrate along faults should be ruled out, and then oil and gas microleapage through the fractures and pores in strata should be main form for oil and gas vertical migration. A deep gas-producing well, which is located in the central ancient rift in the inner of the basin, is chosen for study. According to the characteristics of the vertical evolution of organic matter and the change of acidolysis hydrocarbon compositions in different clastic rock layers from the deep well, the chromatographic fractional effect of vertical oil-gas microleapage has been discussed.

Owing to the chemical and physical difference among methane and its homologes in mass number, molecular diameter, and the solubility in water, etc., methane and *i*-butane preferentially migrate to heavier hydrocarbon and *n*-butane, respectively. Because the concentration of organic matter is low and the amount of hydrocarbon generated *in situ* is accordingly little in the two sections which range from 0 to 1020m and 3080m to 3560m in depth, so the above chromatographic effect can be recorded.

1. In the section from 0 to 1020m depth, the result shows that the ratios of C_1/C_2^+ , C_1/C_{tot} and iC_4/nC_4 of acidolysis hydrocarbon gases in sandstone are less than those in mudstone. It mainly results from the chromatographic fractional effect, i. e., methane and *i*-butane are relatively easier to go through poorly permeable mudstone barrier bed than heavier hydrocarbon and *n*-butane respectively.

2. In the section from 3080m to 3560m depth, the maturity of organic matter is in condensate to high mature stage, the composition of gas generated by such matter should be increasingly drier and therefore the ratios of C_1/C_2^+ , C_1/C_{tot} tend to rise with depth. However, the change of the ratios shows a controversial tendency and an obvious inconsistency with the composition characteristics of gas generated by thermolization, suggesting that methane preferentially migrates to heavier hydrocarbon.

In addition, the changing characteristics of C_1/C_2^+ , C_1/C_{tot} and C_2/C_3 ratios of the acidolysis hydrocarbon in the layers rich in organic matter (the depth from 1020m to 3080m), which decreases firstly and increases consequently with depth, is controlled by the generation of hydrocarbon *in situ* and hence the chromatographic fractional effect is concealed.