第77卷 第2期
2003年5月
地 质 学 报 ACTA GEOLOGICA SINICA
Vol. 77 No. 2
May 2003

http://www.geojournals.cn/dzxb/ch/index.aspx

# 柴达木盆地原油地球化学特征及其源岩时代判识

朱扬明[1,2) ] 苏爱国[2)] 梁狄刚[2)] 程克明[2)] 彭德华[3)]

1) 浙江大学地球科学系，杭州，310027

2) 中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室，北京，100083

3) 青海石油管理局石油勘探开发研究院，敦煌，736202

**内容提要** 在系统分析柴达木盆地北缘和西部各油田60余个原油样品轻烃、饱和烃和芳烃组成的基础上，全面揭示了两地区原油的标志性地球化学特征；并结合源岩分析资料，应用断代生物标志物建立了识别原油源岩时代的标志。研究结果表明，北缘各油田原油Mango轻烃参数$K_1$值波动在1.1上下，富含甲基环已烷和甲苯；正烷烃呈奇偶优势分布，姥鲛烷优势显著；反映侏罗系淡水湖沼相沉积有机质特征。西部原油$K_1$值大多在1.2以上，轻烃中富含异构支链化合物；正烷烃系列呈奇碳优势($C_{11}$～$C_{17}$)和偶碳优势($C_{18}$～$C_{28}$)双重分布模式，强植烷优势；$C_{28}$甾烷相对含量高(>30%)；脱羟基维生素E系列化合物丰富，5，7，8-三甲基-/8-甲基-MTTC比值大都低于10；表征古近系—新近系咸水湖相有机质性质。奥利烷和$C_{26}$降胆甾烷是区分侏罗系和古近系—新近系油源油的有效断代生物标志物。侏罗系原油无奥利烷，24-/(24-+27-)降胆甾烷比值小于0.25；古近系—新近系原油含有奥利烷，24-/(24-+27-)降胆甾烷比值高于0.6。

**关键词** 油源 原油 断代生标 轻烃 咸水湖相源岩 淡水湖沼相源岩 柴达木盆地

柴达木盆地是我国西北地区重要的大型含油气盆地之一，经过了40多年的勘探，目前已在盆地北缘和西部地区发现了十几个油气田。现有研究表明，这两地区原油的饱和烃生物标志物具有一些不同的区域性变化特征(黄杏珍等，1993；Ritts et al.，1999；Hanson et al.，2001)①，认为它们分别来自发育于北缘和西部的侏罗系淡水湖沼相和古近系—新近系咸水湖相烃源层。近年来随着油气勘探的不断深入，人们对油气的运聚成藏、分布格局及烃源层的展布范围提出了一些新的观点(李本亮等，2003；张晓宝等，2003；Zhang et al.，2003)。Ritts等(1999)和Hanson等(2001)注意到盆地北缘的一个原油样品(未给出具体井号、油田名称)具有咸水湖相有机质地化特征，由此认为该地区存在来源于古近系—新近系源岩的原油；程克明等②在与盆地西部毗邻的吐拉盆地发现侏罗系源岩及油砂，因而推测在柴西地区可能也发育侏罗系烃源层，并可能有来源于侏罗纪地层的油气聚集。这些观点直接关系到盆地的油气勘探部署，引起石油勘探工作者的高度关注，因而很有必要进一步揭示侏罗系和古近系—新近系油源油的地化特征，建立原油源岩时代的判识标志。本文着重在轻烃和具有指相意义的生物标志物方面，系统剖析了北缘和西部原油的标志性地球化学特征，并利用断代生标判识原油的源岩时代。

## 1 地质、地化背景与样品

柴达木盆地是在侏罗纪前柴达木板块基础上发育起来的中、新生代陆内沉积盆地，面积约12.1×$10^4$ $km^2$，最大沉积厚度17280m，海拔2600～3000m。其三面环山，北为祁连山脉，西邻阿尔金山脉，南接昆仑山脉，形态呈不规则的菱形。盆地在中、新生代总体上经历了早期断陷、中期坳陷和后期沉积坳陷中心转移三个构造演化阶段。发育有中、下侏罗统淡水湖沼相、古近系—新近系咸水湖相和第四系生物气源岩三套烃源层系，分别主要分布在盆地的北缘、西部和东部；其中，中、下侏罗统和古近系—新近系主要烃源层的展布范围如图1所示。

目前所发现的油气田主要分布在盆地的北缘和

注：本文为中国石油天然气集团公司“九五”重点科技攻关项目(编号970207)资助成果。

① 黄第藩，等. 1987. 柴达木盆地西部第三系油源岩的地球化学和生油评价. 内部报告.

② 程克明，等. 1999. 中国北方侏罗系烃源岩综合评价研究. 内部报告.

收到日期：2002-07-09；改回日期：2003-01-10；责任编辑：周健。

作者简介：朱扬明，男，1954年生。1997年于中国科学院广州地球化学研究所获博士学位。现为浙江大学地球科学系教授，主要从事有机地球化学研究和教学。通讯地址：310027，浙江省杭州市浙大路38号；电话：0571－85521670。

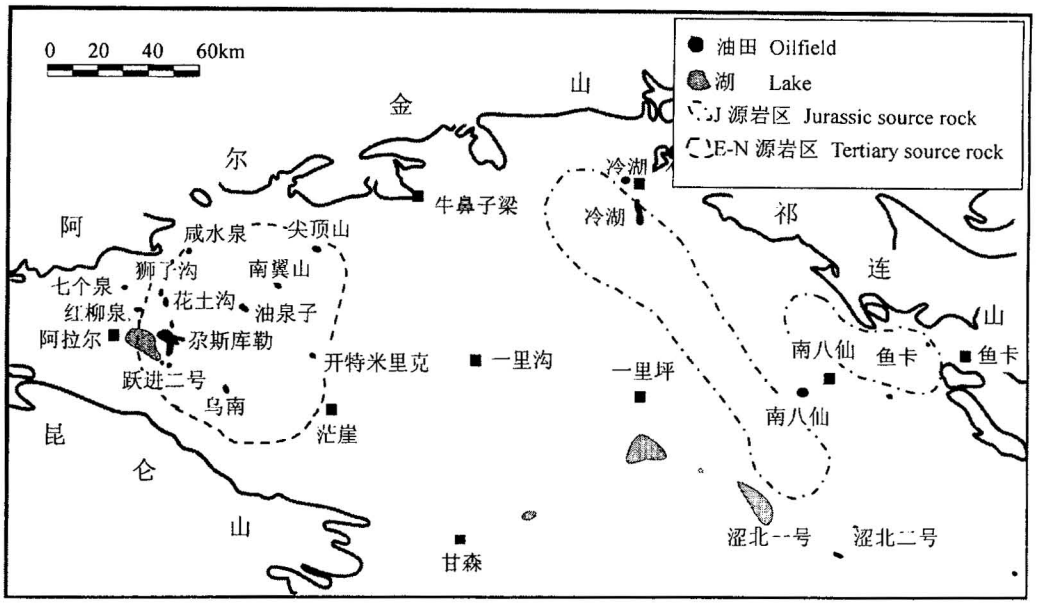


图 1　柴达木盆地油气田分布图

Fig. 1　Sketch map of oil & gas field in the Qaidam basin

西部地区(图 1)。北缘地区主要有冷湖、南八仙和鱼卡三个油气田；其中，南八仙油气田原油成熟度较高，密度小于 0.80 g/cm$^3$，属凝析油；冷湖油田原油为正常原油，密度大多为 0.80～0.85g/cm$^3$；鱼卡油田原油为低熟油，密度为 0.85～0.93g/cm$^3$。这些原油含硫量均很低，都在 0.1%之下。上述几个油田原油的全油 $\delta^{13}$C 值有不同的分布范围。南八仙油气田原油碳同位素很重，$\delta^{13}$C 值为－25.2‰～－26.3‰；冷湖油田原油 $\delta^{13}$C 值变化在－26.0‰～－30.9‰之间；鱼卡油田原油碳同位素较轻，$\delta^{13}$C 值为－32‰；意味着它们来源于有机质类型不同的烃源岩。西部含油气区以茫崖-英雄岭凹陷轴部为界分南区和北区，南区由西向东分布的油田有七个泉、红柳泉、狮子沟、花土沟、跃进一号(尕斯库勒)、跃进二号、乌南油田等；北区主要有咸水泉、油泉子、南翼山、开特米里克等油气田。西部油田原油大多属低熟原油，密度主要分布在 0.80～0.90g/cm$^3$ 之间；含硫量 0.12%～0.6%；全油碳同位素较重，$\delta^{13}$C 值主要集中在－24‰～－26‰范围。

本研究系统地在盆地北缘和西部所有油气田现场采集了代表性原油样品；同时，采集了北缘和西部地区的中、下侏罗统和古近系—新近系各层位生油岩样品。60 余个原油样品全部进行了全油气相色谱(GC)、饱和烃、芳烃组分色质(GC/MS)分析，部分样品作了饱和烃双质谱(GC/MS/MS)分析；生油岩样品进行了相应的地化分析。主要油田原油及生油岩样品的有关地球化学参数列于表 1。

## 2　轻烃地球化学特征及成熟度确定

### 2.1　$C_7$ 轻烃组成特征

不同类型原油的轻烃组分中，2-甲基己烷(2-MH)、3-甲基己烷(3-MH)、2，3-二甲基戊烷(2，3-DMP)和 2，4-二甲基戊烷(2，4-DMP)四个异庚烷化合物的含量呈一种特定的比例关系，即：(2-MH ＋ 2，3-DMP)/(3-MH ＋ 2，4-DMP) ≈ 1 (Mango，1987)。该比值被称作为 $K_1$(Mango，1990)。大量分析资料表明，在同类原油中 $K_1$ 值相当一致，而不同类型原油之间有一定差别，因而国内外许多学者用之进行原油分类和对比(Ten Haven，1996；王培荣等，1998；朱扬明等，1999)。

60 余个原油轻烃组分分析结果表明，北缘冷湖、南八仙和鱼卡油田原油 $K_1$ 值相当一致，基本上都在 1.1 左右，表明这些来源于侏罗纪地层的原油在成因上具有共性。西部地区各油田原油可能由于源岩沉积相带的不同，其 $K_1$ 值有较大的变化范围(0.99～1.63)，总体上呈高值，大都在 1.2 以上。世界上大部分原油的 $K_1$ 都在 1.0 上下(Mango，1987)，该地区原油比值高可能与咸水湖相沉积环境有关。相应地，在分别以 $K_1$ 公式中的分子和分母相应化合物含量作纵、横坐标的分布图上(图 2)，这

**表 1 柴达木盆地北缘和西部地区各油田原油及源岩地球化学参数**

**Table 1 Geochemical parameters of crude oils and source rocks in northern margin and western region of the Qaidam basin**

| 地区 | 油田 | $K_1$ | 2,4-/2,3-DMP | $T$(℃) | $R_m$(%) | Pr/Ph | CPI | $\gamma/C_{30}$ | $C_{35}/C_{34}$ | $C_{27}$(%) | $C_{28}$(%) | $C_{29}$(%) | $C_{29}S/S+R$ | Ol/$C_{30}$ | 5,7,8-/8-MTTC |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 北缘 | 冷湖 | 1.06～1.19 | 0.38～0.63 | 126～133 | 0.88～0.96 | 3.19～4.08 | 1.14～1.25 | 0.03～0.05 | 0.21～0.38 | 16.2～28.8 | 20.6～26.1 | 48.9～58.0 | 0.46～0.50 | 0 | — |
| | 南八仙 | 1.04～1.15 | 0.51～0.70 | 130～135 | 0.93～0.99 | 3.05～3.61 | 1.14～1.22 | 0.05～0.15 | 0.36～0.55 | 7.4～29.0 | 10.1～23.3 | 54.3～65.1 | 0.46～0.51 | 0 | — |
| | 鱼卡 | 1.08 | 0.11 | 107 | 0.70 | 1.81 | 1.24 | 0.52 | 0.39 | 52.9 | 19.1 | 28.0 | 0.28 | 0 | 91.3 |
| 西部南区 | 七个泉 | 0.99 | 0.12 | 108 | 0.71 | 0.40 | 0.87 | 1.24 | 1.20 | 38.1 | 31.5 | 30.4 | 0.32 | 0.09 | 0.6～14.9 |
| | 红柳泉 | 1.08 | 0.12 | 108 | 0.71 | 0.48 | 0.96 | 0.98 | 1.05 | 42.4 | 27.2 | 30.4 | 0.46 | 0.11 | 12.3 |
| | 狮子沟 | 1.11～1.21 | 0.05～0.15 | 96～111 | 0.61～0.73 | 0.46～0.49 | 0.92～0.93 | 0.81～1.03 | 1.34～1.49 | 42.9～45.1 | 27.5～28.8 | 27.4～28.3 | 0.43～0.57 | 0.12 | 3.0 |
| | 花土沟 | 1.04 | 1.02 | 108 | 0.71 | 0.42 | 0.94 | 0.96 | 1.58 | 44.8 | 27.3 | 27.9 | 0.46 | 0.09 | 2.4 |
| | 尕斯库勒 | 1.14～1.30 | 0.15～0.23 | 112～118 | 0.74～0.80 | 0.42～0.50 | 0.87～0.99 | 0.68～0.94 | 0.74～1.10 | 32.7～36.7 | 30.9～34.6 | 30.5～34.7 | 0.31～0.37 | 0.07～0.10 | 0.6～43.1 |
| | 跃进二号 | 1.24～1.49 | 0.04～0.26 | 93～120 | 0.59～0.82 | 0.34～0.53 | 0.91～0.99 | 0.51～0.72 | 0.66～0.82 | 31.9～37.9 | 30.0～35.6 | 29.5～36.8 | 0.21～0.50 | 0.07～0.10 | 0.8～4.4 |
| | 乌南 | 1.31 | 0.26 | 120 | 0.82 | 0.53～0.58 | 0.96～0.97 | 0.68 | 0.57～0.62 | 38.8～39.6 | 32.0～32.5 | 28.4～28.7 | 0.41 | 0.09～0.10 | 5.7 |
| 西部北区 | 咸水泉 | 1.03 | 0.46 | 128 | 0.90 | 0.46 | 0.90 | 0.83 | 0.64 | 34.5 | 30.4 | 35.1 | 0.35 | 0.10 | 44.8 |
| | 油泉子 | 1.33 | 0.23 | 118 | 0.80 | 0.54 | 0.98 | 0.58 | 0.42 | 39.7 | 30.3 | 30.1 | 0.45 | 0.07 | — |
| | 南翼山 | 1.19～1.32 | 0.26～0.63 | 120～133 | 0.82～0.96 | 0.59～0.88 | 0.92～1.02 | 0.45～0.53 | 0.36～0.59 | 34.1～46.9 | 29.0～31.7 | 26.3～34.3 | 0.42～0.58 | 0.07～0.16 | 1.2～1.4 |
| | 开特 | 1.22 | 0.43 | 127 | 0.89 | 0.95 | 1.01 | 0.27 | — | 34.3 | 37.8 | 27.9 | 0.24 | 0.07 | 5.02 |
| | 大风山 | 1.57～1.63 | 0.11～0.20 | 106～116 | 0.69～0.78 | 0.71～0.90 | 0.95～0.99 | 0.39～0.53 | 0.28～0.29 | 40.7～50.1 | 28.4～37.1 | 21.6～22.2 | 0.41～0.49 | 0.08～0.10 | — |
| 北缘源岩(J) | | — | — | — | — | 1.17～4.64 | 1.21～2.22 | 0.02～0.19 | 0.37～0.55 | 8.0～37.1 | 15.1～22.1 | 41.8～75.0 | 0.10～0.50 | 0 | — |
| 西部源岩(E、N) | | — | — | — | — | 0.16～0.93 | 0.74～2.17 | 0.31～1.13 | 0.55～1.99 | 28.2～64.2 | 18.6～35.5 | 23.1～37.2 | 0.18～0.58 | 0.04～0.28 | — |

注：$T$—原油生成温度；$\gamma/C_{30}$—伽玛蜡烷/$C_{30}$藿烷比值；$C_{35}/C_{34}$—$C_{35}$藿烷/$C_{34}$藿烷比值；$C_{27}$、$C_{28}$、$C_{29}$—$C_{27}$、$C_{28}$、$C_{29}\alpha\alpha\alpha R$ 甾烷相对百分含量；Ol/$C_{30}$—奥利烷/$C_{30}$藿烷比值；5,7,8-/8-MTTC—5,7,8-三甲基-/8-甲基-MTTC 比值。

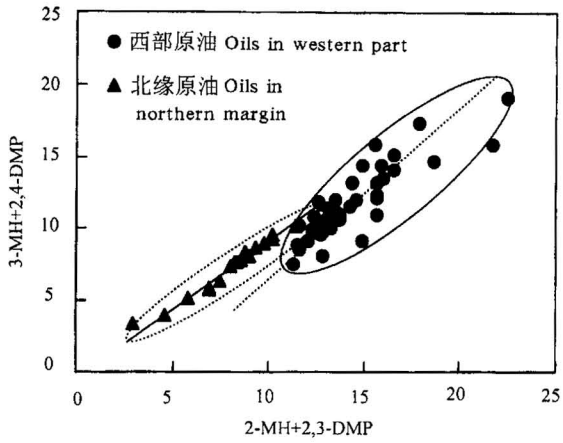


图 2　柴达木盆地北缘和西部原油的轻烃 $K_1$ 参数分布图

Fig. 2　Distribution plot of $K_1$ light hydrocarbon parameters of crude oils from northern margin and western region in the Qaidam basin

两地区原油各自以不同斜率呈线性分布，且在这两对化合物含量上有不同的分布范围，表明两者成因上的差别。需要指出的是，北缘与西部原油的上述差异是由于两者源岩类型不同所致，而与原油成熟度无关；因两地区成熟度相近的原油中相应数据相差甚远。

北缘与西部原油的差异也反映在不同类型的 $C_7$ 轻烃相对组成上。北缘冷湖、南八仙油田原油的 $C_7$ 轻烃组成以甲基环己烷和甲苯化合物含量高为特征，两者占 50%以上；表明其成油母质主要来源于陆源高等植物有机质(Ten Haven，1996)。鱼卡油田(鱼 33 井)原油轻烃组成有所不同，它的甲基环己烷和甲苯相对少一些，而富含二甲基环戊烷，说明其母质生源中含有较高比例的水生生物。西部地区原油 $C_7$ 轻烃组成在总体上以异构支链化合物含量高(>30%)为特征，反映湖相有机质的生源组成(Ten Haven，1996)。

### 2.2　原油生成温度及相当的镜质组反射率($R_m$)

依据稳态催化轻烃成因模式，原油 2，4-DMP/2，3-DMP 比值是温度的函数(Mango，1987)，与生油层最大埋深温度($T$)的函数关系式为：$T$(℃)＝140＋15Ln(2，4-DMP/2，3-DMP)(Mango，1997)。据此，可计算得原油的最大生成温度；继而用地温计算相应镜质组反射率的方法(Barker et al.，1994)，可获得相当的镜质组反射率值($R_m$)，从而使原油的成熟度有了统一的确定值。

柴达木盆地各油田原油的生成温度计算值和相当的镜质组反射率值列于表 1。从表 1 中可看出，原油的演化程度有较大的变化范围。北缘冷湖和南八仙油田的原油生成温度均较高，分别为 126～133℃和 130～135℃；相应的 $R_m$ 分别为 0.88%～0.96%和 0.93%～0.99%；鱼卡油田的鱼 33 井原油的生成温度较低，为 107℃，$R_m$ 为 0.70%，属低熟油。在西部地区，南区七个泉—跃进—乌南一带原油的生成温度相对较低，在 93～120℃范围变化，相应的 $R_m$ 为 0.59%～0.82%；其中西段的七个泉、红柳泉油田原油成熟度较低，向东有增高的趋势。北区咸水泉—油泉子—开特米里克一线及以北地区原油的生成温度相对较高，为 106～133℃，相应的 $R_m$ 为 0.69%～0.96%；其中南翼山油田原油的生成温度最高，为 120～133℃，$R_m$ 为 0.82%～0.96%，表明有较高成熟度。上述由轻烃参数所确定的原油成熟度与其他地化参数相一致。

## 3　生物标志物组成和分布特征及其生源、沉积环境意义

### 3.1　正烷烃和类异戊二烯烃

北缘冷湖、南八仙和鱼卡油田原油正烷烃具奇偶优势(图 3a)，CPI 大于 1.0，变化在 1.14～1.25 之间，反映陆源有机质的生源特征。它们的 Pr/Ph值较高，冷湖、南八仙油田原油均在 3.0 以上，变化在

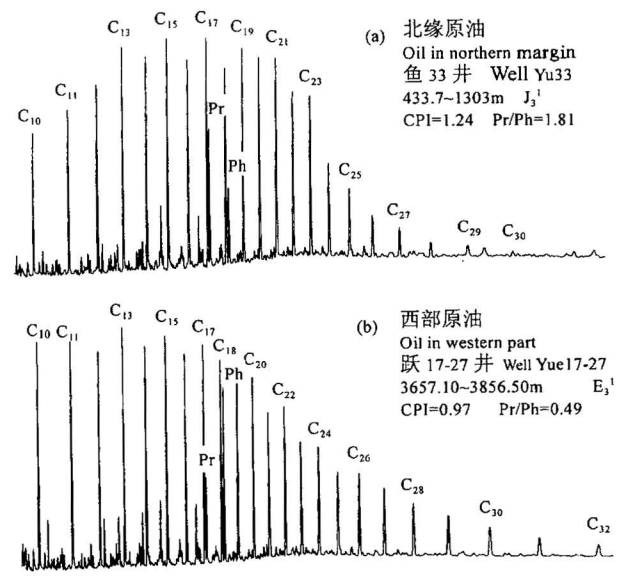


图 3　柴达木盆地北缘和西部代表性原油全油气相色谱图

Fig. 3　Gas chromatogram of representative oils in northern margin and western region of the Qaidam basin

3.05～4.08 之间，表明其成油母质沉积于滨、浅湖相强氧化性的沉积环境之中；鱼卡油田的 Pr/Ph 值相对较低，鱼 33 井原油的 Pr/Ph 为 1.81，说明有机质沉积环境不同于冷湖、南八仙油田原油，属半深湖相弱氧化沉积环境。

西部原油的正烷烃和类异戊二烯烃系列的组成和分布明显不同于北缘原油。令人感兴趣的是，除开特米里克油田外，西部各油田原油正烷烃碳数分布模式均具双重性，在 $C_{11}$～$C_{17}$范围呈奇偶优势分布（图 3b），而在 $C_{18}$～$C_{26}$（$C_{28}$）范围内呈偶奇优势分布；并非如前人指出的那样仅单一地呈偶奇优势分布（Ritts et al.，1999；Hanson et al.，2001）。引起这种认识差别的原因是，以前人们用饱和烃组分的气相色谱分析资料来确定正烷烃系列的碳数分布，由于饱和烃组分在分离和保存过程中容易损失低碳数化合物，因而失去 $C_{18}$之前的正烷烃分布特征及其地化信息；而本研究中采用全油气相色谱分析资料，故能观察到整个碳数范围的正烷烃分布特征。这些原油正烷烃碳数具双重分布模式意味着该系列化合物有多种成因，同时反映生源的多样性。文献资料表明，在 $C_{11}$～$C_{17}$范围内呈奇偶优势的正烷烃可能直接来源于藻类中的烃类（Fowler et al.，1986），可见西部原油成油母质中藻类生源占有重要比例。具偶奇优势分布的正烷烃一般认为是咸水沉积环境有机质的普遍特征，按常规观点，是由脂肪酸、醇类的还原作用（Welte et al.，1973）或经碳酸盐矿物催化发生 β 断裂形成（Shimoyama et al.，1972）；还有可能是直接来源于生物先质（Grimalt et al.，1987）。

西部原油的 Pr/Ph 值均在 1.0 以下；其中南区七个泉、狮子沟、跃进、乌南一带原油的 Pr/Ph 较低，大都变化在 0.4～0.6 之间；北区咸水泉—油泉子—开特米里克一线及以北地区原油稍高一些，分布在 0.5～0.95 范围，其中开特米里克油田和大风山构造带上的原油 Pr/Ph 较高，在 0.90 左右；表明这些原油源岩的沉积相带有所不同，沉积环境的还原性总体上由南向北、从西往东减弱。

### 3.2 甾烷

北缘冷湖、南八仙油田原油甾烷系列中 $C_{29}$化合物占优势，大都占 $C_{27}$～$C_{29}$甾烷总量的 50%以上，表明其源岩沉积于滨、浅湖相带，生源中陆源高等植物占有重要比例；鱼卡油田原油甾烷则以富含 $C_{27}$化合物为特征，占 50%以上（图 4，表 1），说明原油来源于较深湖相烃源层，其成油母质中富含水生生物有机质。

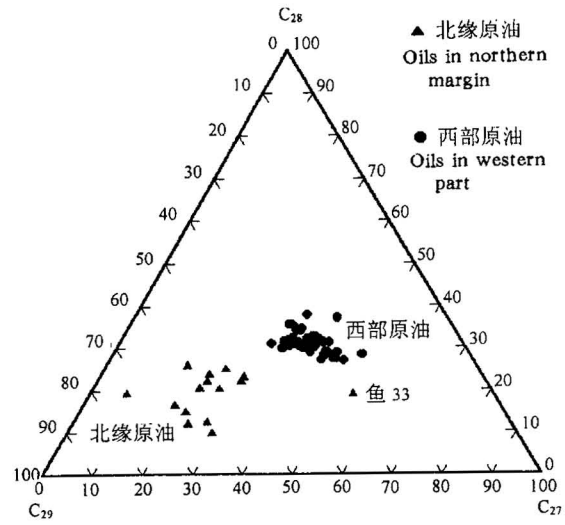


图 4 柴达木盆地北缘和西部原油 $C_{27}$～$C_{29}$甾烷相对组成三角图

Fig. 4 Ternary diagram of relative composition of $C_{27}$～$C_{29}$ steranes in crude oils from northern margin and western region of the Qaidam basin

西部各油田原油的甾烷组成显示出其特殊性。它们以 $C_{28}$化合物相对含量高为特征（大都在 30%以上，见图 4）。虽然有报道 $C_{28}$甾烷的含量与地质时代有关，在新生代地层中较高（Granthan et al.，1988），但比较不同类型古近系—新近系原油的甾烷组成可发现，高 $C_{28}$甾烷是咸水湖相有机质的一个特有生标特征，可能与某种嗜盐藻类有关。

### 3.3 脱羟基维生素 E 系列

脱羟基维生素 E 系列化合物的基本结构为 2-甲基-2-(4，8，12-三甲基十三烷基)苯并二氢吡喃（MTTC），有多种烷基的取代物。该系列化合物在高盐沉积环境有机质中含量很高，而淡水环境中较少。其相对分布也与沉积水体盐度有关，在淡水环境中它们以 5，7，8-三甲基-MTTC 占优势，不存在 8-甲基-MTTC；而高盐环境中富含 8-甲基-MTTC 化合物；因而 5，7，8-三甲基-/8-甲基-MTTC 比值可作为指示沉积环境盐度的指标，此值＞100 时为淡水环境，＜2 时为超高盐环境（Sinninghe et al.，1987）。

在北缘南八仙油田原油中没有检测到该系列化合物，冷湖油田原油中也极少，仅鱼卡油田原油中有一定含量；而在所分析的西部原油中均检测到这类化合物，含量高的可达芳烃组分总量的 10%以上，反映出两者源岩的沉积水体盐度的差别。它们的 5，7，8-三甲基-/8-甲基-MTTC 比值也基本反映出其源岩沉积水体的咸度。北缘原油中 8-甲基-MTTC

很少(图 5b)，鱼卡油田鱼 33 井原油上述比值为 91.3，说明其源岩基本上属淡水湖相沉积。西部原油中 8-甲基-MTTC 化合物含量很高(图 5a)，5，7，8-三甲基-/8-甲基-MTTC 比值主要变化在 0.6～45 之间，大多低于 10，表征源岩沉积水体盐度在咸水—半咸水之间。

此外，如前人(黄杏珍等，1993；Ritts et al.，1999；Hanson et al.，2001)①所指出的那样，在总体上北缘与西部原油在伽玛蜡烷/$C_{30}$藿烷、$C_{35}$/$C_{34}$藿烷等参数上有明显差别(表 1)。但也可注意到，由于这些地化参数受热演化程度及运移作用的影响，加之这两地区油气系统中均存在多种类型烃源岩，使得一部分原油无法以之有效区分。

## 4　原油断代生标与其源岩时代判识

### 4.1　奥利烷

奥利烷由被子植物中的三萜类先质物，如香树精、羽扇醇演变而来(Ekweozor et al.，1988)。众所周知，被子植物在晚白垩世才大量出现，因而这个生物标志物主要存在于古近纪—新近纪地层有机质中(上白垩统中也有)，所以可用作鉴别古近系—新近系和侏罗系油源油的断代生标。

原油饱和烃的 GC/MS 及 GC/MS/MS 分析资料表明，西部地区所分析的原油中均含有一定含量的奥利烷(图 6a)，说明来源于古近纪—新近纪生油层。而北缘所有原油中都没有检测到这种化合物(图 6c)，说明在本区只可能来源于侏罗纪地层。为了进一步佐证上述观点，本研究分析了古近系—新近系和侏罗系生油岩样品。结果表明，古近系—新近系生油岩中均检测到奥利烷(图 6b)，而侏罗系样品中未检测到(图 6d)；证实这个化合物作为断代生标的有效性。应指出的是，由于柴达木盆地古近纪—新近纪气候干燥陆地高等植物不发育，因而古近系—新近系咸水湖相生油岩及其所生原油中奥利烷含量都不高。

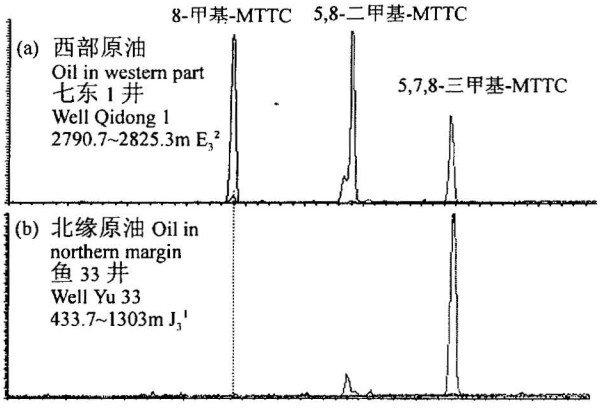


图 5　柴达木盆地北缘和西部代表性原油的脱羟基维生素 E 系列化合物分布图

Fig. 5　Distribution of alkyl-chroman series in representative oils from northern margin and western region of the Qaidam baisn

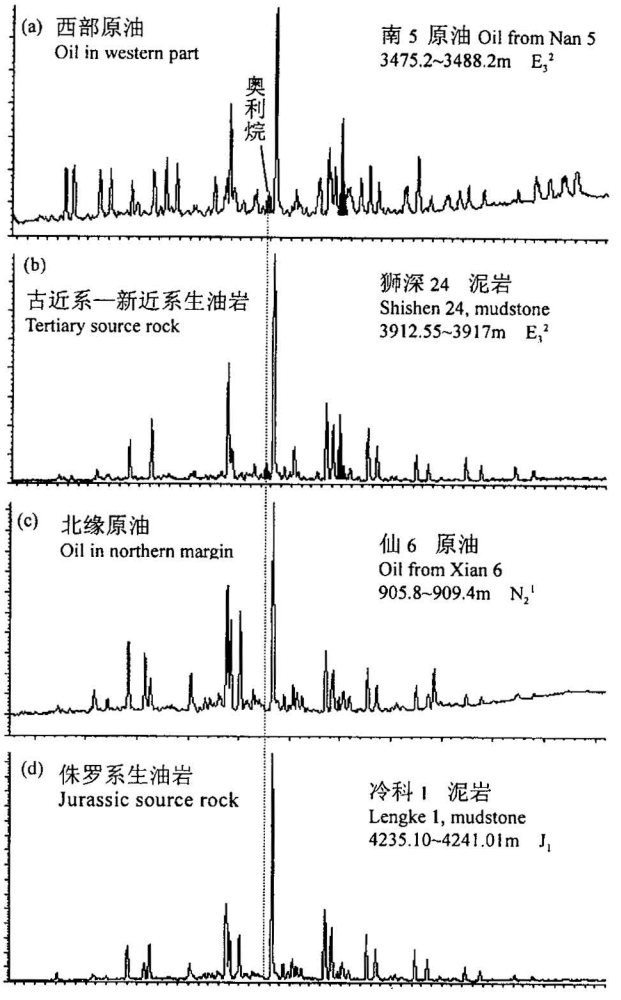


图 6　柴达木盆地北缘和西部原油及生油岩的 m/z 191 质量色谱图

Fig. 6　m/z 191 mass chromatogram of oils and source rocks in northern margin and western region of the Qaidam basin

奥利烷作为断代生标，对一些地化特征不很鲜明的原油源岩时代的确认具有特殊的意义。如北缘鱼卡油田原油不同于本区其他油田原油，其伽玛蜡

① 黄第藩，等. 1987. 柴达木盆地西部第三系油源岩的地球化学和生油评价. 内部报告.

烷含量较高，与西部油田的一些原油相当；在甾烷碳数分布上也接近西部原油，因而易与古近系—新近系原油相混淆。用奥利烷来判识就可轻易解决这个问题。该油田原油不存在这个生物标志物，因而无疑也是来源于侏罗纪地层。同样，在西部是否存在侏罗系油源油，也可根据原油有否奥利烷，再结合其他生标组合特征加以识别。目前，西部各油田原油样品中都检测有奥利烷，加之其他地化证据，因而认为该地区没有来源于侏罗系生油岩的原油。

### 4.2 $C_{26}$降胆甾烷

$C_{26}$甾烷有 21-、24-、27-降胆甾烷三个系列，根据它们的来源和成因，Holba 等(1998)提出，24-/(24-+27-)降胆甾烷比值是一个具有时代意义的生物标志物参数，认为该比值大于 0.6 指示始新世或更年轻的地质时代，反之则表征较老的时代。

降胆甾烷比值在西部和北缘地区原油及相应烃源岩中明显不同。西部地区 5 个原油样品中此值均较高，基本上在 0.6 以上，变化在 0.57～0.87 之间；古近系—新近系源岩与之相当，5 个样品此值分布在 0.52～0.86 之间(图 7)，进一步说明西部原油来自古近纪—新近纪地层，证实 Holba 等人的认识。而北缘原油和侏罗系源岩中降胆甾烷比值都很低，9 个样品均小于 0.25；其中部分样品的 24-降胆甾烷含量低于仪器检测限，因而该比值为 0。可见，就柴达木盆地而言，北缘原油只可能来自侏罗系烃源层。

## 5 结论

柴达木盆地北缘与西部地区原油在轻烃、饱和烃和芳烃组成和分布上具有明显的特征性差别。北缘各油田原油 Mango 轻烃参数 $K_1$ 值基本上波动在 1.1 上下，富含甲基环已烷和甲苯；正烷烃呈奇偶优势分布，姥鲛烷优势显著；反映侏罗系淡水湖沼相沉积有机质特征。西部原油 $K_1$ 值大多在 1.2 以上，轻烃中富含异构支链化合物；正烷烃系列呈奇碳优势($C_{11}$～$C_{17}$)和偶碳优势($C_{18}$～$C_{28}$)双重分布模式，强植烷优势；$C_{28}$甾烷含量>30%；脱羟基维生素 E 系列化合物丰富，5，7，8-三甲基-/8-甲基-MTTC 比值大都<10；表征古近系—新近系咸水湖相有机质性质。

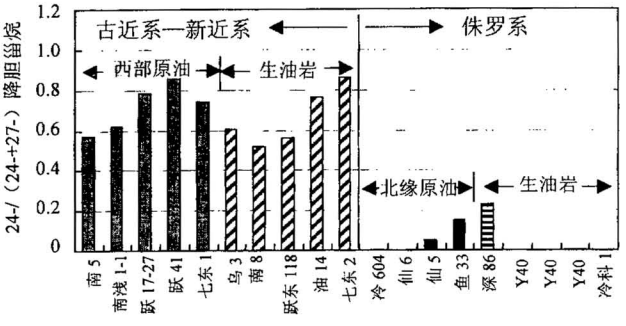


图 7 柴达木盆地北缘和西部地区原油及其源岩降胆甾烷比值分布直方图

Fig. 7 Distribution histogram of norcholestane ratios of oils and source rocks from northern margin and western region in the Qaidam basin

奥利烷和降胆甾烷是识别本区侏罗系和古近系—新近系油源油的有效断代生标。来源于侏罗系源岩的原油中不存在奥利烷，24-/(24-+27-)降胆甾烷比值<0.25；而古近系—新近系源岩生成的原油含有奥利烷，24-/(24-+27-)降胆甾烷比值>0.6。据此，结合其他地化特征可认为，目前柴北缘地区未发现有古近系—新近系油源油，柴西地区没有侏罗系来源的原油。

## 参 考 文 献

黄杏珍，邵宏舜，顾树松. 1993. 柴达木盆地的油气形成与寻找油气田方向. 兰州：甘肃科学出版社.

李本亮，王明明，魏国齐，张道伟，王金鹏. 2003. 柴达木盆地三湖地区生物气横向运聚成藏研究. 地质论评，49(1)：93～100.

王培荣，朱俊章，方孝林，赵红，朱翠山. 1998. 一种新的原油轻烃分类法——塔里木盆地原油分类及其地化特征. 石油学报，19(1)：24～28.

张晓宝，徐自远，段毅，马立元，孟自芳，周世新，贺鹏. 2003. 柴达木盆地东部第四系生物气的形成途径与运聚方式. 地质论评，49(2)：168～174.

朱扬明，张春明. 1999. Mango 轻烃参数在塔里木原油分类中的应用. 地球化学，28(1)：26～33.

## References

Barker C E, et al. 1994. Calculation of vitrinite reflectance from thermal histories and peak temperatures. In: Mukhopadhyay P K, Dow W G, ed. Vitrinite Reflectance as a Maturity Parameter American Chemical Society, Washington, D. C. 216～222.

Ekweozor C M, Udo O T. 1988. The oleananes: origin, maturation and limits of occurrence in Southern Nigeria sedimentary basins. Organic Geochemistry, 13: 131～140.

Fowler M G, et al. 1986. Monocyclic alkanes in Ordovician organic matter. Organic Geochemistry, 10: 815～823.

Granthan P J, Wakefield L L. 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. Organic Geochemistry, 12: 61～73.

Grimalt J, Albaiges J. 1987. Source and occurrence of $C_{12}$～$C_{22}$ *n*-alkane distributions with even carbon-number preference in sedimentary environments. Geochimica et Cosmochimica Acta, 51: 1379～1384.

Hanson A D, Ritts B D, Zinniker D, Moldowan J M, Biffi U. 2001. Upper Oligocene lacustrine source rocks and petroleum systems of the northern Qaidam basin, northwest China. AAPG Bulletin, 85

(4): 601～619.

Holba A G, Dzou L I P, Masterson W D, et al. 1998. Application of 24-norcholestanes, age-sensitive molecular fossils. Organic Geochemistry, 29: 1269～1283.

Li Benliang, Wang Mingming, Wei Guoqi, et al. 2003. Lateral migration and accumulation of biogenic gas in the Sanhu area, Qaidam basin. Geological Review, 49(1): 93～100 (in Chinese with English abstract).

Mango F D. 1987. An invariance in the isoheptances of petroleum. Science, 237: 414～417.

Mango F D. 1990. The origin of light hydrocarbons in petroleum: A kinetic test of the steady-state catalytic hypothesis. Geochimica et Cosmochimica Acta, 54: 1315～1323.

Mango F D. 1997. The light hydrocarbons in petroleum: a critical review. Organic Geochemistry, 26(7/8): 417～440.

Ritts B D, Hanson A D, Zinniker D, Moldowan J M. 1999. Lower—Middle Jurassic nonmarine source rocks and petroleum systems of the northern Qaidam Basin, northwest China. AAPG Bulletin, 83(12): 1980～2005.

Shimoyama A, Johns W D. 1972. Formation of alkanes from fatty acids in the presence of $CaCO_3$. Geochimica et Cosmochimica Acta, 36: 87～91.

Sinninghe D J S, et al. 1987. The identification of mono-, di- and trimethyl 2-methyl-2 (4, 8, 12-trimethylridecyl) chromans and their occurrence in the geosphere. Geochimica et Cosmochimica Acta, 5(9): 2393～2400.

Ten Haven H L. 1996. Application and limitation of Mango's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies. Organic Geochemistry, 24(10～11): 957～976.

Wang Peirong, et al. 1998. A new classification of crude oils on light hydrocarbons—The classification and geochemical feature of crude oils from Tarim basin. Acta Petrolei Sinica, 19(1): 24～28 (in Chinese with English abstract).

Welte D H, Waples D. 1973. Uber die bevorzugung geradzahliger *n*-alkane in sedimentgesteinen. Naturwissenschaften, 60: 516～517.

Zhang Xiaobao, Xu Ziyuan, Duan Yi, et al. 2003. Metabolic pathway of the Quaternary biogenetic gases and their migration and accumulation in the Qaidam basin, China. Geological Review, 49(2): 168～174 (in Chinese with English abstract).

Zhang Xiaobao, Hu Yong, Duan Yi, et al. 2003. Geochemical characteristics and origin of natural gases in the Qaidam basin, China. Acta Geologica Sinica, 77(1): 103～115.

Zhu Yangming, Zhang Chunming. 1999. Application of Mango's light hydrocarbon parameters in classification of oils from Tarim Basin. Geochimica, 28(1): 26～33 (in Chinese with English abstract).

# Geochemical Characteristics and Source Rock Age Identification of Crude Oils in the Qaidam Basin, Northwest China

ZHU Yangming[1,2], SU Aiguo[2], LIANG Digang[2], CHENG Keming[2], PENG Dehua[3]

1) *Department of Earth Sciences, Zhejiang University, Hangzhou*, 310027

2) *Key Oil and Gas Geochemistry Laboratory, CNPC, Beijing*, 100083

3) *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Qinghai Petroleum Administration, Dunhuang*, 736202

**Abstract**

Based on the systematic analyses of light hydrocarbon, saturate and aromatic fractions of over 60 oil samples collected from oil fields in the northern and western Qaidam basin, the geochemical characteristics of the oils in the two regions was studied. Based on the calibrating of analytical data of source rocks, identification parameters on age-specific biomarkers for oil source rock age were put forward. The research results show that the oils in northern margin have $K_1$ (Mango's light hydrocarbon parameter) values of around 1.1, abundant methylcyclohexane and toluene, odd over even *n*-alkane preference, high Pr/Ph ratios, reflecting the feature of organic matter deposited in Jurassic freshwater lacustrine facies. Whereas, the oils in the western region are characterized by $K_1$ values of almost over 1.2, high abundance of isoalkanes in light hydrocarbons, bimodal *n*-alkane distribution with odd-to-even ($C_{11}$～$C_{17}$) and even-to-odd ($C_{18}$～$C_{28}$) predominance, low Pr/Ph, high relative concentration (>30%) of $C_{28}$ sterane, abundant alkyl-chromans (MTTC) with 5, 7, 8-trimethyl-/8-methyl-MTTC ratios<10, indicating the signature of Tertiary saline lacustrine organic matter. Oleanane and norcholestane are believed to be useful age-specific biomarkers for differentiating the oils derived from Jurassic and Tertiary source rocks. Tertiary oils are confirmed by the appearance of oleanane and high 24-/24-+27-norcholestane ratios>0.6. Jurassic oils lack oleanane and have low 24-/24-+27- norcholestane ratios (<0.25).

**Key words**: oil origin; crude oil; age-specific biomarker; light hydrocarbon; saline lacustrine facies; freshwater lacustrine-swamp facies; source rock; Qaidam basin