

文章编号:1000-0550(2008)01-0158-05

柴北缘地区天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 特征及其地质意义^①

张瑞^{1,2} 张晓宝¹ 夏燕青¹ 李传浩⁴ 徐子远⁵ 汪立群⁵
马立协⁵ 宋成鹏^{2,3} 吴涛^{1,2} 郭建明¹

(1. 中国科学院地质与地球物理研究所气体地球化学重点实验室 兰州 730000; 2. 中国科学院研究生院 北京 100049;
3. 中国科学院地质与地球物理研究所 北京 100029; 4. 长庆油田采油一厂 西安 710054;
5. 中国石油天然气总公司青海油田勘探开发研究院 甘肃敦煌 636202)

摘要 测试并分析了柴北缘各油气田的14个天然气样品的氢、氦稀有气体同位素比值,并进行了气源对比。研究发现,柴北缘天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 值分布在951~1 712,平均1 098,多数样品 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 较通常认为源于侏罗系的天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 明显偏高,研究认为本区不存在幔源高 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 流体的介入,储层年代效应也不可能造成天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 明显偏高,因此柴北缘天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 明显偏高,主要是由于源岩年代积累效应引起的。据估算,气源岩年龄分布范围为164.7~460.8 Ma,平均为345.1 Ma,可能多数来源于石炭系。这一认识得到了柴北缘广泛分布有石炭系源岩和已发现源于石炭系原油的支持。柴北缘石炭系天然气的发现预示了柴北缘石炭系是一个新的油气勘探层系,从而拓展了柴北缘天然气勘探领域。

关键词 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 偏高 天然气 石炭系 柴北缘

第一作者简介 张瑞 男 1978年出生 硕士 地球化学 E-mail: Zhang_rui_qin@sohu.com.

中图分类号 P597 **文献标识码** A

柴北缘是青海油田主要的油气产区之一,现已发现南八仙油气田、冷湖油田和马北油气田。该区存在中下侏罗统和石炭系两套烃源岩^[1]。侏罗系烃源岩在北缘分布较广,也很稳定,对其生烃能力曾经做过深入的研究和评价^[2],目前普遍认为柴北缘油气主要来源于侏罗系,而对石炭系烃源岩研究较少,多停留在露头资料的分析与研究上,对其生烃能力评价较差,认为其对北缘油气的贡献应该不大^[3]。笔者系统采集了柴北缘不同油气田14个天然气样品,分析了其稀有气体同位素,发现其中大部分天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 较公认的来源于侏罗系的天然气偏高。本文结合研究区气源岩分布,分析了天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 偏高的原因,认为该区天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 主要受年代积累效应的控制,大部分天然气可能来源于石炭系。

1 地质背景

柴达木盆地是在前侏罗纪柴达木板块基础上发育起来的中—新生代内陆沉积盆地,经历了早期断陷、中期拗陷和后期的拗陷中心转移三个构造演化阶段,主要分为北部断块带、西部拗陷区和东部拗陷区,现已形成青海油田三大油气区。本文柴北缘主要指

北部断块带。北部断块带包括赛昆断陷亚区、大红沟隆起亚区、鱼卡红山断陷亚区、德令哈断陷亚区,其中赛昆断陷亚区可以分为伊北凹陷、昆特伊凹陷和赛什腾凹陷^[3]。

柴北缘主要的烃源岩为侏罗系,其岩性为湖相泥岩、煤、炭质泥岩和局部地区少量的油页岩。中下侏罗统烃源岩分布明显,其中伊北凹陷和昆特伊凹陷分布 J_1 烃源岩,以煤系地层为主;北部的赛什腾凹陷主要分布 J_2 烃源岩,湖相泥质烃源岩较为发育。柴北缘泥质烃源岩有机质类型为混合型,总体上属于中等—好生油岩;煤和炭质泥岩烃源岩有机质类型为腐殖型,多属于中等—差烃源岩^[3~6]。

柴北缘石炭系烃源岩主要出露在山前带。野外露头资料研究表明,柴北缘石炭系烃源岩主要发育在上石炭统克鲁克组,其中暗色碳酸盐岩达到烃源岩标准,泥岩为较好—好的烃源岩,煤岩为较差烃源岩^[1]。冷科1井在4 666 m以下钻遇厚层石炭系地层,岩性为大段的深灰色泥岩与泥质粉砂岩互层,底部存在一套灰岩^[1]。最近的探井尕斯库勒1井是柴北缘绿梁山前带的尕斯库勒构造上的一口探井,发现该井1 284~1 908.1 m井段为一套厚度达600多米的以

①国家自然科学基金重点项目(批准号:40472971)和《中国西部山前地区油气资源勘探的基础理论与关键技术》(KZCX3-SW-147)资助。
收稿日期:2007-03-30;收修改稿日期:2007-04-18

灰白色—深灰色、棕红色灰岩为主的地层,其中夹灰白色—灰色、棕红色砂质泥岩、泥岩、泥质粉砂岩和粉

砂岩,下部见灰黑色、黑色碳质泥岩和少量煤层,经对比为石炭系海陆交互相地层^[1]。

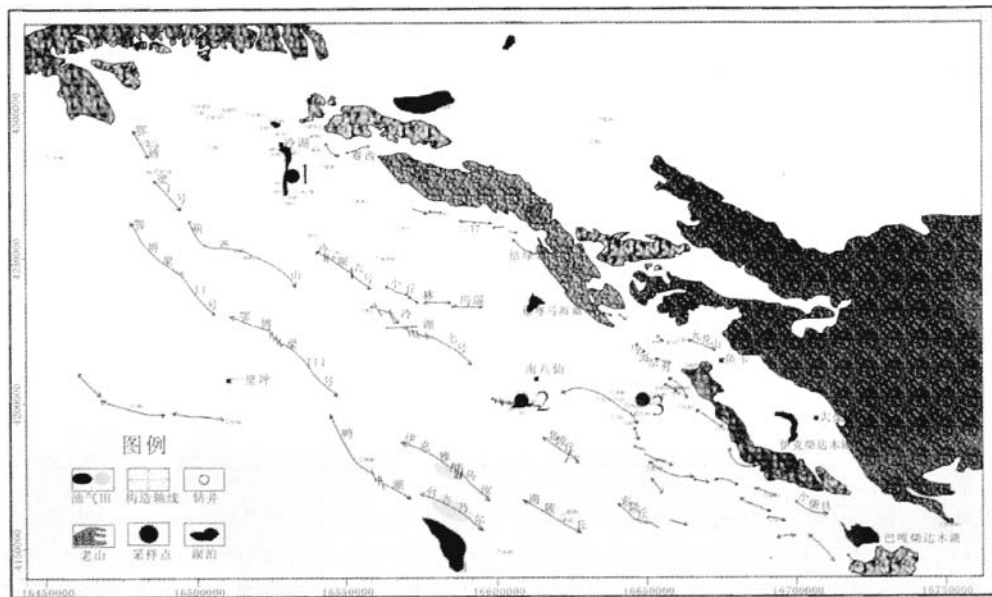


图1 柴北缘构造及采样位置

Fig. 1 The tectonic and sampling location in the north margin of Qaidam Basin

1. 冷湖五号 2. 南八仙 3. 马北

2 样品与实验

14个天然气样品采自柴北缘南八仙、马北和冷湖五号油气田(图1),天然气主要储于第三系的不同层段中。

14个天然气样品的氦、氩稀有气体同位素值均采用VG5400稀有气体质谱计进行分析。在9 kV离子源高压、800 μA 电流的条件下,按以下检测流程进行:①净化:Zr-Al炉温度650 $^{\circ}\text{C}$,海绵钛炉温度780 $^{\circ}\text{C}$;②粗分离:分离为(He+Ne)、Ar、(Kr+Xe)三部分;③质谱分析:先测He,再测Ar,然后测Kr、Xe。实验结果见表1。从表中可见,分析样品 $^4\text{He}/^{20}\text{Ne}$ 分布于630~4566之间,平均2764,较空气 $^4\text{He}/^{20}\text{Ne}$ 高3~4个量级,说明样品的空气污染可忽略不计^[7],样品采集是符合要求的。

3 实验结果分析

一般认为,柴北缘天然气主要来源于侏罗系^[3]。据统计^[8],我国侏罗系天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 主要分布在513~930之间,平均653。柴北缘天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 值

分布在951~1712范围,平均1098(表1),明显较我国其它盆地侏罗系天然气偏高。造成天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 偏高的主要原因有:(1) $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 较高幔源物质的加入^[8];(2)储层的年代积累效应^[8];(3)稀有气体年代积累效应^[8]。

地球不同圈层具有不同的氦同位素值。大气型氦(A型)同位素比值 $R_a = ^3\text{He}/^4\text{He} = (1.4 \pm) \times 10^{-6}$,地壳型氦(C型)同位素比值 $R_c = 2 \times 10^{-8}$,地幔型氦(包括M型和P型)同位素比值大于 1.1×10^{-5} ^[9]。因此应用 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 可以探讨氦的来源。柴北缘地区天然气 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 值分布在 $2.34 \times 10^{-8} \sim 8.29 \times 10^{-8}$ 的范围,平均为 5.85×10^{-8} , $^3\text{He}/^4\text{He}$ 均在 10^{-8} 量级(表1),表明基本无幔源挥发分的加入,体现了典型的壳源成因氦同位素的特征^[8],说明了该区构造稳定,同时也说明柴北缘天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 偏高的主要原因不是由于幔源物质的加入。 $^4\text{He}/^{20}\text{Ne}$ 分布于630~4566之间,平均值2764,也显示了壳源的特征。

储层中钾元素按照固有的放射性元素蜕变规律进行蜕变,而其中的 ^{40}Ar 亦会通过扩散等作用进入到

表 1 天然气稀有气体同位素数据
Table 1 Noble gas isotopic data in the natural gases

油气田	井号	层位	深度/m	分析数据			形成年代 /Ma	q/mWm ⁻²
				$R = {}^3\text{He}/{}^4\text{He}$	${}^{40}\text{Ar}/{}^{36}\text{Ar}$	${}^4\text{He}/{}^{20}\text{Ne}$		
冷湖四号	581 井	N ₁	886.6 ~ 1023.1	$(2.36 \pm 0.36) \times 10^{-8}$	533	2845	192.2	42.3
冷湖五号	L5-58 井	N ₁	456.6 ~ 570.4	$(5.89 \pm 0.28) \times 10^{-8}$	1143	2822	367.8	48.7
马北	马北 3 井	E ₃ ² 和基岩	1685 ~ 1709.5	$(6.17 \pm 0.24) \times 10^{-8}$	790	3360	282.7	49.1
	马 106 井	E ₃ ²	884.4 ~ 890	$(5.77 \pm 0.22) \times 10^{-8}$	1540	4566	436.4	48.6
	马 8-1 井	E ₃ ²	892.1 ~ 896.1	$(6.39 \pm 0.24) \times 10^{-8}$	951	2926	325.4	49.3
	马 H5-1 井	E ₃ ²	1015 ~ 1135 1200 ~ 1310	$(5.88 \pm 0.26) \times 10^{-8}$	1549	1505	437.7	48.7
	马 H4-1 井	E ₃ ²	1320 ~ 1550	$(5.52 \pm 0.23) \times 10^{-8}$	1712	2689	460.8	48.3
南八仙	仙 7 井	E ₃ ¹	2860.65	$(8.29 \pm 0.31) \times 10^{-8}$	1073	2473	353.2	51.1
	仙试 7 井	N ₂ ¹	1310.6 ~ 1315	$(6.15 \pm 0.27) \times 10^{-8}$	1194	3113	377.8	49.0
	仙中 7 井	N ₂ ¹	1265.2 ~ 1531.7	$(6.11 \pm 0.28) \times 10^{-8}$	1180	2088	375.1	49.0
	仙中 10 井	N ₂ ¹	1227 ~ 1231	$5.51 \pm 0.26) \times 10^{-8}$	1151	3266	369.4	48.3
	仙中 11 井	N ₂ ¹	1387.3 ~ 1394	$(6.04 \pm 0.25) \times 10^{-8}$	1189	3935	376.8	48.9
	仙中 14 井			$(5.95 \pm 0.27) \times 10^{-8}$	895	2482	311.5	48.8
	仙中 15 井	N ₂ ¹	1260.7 ~ 1328.7	$(6.36 \pm 0.36) \times 10^{-8}$	473	630	164.7	49.3
兰山空气标样区国际公认值: $R_a = (1.40 \pm 0.03) \times 10^{-6}$					295.5	0.318		

天然气藏,由于老储层中⁴⁰Ar 多,势必会影响天然气中⁴⁰Ar/³⁶Ar 值,使其增大,同时油气及其载体在运移进入圈闭过程中,可能会与周围岩石及介质作用,对天然气中⁴⁰Ar/³⁶Ar 比值产生影响,这种影响可以理解为同一年轻源岩形成的油气随储层时代变老而变老,天然气中⁴⁰Ar/³⁶Ar 值有逐步增大的趋势,称之为天然气氩同位素的储层时代效应^[8]。通常储层时代效应对新生古储的天然气影响较大,而对古生新储的天然气影响较小。据研究,柴北缘油气成藏主要为两期,第一期为 E₃¹—N₁,第二期为 N₂¹,属古生新储的油气藏^[11]。冷湖四号的 581 井和南八仙的仙中 15 井天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 分别为 473 和 533,显示了其来源于侏罗系的特征,第三系储层对其⁴⁰Ar/³⁶Ar 影响不大。

我国东部渤海湾盆地源于石炭二叠系的天然气储存于第三系,其⁴⁰Ar/³⁶Ar 没有明显变化^[8]。因此第三系储层的年代积累效应不会造成天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 的明显增高。尤其值得注意的是马北 3 井天然气储层为古老基岩,但⁴⁰Ar/³⁶Ar 也仅为 790。

通过上述分析认为,柴北缘天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 偏高,主要是由于源岩的年代积累效应造成的。⁴⁰Ar 是⁴⁰K 通过 k 壳层电子俘获形成的,为放射性成因。³⁶Ar 被认为是地球原始组分。当地壳岩石脱气时⁴⁰Ar 进入地质流体中。在年代较新的地质流体中所获得的⁴⁰Ar 较少,而在年代较老的地质流体中所获得的⁴⁰Ar 较多,其⁴⁰Ar/³⁶Ar 也存在相应的变化,这种现象被称为稀有气体的年代积累效应^[8]。年代积累效应是稀有气体同位素气源对比的基础。徐永昌等^[8,10]

根据我国大量天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 数据统计结果,划分了我国不同年代气源岩⁴⁰Ar/³⁶Ar 的分布范围,回归出了⁴⁰Ar/³⁶Ar 为壳源成因时源岩年龄的估算公式 $t = 530 \times \lg({}^{40}\text{Ar}/{}^{36}\text{Ar}) - 1\,323$,并计算出了我国不同时代天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 分布范围,为气源对比奠定了基础。

柴北缘天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 值分布在 951 ~ 1 712,总体平均 1 098(表 1),多数落在石炭系气源岩形成天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar 的分布范围。根据徐永昌等回归的源岩年龄估算公式^[8,10],柴北缘天然气源岩对应的年龄分布范围为 164.7 ~ 460.8 Ma,平均为 345.1 Ma(表 1),多数属石炭系源岩特征。具体而言,根据表 1 的烃源岩年龄计算结果,结合本区的烃源岩分布情况,可以推断:冷湖四号的 581 井、南八仙的仙中 15 井和马北油气田的马北 3 井天然气主要来源于侏罗系,马北油气田的马北 8-1 井天然气来自侏罗系和石炭系的混合,其它井的天然气来自石炭系。

如前所述,在柴北缘露头区石炭系烃源岩分布广泛,同时在冷科 1 井 4 666 m 以下和尕斯库勒 1 井 1 284 ~ 1 908.1 m 井段钻遇了厚层石炭系地层。尽管地表露头部分石炭系已变质,盆地内部石炭系一般也位于侏罗系之下,但据 Polyak 等^[12]建立的³He/⁴He 值与大地热流值的成因关系式 $q = 6.993 \ln({}^3\text{He}/{}^4\text{He}) + 165.16$ 计算,柴北缘地区大地热流值较低,分布于 42.3 ~ 51.1 mWm⁻²之间,平均 48.5 mWm⁻²(表 1),低于东部地区大地热流平均值 73 mWm⁻²。此外,冷科 1 井石炭系未变质,尕斯库勒 1 井石炭系成熟度也较

低,因此柴北缘可能存在大量未变质且仍具有生烃能力的石炭系源岩。

在柴北缘南八仙油气田部分井中陆续发现了具有石炭系源岩特征的原油。马北2井原油具有两期充注特征,晚期充注的原油与马海北其它构造上的原油同源,而早期注入的原油与晚期注入的原油差异较大。地化分析结果表明,该井早期注入的原油(取自1463~1465.7 m井段)中二环萘烷系列分布呈 C_{21} 或 C_{22} 为主峰的正态分布;二环萘烷系列的分布以常规藿烷系列为主,重排藿烷和未知藿烷系列丰度低,同时具有丰度较高的伽马蜡烷,属于半咸水环境下生成的原油^[1]。马北2井原油生物标记物特征与尕斯库勒1井石炭系源岩的生物标记物特征基本一致^[1]。柴北缘仙3井1076~1082.6 m井段原油的三环萘烷、三环藿烷以及甾烷系列分布特征也与马北2井原油非常相似^[1]。

4 结论

(1) 一般认为,柴北缘天然气来源于侏罗系。柴北缘天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 值分布在951~1712范围,总体平均1098,多数样品较通常认为的来自于侏罗系天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 明显偏高。

(2) 天然气 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 显示本区不存在幔源较高 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 流体的介入,第三系储层的年代效应也不可能造成天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 明显偏高,因此柴北缘天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 明显偏高,主要是由于源岩年代积累效应引起的。

(3) 据估算,研究区天然气气源岩年龄分布范围为164.7~460.8 Ma,平均为345.1 Ma,可能多数来源于石炭系。柴北缘石炭系源岩的广泛分布和源于石炭系原油的存在支持了这一认识。

(4) 柴北缘石炭系天然气的发现佐证了柴北缘石炭系气源岩的存在,同时也说明石炭系是柴北缘一个新的油气勘探层系,从而拓展了柴北缘天然气勘探领域。

参考文献(References)

- 邵文斌,彭立才,汪立群,等. 柴达木盆地北缘井下石炭系烃源岩的发现及其地质意义[J]. 石油学报,2006,27(4):36-39 [Shao Wenbin, Peng Licai, Wang Liqun, et al. Discovery of Carboniferous source rocks in the north margin of Qaidam Basin and its geological significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 36-39]
- 姜正龙,孙得君,秦建中,等. 柴达木盆地北缘下侏罗统含油气系统研究[J]. 石油勘探与开发,2001,12(28):9-11 [Jiang Zhenlong, Sun Dejun, Qing Jianzhong, et al. A study on the petroleum system of Lower Jurassic in the northern part of Qaidam Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 12(28): 9-11]
- 朱扬明,苏爱国,梁狄刚,等. 柴达木盆地原油地球化学特征及其源岩时代判识[J]. 地质学报,2003,77(2):272-279 [Zhu Yangming, Su Aiguo, Liang Digang, et al. Geochemical characteristics and source rock age identification of crude oils in the Qaidam Basin[J]. Northwest China, 2003, 77(2): 272-279]
- 刁荣丰. 柴达木盆地油气勘探浅析[J]. 青海石油,2002,20(1):1-5 [Diao Rongfeng. Oil and gas exploration analysis of the Qaidam Basin[J]. Qinghai Oil, 2002, 20(1): 1-5]
- 王志刚,上正允,何幼斌,等. 柴达木盆地北缘上石炭统烃源岩评价[J]. 天然气地球科学,2004,25(2):125-127 [Wen Zhigang, Shang Zhengyun, He Youbin, et al. Evaluation on Upper Carboniferous hydrocarbon source rock in the northern Margin of Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 25(2): 125-127]
- 程克明,王铁冠,钟宁宁,等. 烃源岩地球化学[M]. 北京:科学出版社,1995:89-90 [Cheng Keming, Whang Tieguan, Zhong Ningning, et al. Hydrocarbon source rock geochemistry[M]. Beijing: Science Press, 1995: 89-90]
- Wakita H, Sano Y, Urabe A, et al. Origin of methane-rich natural gas in Japan: formation of gas fields due to large-scale submarine volcanism. Applied Geochemistry, 1990, 5(3):263-278
- 徐永昌,沈平,刘文汇,等. 天然气中稀有气体地球化学[M]. 北京:科学出版社,1998:97-227 [Xun Yongchang, Shen Pin, Liu Wenhui, et al. Noble gases geochemistry in the natural gas[M]. Beijing: Science Press, 1998: 97-227]
- Kaneoka I, Takaoka N. Noble gas state in the Earth's interior-some constraints on the present state[J]. Chemical Geology (Isotope Geoscience Section), 1985, 52:75-95
- 沈平,徐永昌,刘文汇,等. 天然气研究中的稀有气体地球化学应用模式[J]. 沉积学报,1995,13(2):49-56 [Shen Ping, Xun Yongchang, Liu Wenhui. Applied models of rare gas geochemistry in the research of natural gases[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1995, 13(2): 49-56]
- 高先志,陈发景,等. 柴达木盆地北缘西端油气成藏机理研究[J]. 地球科学-中国地质大学学报,2002,27(6):757-762 [Gao Xianzhi, Cheng Fajing, et al. Accumulation model of petroleum in the Tertiary System of the Northwestern Qaidam Basin[J]. Earth Science -Journal of China University of Geosciences, 2002, 27(6): 757-762]
- Polyak B G, Prasolov E M, Cermak V, et al. Isotopic compositions of noble gases in geothermal fluids of the Krusne Hary Mts., Czechoslovakia, and the nature of the local geothermal anomaly[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1985, 49(3):695-699

$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ Characteristics of Natural Gases and Its Geological Significance in the North Margin of Qaidam Basin

ZHANG Rui^{1,2} ZHANG Xiao-bao¹ XIA Yan-qing¹ LI Chuan-hao⁴ XU Zi-yuan⁵
WANG Li-qun⁵ MA Li-xie⁵ SONG Cheng-peng^{3,2} WU Tao^{1,2} GUO Jian-ming¹

(1. Key Laboratory of Gas Geochemistry, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Science, Lanzhou 730000;

2. Graduate University of Chinese Academy of Science, Beijing 100049;

3. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Science, Beijing 100029;

4. The First Oil Production Factory of the Changqing Oil Field, Xian 710054;

5. Research Institute of Exploration and Development, Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang Gansu 636202)

Abstract He and Ar isotopic compositions of fourteen natural gas samples from the north margin of Qaidam Basin were analyzed. The relation of gas and source was also correlated using $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ ratio. It is found that the $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ values of natural gases in the area distribute in the range from 951 to 1 712, averaging 1098, with most values higher than $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ values of the Jurassic natural gases from other Chinese basins. The research shows that there were not mantle-derived fluid with high $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ values in the region, and an aging effect of reservoirs could not result in the phenomena. Therefore, the higher $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ values are mainly caused by the aging effect of source rocks. By calculation, the age of gas source rocks distributes between 164.7 and 460.8 Ma, averaging 345.1 Ma, showing that the most might be from Carboniferous. This conclusion is in agreement with the fact that there are widely distributed Carboniferous source rocks and crude oils derived from the Carboniferous. The discovery of the Carboniferous gases in the area indicates that Carboniferous is a new exploration target, developing a new exploring area in the north margin of Qaidam Basin.

Key words $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$, natural gas, Carboniferous, the north margin of Qaidam Basin