塔里木盆地顺北地区奥陶系天然气地球化学与成因

曹自成[1]，云露[1]，平宏伟[2*]，李海英[1]，耿锋[1]，韩俊[1]，黄诚[1]，毛庆言[1]，丁勇[1]

1. 中国石化西北油田分公司，乌鲁木齐 830011；
2. 中国地质大学（武汉）构造与油气资源教育部重点实验室，武汉 430074

第一作者，E-mail：caozc.xbsj@sinopec.com

* 通信作者，E-mail：howping@qq.com

2024-03-18 收稿；2024-06-17 修回；2024-07-02 接受

基金项目：国家自然科学基金项目(42072176; 42272169)；国家科技重大专项“塔里木盆地深层超深层碳酸盐岩油气藏高效勘探开发技术与集成示范项目”(2025ZD1402301)

中图分类号：P618.13　　文章编号：2096-8523(2025)05-0040-13　　doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240099

摘　要：经历多年勘探，顺北地区走滑断裂带陆续取得了油气突破，形成北部油藏、南部凝析气藏、东部过渡到干气藏的油气类型和相态分布格局。因此，从整体油气分布讨论其天然气成因机制、来源和热成熟度，对下一步超深层油气勘探持续推进具有重要参考意义。通过系统采集不同断裂带天然气样品、对顺北地区天然气地球化学特征进行了详细剖析。研究结果表明：除断裂带局部存在较强的热化学硫酸盐还原作用(TSR)改造外，顺北地区天然气总体受 TSR 改造较小。顺北 1 号和 5 号带北段和中段天然气主要为来自干酪根初次裂解的原油伴生气，而 5 号带南段和 4 号带天然气主要为早期干酪根裂解气(油伴生气)与晚期原油裂解气的混合。顺北 12 号带天然气则为深部高温原油裂解气成因，原油裂解级别达到湿气裂解。研究区天然气主要来自下寒武统玉尔吐斯组烃源岩，生气母质具有底栖藻类或者底栖藻类和浮游藻类混源特征。最终，建立了针对玉尔吐斯组烃源岩生烃过程甲烷碳同位素热成熟度回归方程。研究结果可为下一步超深层天然气成因、来源和热成熟度分析提供重要参考。

关键词：顺托果勒低隆起；原油裂解；天然气；热成熟度；玉尔吐斯组；顺北地区

随着顺南和顺北奥陶系超深层断控天然气藏和轻质–挥发性油藏的规模发现[1-2]，基本明确了顺托果勒地区 NE 向走滑断裂体系发育特征及其“控储、控藏、控富”机制[3-7]。近些年，基于断控成藏理论，顺北东部顺北 4 号(即图 1 中 F4，下同)、顺北 8 号、顺北 12 号等 NE 向多条走滑断裂带均取得了重要油气突破，多口井日产量达千吨级(油当量)，估算资源量 4 亿 ~ 5 亿 t(油当量)，已经成为顺北油气田“十四五”增储上产的重要阵地[3, 5]。因此，为了持续推进顺北中东部地区天然气勘探，亟需开展不同断裂带油气地球化学研究，为顺北地区油气成藏过程及成藏模式的建立提供支撑。

顺北地区奥陶系油气相态复杂多样，顺北 5 号带北–中段以轻质油藏为主，1 号带以挥发油藏为主，5 号带南段、4 号和 8 号带以凝析气藏为主，12 号带及顺南以干气藏为主[5]。因此，确定顺北地区天然气成因、来源和热成熟度对理解超深层油气成藏过程及成藏模式具有重要意义。前人对顺南气藏、顺北 1 号带和 5 号带北–中段天然气成因做了大量研究，取得了一些共识，但还存在一些争议。如：认为顺南地区奥陶系天然气主要来自寒武系烃源岩[8-9]，但存在原油裂解气[10-14] 和干酪根裂解气之分[15]；顺北 1 号带和 5 号带北–中段天然气主要为来自寒武系源岩、成熟度(R_o)介于 0.80% ~ 1.0% 的干酪根裂解气，部分气存在原油裂解气的贡献[13-14, 16-17]，但也有研究者基于偏轻的碳同位素认为顺北 1 号带和 5 号带天然气主要来自中上奥陶统源岩[17]。针对顺北中东部地区天然气地球化学研究较少，马安来等[18] 基

著录信息：曹自成，云露，平宏伟，等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系天然气地球化学与成因［J］. 地质科技通报，2025，44(5)：40-52.
CAO Zicheng, YUN Lu, PING Hongwei, et al. Geochemistry and origin of Ordovician natural gas in Shunbei area of Tarim Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44(5): 40-52.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

于天然气组分分析认为顺北 4 号带天然气主要为原油裂解气和干酪根裂解气的混合成因，成熟度（R_o）介于 1.3% ~ 1.7% 之间，部分井天然气 H_2S 含量较高，说明受到 TSR 改造。

目前，顺北地区特别是顺北中东部地区天然气研究还比较薄弱，前期研究主要针对 1 ~ 2 条断裂带，而缺少顺北地区天然气地球化学特征的整体考虑分析。本研究则在对顺北 1 号、5 号、4 号、6 号、8 号和 12 号带天然气系统取样分析基础上，结合前人研究成果，对顺北地区天然气成因、来源和热成熟度进行详细剖析，旨在为下一步油气勘探向寒武系–震旦系超深层以及向满加尔凹陷推进提供理论基础。

1　地质概况

顺北地区主要指顺北油气田的工区，区域上可以划分为顺北北部（1 号带和 5 号带北–中段），顺北西部（7 ~ 13 号带），顺北中部（顺北 5 号带南段）和顺北东部（6 ~ 12 号带）。构造上，顺北地区主体位于北部塔北隆起和南部塔中隆起之间构造相对较低的“鞍部”——顺托果勒低隆起（图 1）。该区域南北接隆起，东西邻坳陷（满加尔坳陷和阿瓦提坳陷），构造活动较弱，加里东中晚期–海西早期形成后基本没有大的构造改造，加上区域内沉积的一套下寒武统玉尔吐斯组斜坡相优质烃源岩、寒武系–中奥陶统巨厚的碳酸盐岩储层和上奥陶统厚度达上千米的陆棚相泥岩盖层，垂向上形成了良好的生储盖组合，在多期活动的走滑断裂控制下，成藏条件优越[4-5]。

顺北地区目前已发现的油气藏主要沿区内主干走滑断裂带分布，具有西油东气、北油南气的分布特点，其中北部以轻质油–挥发油藏为主，中东部以凝析气–干气藏为主（图 1）。油气产层主要为中下奥陶统一间房和鹰山组，油气藏垂深为 7 000 ~ 8 200 m，油气藏温度 150 ~ 185℃。地温梯度具有北低南高、

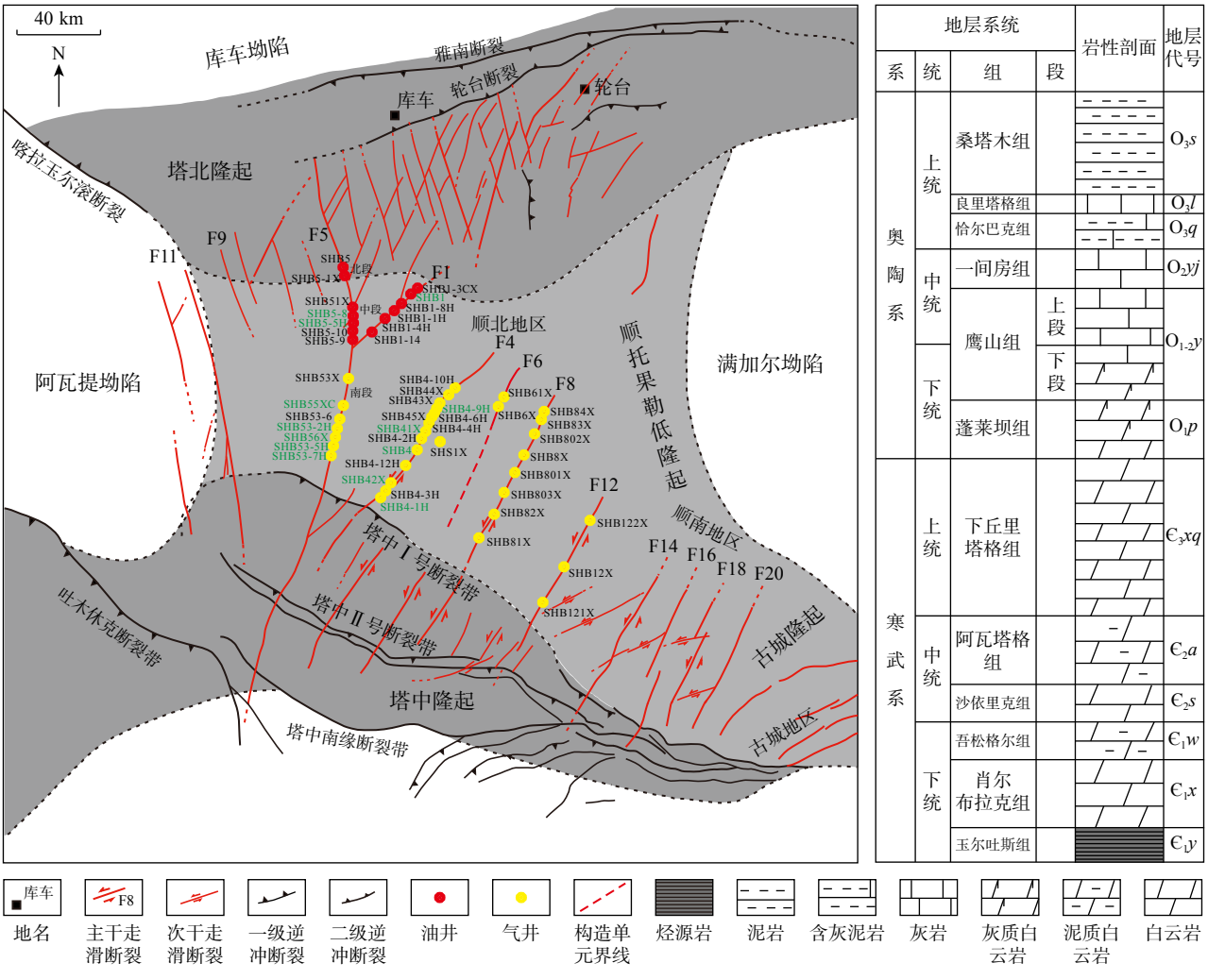


图 1　顺北地区走滑断裂和油气井分布图（绿色字体井位为受明显 TSR 改造的样品井）

Fig. 1　Distribution of strike-slip faults and petroleum wells in the Shunbei area

西低东高的特点，温度场控制着顺北超深储层中油气相态分布[19]。顺北中西部地区（1 号带、5 号带及以西）长期处于构造稳定沉降阶段，具有持续低地温特征。下寒武统烃源岩在海西晚期处于生高成熟油阶段，在印支期–喜马拉雅期仍处于生凝析油气和湿气阶段；而顺北东部（4 号带及以东）下寒武统烃源岩地层温度高，热演化程度高，在海西晚期处于生高成熟油–凝析油气阶段，在印支期–喜马拉雅期处于生凝析油气–干气阶段[5]。

2　样品和技术方法

本研究采集顺北 1 号带、5 号带、4 号带、6 号带、8 号带和 12 号带共计 15 个天然气样品。此外，从中石化西北油田分公司收集了 24 个天然气组分和碳同位素数据。所有天然气样品井位见图 1。

天然气中的气态烃（C_1～C_5）和非烃气体（N_2、CO_2和 H_2S）的分析采用气相色谱（GC 7890B, Agilent Technologies, CA, USA）结合热导检测器（TCD）进行，每个分析重复 3 次。通过标准混合物（C_1～C_5, CO_2和 H_2S）的浓度来定量天然气组分。

天然气碳同位素分析利用 GC-Isolink-IRMS MAT253 联机测试，色谱柱采用 HP-PLOT Q 柱，对不同的组分采用不同的温度单独测试，其中 C_1～C_3 组分测试时，色谱柱保持恒温 100℃，前注样口温度为 100℃，分流比为 1.4；C_3～C_5 组分测试时，色谱柱保持恒温 140℃，前注样口温度为 140℃，分流比为 1.6。均使用国家天然气同位素标样（IsoRM201、IsoRM202、IsoRM203）校正，1σ 误差小于 0.3‰（PDB）。

3　天然气组分和同位素特征

研究区天然气组分和碳同位素测试数据见表 1。顺北地区天然气干燥系数变化较大，总体介于 0.63～1.00 之间，除顺北 12 号带全部为干气以及其他几条断裂带见少量干气外，绝大部分天然气均为湿气（图 2）。天然气中硫化氢（H_2S）质量浓度变化较大，除少量井 H_2S 质量浓度高外，总体质量浓度较低（均值 10089 mg/m^3）。天然气中甲烷碳同位素值（$\delta^{13}C_1$）介于−50.9‰～−41.4‰之间，乙烷碳同位素值（$\delta^{13}C_2$）介于−39.4‰～−26.3‰之间，丙烷碳同位素值（$\delta^{13}C_3$）介于−36.1‰～−26.5‰之间，正丁烷碳同位素值（$\delta^{13}nC_4$）介于−35.0‰～−26.4‰之间，异丁烷碳同位素值（$\delta^{13}iC_4$）介于−39.4‰～−26.2‰之间。

顺北地区天然气组分和碳同位素组成变化总体较大，但从南向北、由西到东均呈一定规律变化。顺北 1 号走滑断裂带天然气干燥系数具有“北高南低”的特征，断裂带北段天然气干燥系数大于 0.9，南段天然气干燥系数小于 0.85，位于断裂带最北端的 SHB1 井天然气干燥系数最大，达 0.97。天然气中甲烷碳同位素分布总体为北段偏重，南段偏轻，其中 SHB1 井甲烷碳同位素最重，约为−44.7‰，南段 SHB1-14 井甲烷碳同位素最轻，约为−48.9‰。

顺北 4 号走滑断裂带天然气干燥系数具有“北低南高”的特征，断裂带北段单井天然气干燥系数在 0.87～0.92，南段干燥系数均大于 0.95，位于断裂带最北端的 SHB44X 井天然气干燥系数最小，约为 0.87；断裂带南段的 SHB4、SHB4-12H 和 SHB4-3H 井天然气干燥系数最大，为 0.96～0.97。顺北 4 号断裂带甲烷碳同位素总体变化不是很大，均在−44.2‰～−48.3‰之间，其中断裂带中段的 SHB4 井甲烷碳同位素最重，约为−44.2‰，断裂带南段的 SHB4-1H 井甲烷碳同位素最轻，约为−48.4‰。

顺北 5 号走滑断裂带天然气干燥系数同样具有“北低南高”的特征，断裂带北段天然气干燥系数最低，越往南干燥系数越高，如 SHB5 井天然气干燥系数最小，约为 0.63，断裂带南段除 SHB53X 井干燥系数为 0.84 外其他井天然气干燥系数均大于 0.90，断裂带南段的 SHB56X 和 SHB53-7H 井天然气干燥系数最大，可达 0.99。同样 5 号断裂带甲烷碳同位素具有“北轻南重”的特点，断裂带北段的甲烷碳同位素值在−48.9‰～−50.9‰之间，其中 SHB5-10 井甲烷碳同位素最轻，约为−50.9‰；断裂带南段的甲烷碳同位素值在−45.6‰～−47.3‰之间，其中 SHB56X 井甲烷碳同位素最重，约为−45.6‰。

顺北 6 号带 SHB61X 和 SHB6X 2 口井天然气均为湿气，干燥系数为 0.90～0.93，甲烷碳同位素值约为−45.9‰～−44.5‰，明显重于顺北 4 号断裂带甲烷碳同位素。顺北 8 号走滑断裂带天然气干燥系数总体变化不大，具有“北低南高”的特征，位于断裂带最北端的 SHB83X 井天然气干燥系数最小，约为 0.90，除最南部 SHB81X 井天然气为干气外其他井干燥系数总体低于 0.95，为湿气。由于天然气样品限制，顺北 8 号带仅对 SHB8X、SHB802X 井进行了天然气甲烷碳同位素测试，SHB8X 井甲烷碳同位素值约为−42.4‰，SHB802X 井甲烷碳同位素值约为−42.1‰，明显比顺北 4 号及 6 号断裂带天然气甲烷碳同位素重。

表 1　塔里木盆地顺北地区不同断裂带天然气组分含量及烃类气体碳同位素组分数据

Table 1　Chemical and isotopic compositions of natural gases from different fault zones in the Shunbei area, Tarim Basin

井号	深度（斜深）/m	层位	ρ（H_2S）/（$mg\cdot m^{-3}$）	N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	干燥系数	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4
				组分x_B/%										$\delta^{13}C_{PDB}$/‰				
SHB1-3CX	7274 ~ 7389.51	O_2yj	8901	3.9	1.9	86.8	4.7	1.7	0.4	0.5	0.1	0.1	0.92	−47.0	−32.1	−33.9	−34.6	−33.9
SHB1	7269.54 ~ 7320	O_2yj	21329	1.6	11.0	84.2	2.4	0.4	0.0	0.1			0.97	−44.7	−33.1	−30.8	−31.3	−29.8
SHB1-8H	7415.50 ~ 7844.78	O_2yj	1466	1.8	10.4	74.1	7.8	3.4	0.6	0.9	0.2	0.2	0.85	−47.2	−33.8	−31.2	−31.9	−30.7
SHB1-1H	7458 ~ 7613.05	O_2yj	12390	1.5	2.7	82.9	7.6	3.4	0.7	0.9	0.2	0.1	0.87	−46.4	−36.1	−36.0	−39.4	−35.0
SHB1-4H	7459 ~ 8255.51	O_2yj	9689	2.2	2.3	80.4	9.0	4.0	0.7	1.0	0.2	0.2	0.84	−47.0	−33.8	−31.6	−35.2	−29.4
SHB1-14	7589 ~ 7710	O_2yj	14768	4.7	2.1	76.3	10.9	4.0	0.6	0.9	0.2	0.2	0.82	−48.9	−36.2	−34.1	−36.1	−33.5
SHB4-10H	7499 ~ 8261	O_2yj	−	4.1	2.6	85.4	4.8	1.8	0.5	0.5	0.2	0.1	0.91	−45.0	−34.6	−33.6	−32.5	−32.2
SHB44X	7493.49 ~ 8261.69	O_2yj	17662	0.5	6.6	80.6	7.3	2.7	0.5	1.1	0.2	0.3	0.87	−45.7	−33.7	−30.9	−32.0	−30.7
SHB43X	7558 ~ 7995	O_3q+O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	6546	0.2	7.9	83.3	5.7	2.0	0.4	0.6	0.0	0.0	0.91	−47.0	−33.4	−29.6	−30.4	−28.7
SHB4-9H	7600 ~ 8110.17	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	28089	0.6	1.5	89.7	4.2	1.5	0.4	1.0	0.4	0.6	0.92	−47.1	−33.2	−30.3	−31.5	−30.6
SHB4-6H	7571.75 ~ 8356.02	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	−	3.9	4.7	82.8	4.8	1.9	0.6	0.7	0.3	0.2	0.91	−46.9	−34.5	−32.1	−33.0	−31.3
SHB45X	7664 ~ 8845	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	3967	0.2	7.4	82.7	5.0	2.0	0.5	1.1	0.4	0.6	0.90	−47.0	−33.0	−29.4	−30.8	−29.1
SHB4-4H	7551.02 ~ 8587.04	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	9397	0.2	11.3	80.9	4.4	1.4	0.4	0.8	0.3	0.4	0.91	−47.5	−32.6	−28.4	−29.9	−27.9
SHB4-2H	7551.02 ~ 8587.04	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	17057	0.1	11.2	82.9	3.3	1.0	0.3	0.6	0.2	0.4	0.93	−47.6	−31.3	−26.5	−27.8	−26.4
SHB4	7777 ~ 7950	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	58372	1.9	9.0	86.2	1.9	0.5	0.1	0.2	0.0	0.0	0.97	−44.2	−29.9	−27.5	−26.2	−26.5
SHB4-12H	7603.2 ~ 8080	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	−	5.5	5.3	85.5	2.5	0.6	0.2	0.2	0.1	0.0	0.96	−47.1	−32.7	−29.7	−30.7	−28.7
SHB4-3H	7386 ~ 8179.64	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	18967	0.2	11.6	84.8	2.5	0.6	0.1	0.2	0.0	0.0	0.96	−46.9	−33.5	−28.9	−30.4	−28.1
SHB4-1H	7094 ~ 8036.61	O_2yj	−	0.4	16.2	77.7	3.5	1.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.93	−47.4	−34.4	−29.8	−31.9	−30.1
SHB4-1H	7094 ~ 8036.61	O_2yj	−	2.1	13.8	69.4	5.5	3.4	1.4	2.0	1.2	1.1	0.83	−48.4	−36.3	−31.3	−32.6	−31.3
SHS1X	7278 ~ 8090.93	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	1313	3.5	3.5	90.3	1.7	0.5	0.2	0.2	0.1	0.0	0.97	−44.4	−31.3	−29.0	−29.9	−28.0
SHB5	7315 ~ 7950.06	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	115	5.8	8.1	54.5	18.0	9.4	1.1	2.2	0.4	0.5	0.63	−48.9	−39.3	−35.6	−34.6	−33.4
SHB5-1X	7553.64 ~ 7871	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	1286	9.4	2.3	59.5	16.1	8.3	1.2	2.2	0.4	0.4	0.67	−50.1	−39.4	−36.1	−35.8	−34.6
SHB51X	7753.64 ~ 7876	O_2yj	144	3.3	2.1	71.0	14.6	6.1	0.9	1.4	0.3	0.3	0.75	−49.6	−35.0	−32.5	−33.1	−31.8
SHB5-10	7639 ~ 8143	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	1400	5.5	2.4	77.8	9.6	3.1	0.5	0.8	0.2	0.2	0.85	−50.9	−36.4	−34.2	−34.8	−33.1
SHB5-9	7648 ~ 7839	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	16532	0.0	47.8	47.6	3.0	0.8	0.1	0.3	0.1	0.1	0.91	−49.4	−34.3	−31.7	−32.1	−31.7
SHB53X	7740 ~ 8342	O_2yj	1850	5.0	6.5	74.5	7.9	3.1	0.7	1.4	0.4	0.5	0.84	−47.7	−33.4	−31.7	−31.4	−30.4
SHB55XC	8020 ~ 8697	O_2yj	21955	0.9	19.0	74.4	3.6	1.0	0.2	0.5	0.1	0.2	0.93	−47.3	−32.1	−29.3	−31.2	−29.2
SHB53-6	7847 ~ 8458.24	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	−	65.8	1.5	30.5	1.6	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1	0.93	−47.7	−31.1	−28.6	−29.7	−28.9
SHB56X	7756 ~ 9300	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	151448	1.6	19.6	78.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00	−45.6	−26.3	−	−	−
SHB61X	7726.77 ~ 8543.51	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	2527	3.9	1.8	79.0	7.8	3.9	1.3	1.5	0.5	0.3	0.84	−45.9	−33.3	−31.1	−33.0	−30.6
SHB6X	7950 ~ 8132.2	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	1135	1.3	1.6	90.7	4.0	1.2	0.3	0.5	0.2	0.2	0.93	−44.5	−	−	−	−
SHB84X	8400 ~ 9195	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	7562	1.7	2.1	86.6	5.8	2.1	0.5	0.6	0.2	0.1	0.90	−	−	−	−	−
SHB83X	7726.77 ~ 8543.51	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	8332	1.2	1.9	87.6	5.2	2.3	0.6	0.8	0.2	0.2	0.90	−	−	−	−	−
SHB802X	7827.4 ~ 8396.55	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	6647	5.3	2.0	87.6	3.2	1.1	0.3	0.3	0.1	0.1	0.95	−42.1	−33.2	−32.0	−32.5	−30.7
SHB8X	7737.5 ~ 8396	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	335	3.8	2.2	88.5	3.7	1.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.94	−42.4	−33.6	−31.7	−32.4	−31.7
SHB801X	7691 ~ 9145	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	1465	1.7	5.6	84.8	5.1	1.4	0.5	0.5	0.2	0.2	0.92	−	−	−	−	−
SHB803X	7659 ~ 8110	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	3303	2.1	3.1	88.2	3.9	1.1	0.4	0.5	0.2	0.2	0.93	−	−	−	−	−
SHB82X	7617 ~ 8262	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	3900	1.3	2.5	88.6	4.6	1.3	0.4	0.5	0.2	0.2	0.92	−	−	−	−	−
SHB81X	7466 ~ 8308	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	16350	0.4	4.2	93.0	1.5	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.98	−	−	−	−	−
SHB122X	7527.76 ~ 8287	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	127	4.5	9.5	85.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.99	−41.4	−	−	−	−
SHB12X	7289.68 ~ 8520	O_2yj+$O_{1\text{-}2}y$	227	3.5	9.1	87.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00	−41.4	−	−	−	−

注：O_2yj. 中奥陶统一间房组；$O_{1\text{-}2}y$. 中−下奥陶统鹰山组

顺北 12 号走滑断裂带 SHB122X 和 SHB12X 井天然气均为干气，干燥系数达 0.99，甲烷碳同位素值约分别为−41.4‰和−41.1‰，明显比其他几条断裂带甲烷碳同位素重。

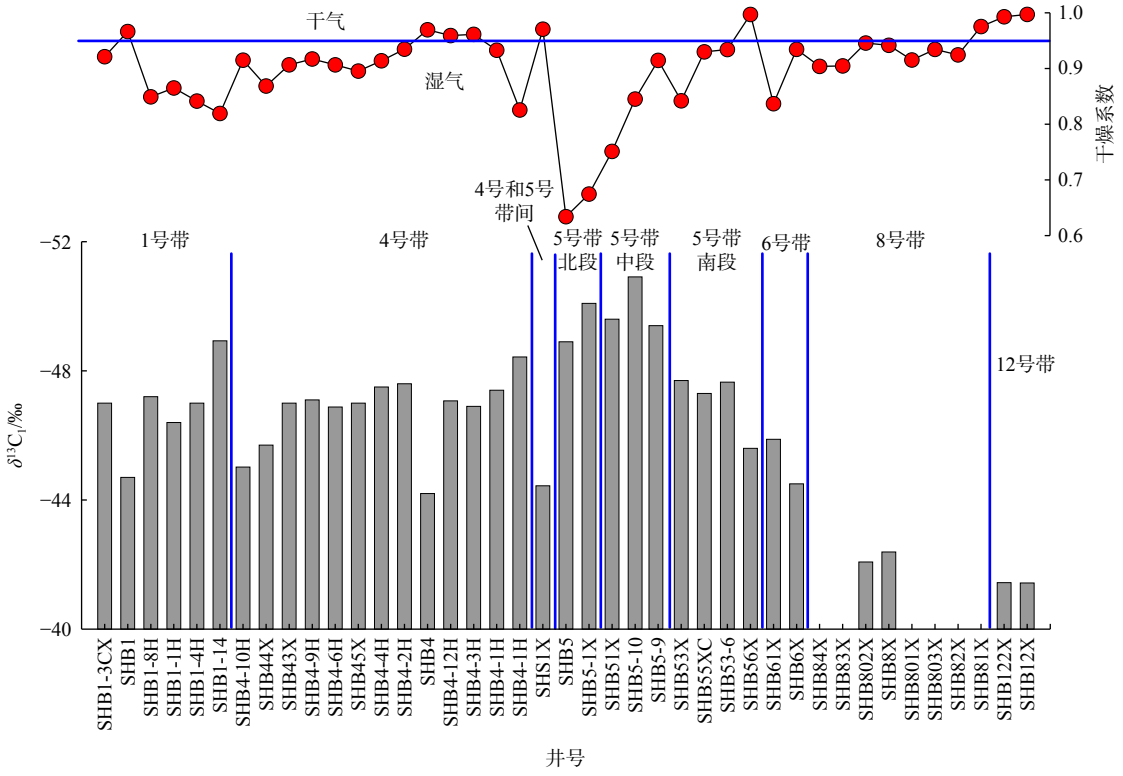


图 2　顺北地区不同断裂带天然气甲烷碳同位素和干燥系数分布

Fig. 2　Distribution of methane carbon isotope and drying coefficient of natural gas in different fault zones in the Shunbei area

4　天然气成因

确定天然气成因对油气勘探非常重要，若为干酪根裂解气则需要聚焦烃源岩分布，如为原油裂解气则还应关注古油藏。根据生烃机制差异，有机成因天然气可以划分生物成因气和热成因气[20-21]，其中热成因气可分为干酪根初次裂解气[20, 22]和储层原油或者烃源岩内滞留油（主要为非烃和沥青质）二次裂解气[23-24]。生物成因气通常具有异常高的甲烷含量（体积分数>99%）以及异常偏轻的碳同位素值（<−55‰ ~ −60‰）[25-26]。大量实验和实例研究表明干酪根裂解气和原油裂解气在烃气组分含量和碳同位素变化方面均具有显著差别，干酪根裂解气 C_1/C_2 组分比值随成熟度变化较大，而原油裂解气则 C_2/C_3 比值变化较大[23]，尽管两者碳同位素值均随着热成熟度增加而变重，但干酪根裂解气 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 差值随成熟度增加逐渐减小，而原油裂解气则呈相反的变化[24, 27-28]。此外，还存在众多次生过程导致天然气组分和碳同位素组成发生变化，从而影响对天然气成因的判识，如天然气扩散损失、生物降解、生物硫酸盐还原作用（BSR）、热化学硫酸盐还原作用（TSR）等。

顺北地区发育中−下寒武统膏盐岩[29-30]，因此，具备发生 TSR 条件。前人[31]研究表明塔中奥陶系天然气存在 TSR 改造。TSR 会导致天然气干燥系数变大以及碳同位素变重[32-33]。而顺北天然气中含有不同质量浓度的 H_2S，识别天然气成因前应首先确定天然气组分和碳同位素是否受到 TSR 改造。图 3 所示顺北地区天然气中 H_2S 质量浓度普遍低于 17 000 mg/m^3（相当于体积分数 1.1%），并且对于 H_2S 质量浓度低于 17 000 mg/m^3 的天然气样品，其 H_2S 质量浓度与干燥系数和甲烷碳同位素值均呈负相关关系，表明这些样品中 H_2S 可能主要来自干酪根或者原油热裂解。部分天然气样品中 H_2S 质量浓度与干燥系数和甲烷碳同位素呈正相关关系，表明 TSR 改造作用逐渐增强。另外，甲烷碳同位素比较轻的样品中 H_2S 质量浓度和天然气干燥系数均较低，说明生物硫酸盐还原反应（BSR）影响可以忽略。最终，本研究确定了顺北地区受 TSR 影响较明显的油气井（见图 1 中绿色字体井号），具体包括 1 号带 SHB1 和 SB1-18H 井，5 号带中段 SHB5-8 和 SHB5-5H 井，5 号带南段 SHB55X、SHB53-2H、SHB56X、SHB53-5H、SHB53-7H 井以及 4 号带 SHB4-9H、SHB41X、SHB4、SHB42X 和 SHB4-1H 侧钻井等。4 号带以东断裂带的天然气中 H_2S 质量浓度随着干燥系数和甲烷碳同位素值呈负相关变化，表明天然气组分和碳同位素变化基本没有受到 TSR 影响，而主要受控于

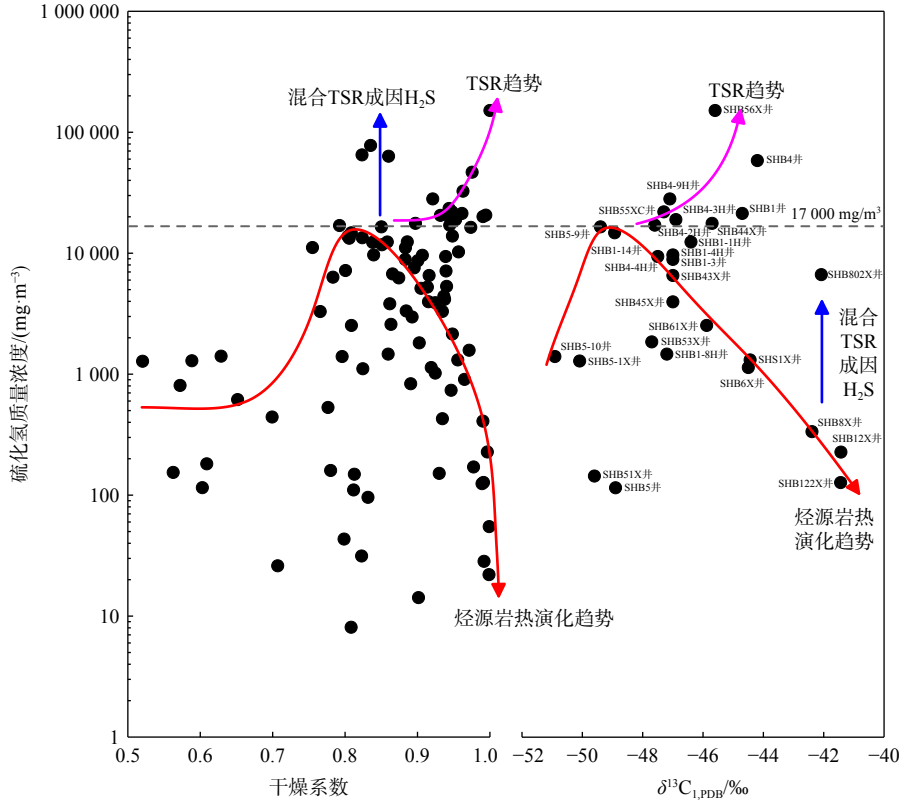


图 3　顺北地区天然气中 H_2S 成因判识（TSR. 热化学硫酸苗还原作用；下同）

Fig. 3　Identification of H_2S genesis in natural gas in the Shunbei area

热成熟度控制(图 3)。

在识别出受 TSR 改造影响的天然气样品后，从 $\delta^{13}C_2$–$\delta^{13}C_3$ 和 C_2/C_3 比值图(图 4)中可以明显看出顺北 1 号带中受 TSR 改造影响较小的天然气的 C_2/C_3 比值变化不大，而其 $\delta^{13}C_2$–$\delta^{13}C_3$ 变化较大，符合干酪根初次裂解特征[23]，结合 1 号带较低的气油比(172 ~ 390 m^3/m^3)，表明 1 号带天然气应该主要来自干酪根初次裂解形成的原油伴生气。5 号带北段和中段天然气与 1 号带具有类似的特征，即 $\delta^{13}C_2$–$\delta^{13}C_3$ 变化较大而 C_2/C_3 比值变化不大，结合其偏轻的甲烷碳同位素(−50.9‰ ~ −48.9‰)和较低的气油比(125 ~ 260 m^3/m^3)，表明这些天然气也主要来自干酪根初次裂解形成的原油伴生气。然而，5 号带南段为气藏，天然气甲烷碳同位素明显变重、干燥系数明显增加，部分井气样受 TSR 改造干燥系数达到干气级别(如 SHB56X 井)；结合 $\delta^{13}C_2$–$\delta^{13}C_3$ 差值变化较小，C_2/C_3 比值变化较大特征，认为 5 号带南段天然气具有原油裂解气特征。顺北 4 号带以及其东边断裂带间的 SHS1X 井天然气样品中除 SHB4-10H 和 SHB4-6H 2 口井天然气具有干酪根裂解气特征外，其他井天然气均具有原油裂解气特征，并且存在开放体系裂解和封闭体系裂解 2 种趋势。4 号带油气藏静温

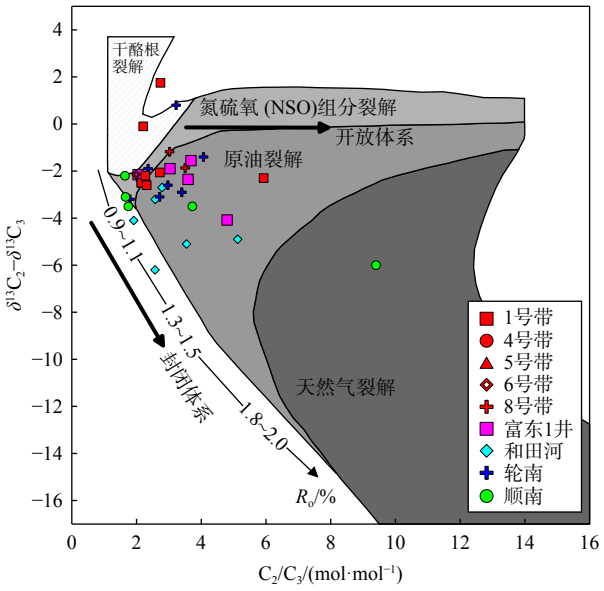


图 4　$\delta^{13}C_2$–$\delta^{13}C_3$ 和 C_2/C_3 图板识别天然气成因（图版据文献[24]）

Fig. 4　Origin identification of natural gas in the Shunbei area using $\delta^{13}C_2$–$\delta^{13}C_3$ and C_2/C_3

范围为 157 ~ 168℃[18]，根据海相原油裂解过程分析认为 4 号带原油原位裂解程度较弱，基本处于裂解早期[34]，推测 4 号带原油裂解气可能来自深部成熟度较高的原油裂解气与油气藏原油早期裂解气的混合。6 号带 SHB61X 井和 8 号带 SHB802X 井天然气同

样具有明显的干酪根裂解气特征，而 SHB8X 井天然气具有开放体系原油裂解气特征。SHB8X 井气藏中部温度只有 163℃ 左右，原油原位裂解可以忽略，可能存在深部原油裂解气的混合。12 号带 SHB122X 井和 SHB12X 井天然气由于 C_2 和 C_3 含量极低未能获取碳同位素值，但从其极高的 C_2/C_3 比值(20.6)、极重的甲烷碳同位素值(−41.4‰)/极低的 H_2S 质量浓度(127 mg/m^3)以及并不是特别高的气藏温度(165～185℃)，推测该天然气应该为更深层原油和重烃气体强烈裂解条件下形成的干气。总体上，顺北地区从西向东、从北向南原油裂解气贡献逐渐增加，原油裂解气碳同位素和组分演化与北部富东 1 井[35] 以及顺南原油裂解成因天然气[10-14] 演化基本一致。

利用 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 同样可以识别原油裂解气和干酪根裂解气[23]。由图 5 可见顺北地区 1 号带、5 号带和 4 号带部分天然气与顺南部分天然气 C_2/C_3 变化不大而 C_1/C_2 变化较大，反映烃源岩热成熟度逐渐增加过程生成的干酪根裂解气特征。古城和顺北 12 号带天然气具有强烈原油裂解气特征，而顺北地区绝大部分天然气 C_2/C_3 与 C_1/C_2 呈增加趋势，并且向古城和顺北 12 号带天然气收敛，结合前文分析结果认为图 5 中天然气组分分布是不同成熟度干酪根裂解气与深部更高成熟度的原油裂解气不同程度的混合所致。

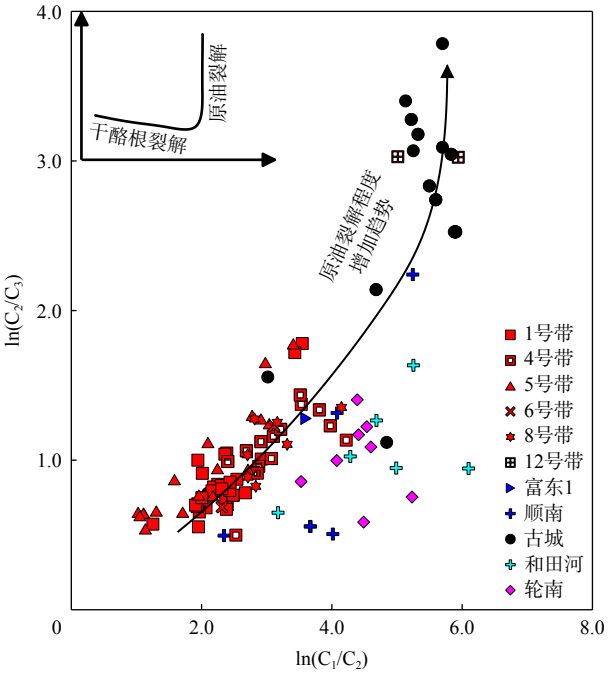


图 5　$\ln(C_2/C_3)$ 和 $\ln(C_1/C_2)$ 图板识别天然气成因（据文献 [23] 修改）

Fig. 5　Origin identification of natural gas in the Shunbei area using $\ln(C_2/C_3)$ and $\ln(C_1/C_2)$

5　天然气气源

结合已知类型干酪根生成的天然气中甲烷和乙烷同位素变化可以识别气源岩干酪根类型[36-38]。图 6 中将典型的Ⅲ型、Ⅰ/Ⅱ型以及Ⅱ型干酪根来源的甲烷和乙烷碳同位素演化与塔里木盆地不同构造位置天然气以及典型腐殖型干酪根来源气进行了对比分析。由图 6 可见，塔里木台盆区奥陶系天然气特征明显不同于腐殖型干酪根来源气，具有偏轻的乙烷碳同位素，指示来自腐泥型源岩。除前文所述部分样品碳同位素值受 TSR 改造影响外，顺北其他井样品天然气甲烷和乙烷碳同位素分布基本服从

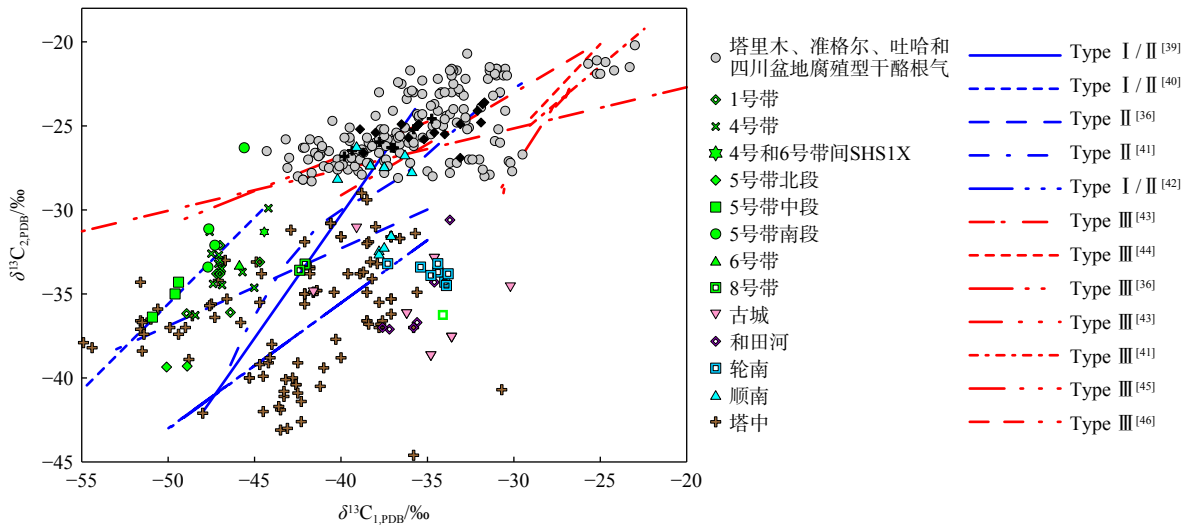


图 6　甲烷和乙烷碳同位素图板识别气源岩干酪根类型

Fig. 6　Kerogen type identification of gas source rock in the Shunbei area using methane and ethane carbon isotopes

Ⅰ/Ⅱ型和Ⅱ型干酪根来源气同位素演化模式。此外，塔里木盆地台盆区奥陶系天然气明显具有2种类型，一种是具有偏轻的甲烷碳同位素和偏重的乙烷碳同位素，如顺北地区和部分塔中的天然气；一种是具有偏重的甲烷碳同位素和偏轻的乙烷碳同位素，如轮南、古城、和田河和部分顺南天然气。这种同位素差异可能反映母质类型的差异或者反映不同特征气的混合及次生改造过程。

天然气中重烃气体的碳同位素与其母源有机质碳同位素分馏较小[40, 47]，因此，可以用来进行气源对比(如丁烷)[38, 40, 48]。然而，由于烃类气体的热稳定性随碳数增加而变弱，高热力作用下重烃气体的裂解会导致其碳同位素变重，甚至远重于其母质碳同位素组成[28, 49-50]，同时丁烷的含量随其裂解程度增加而减小。图7为顺北地区奥陶系天然气以及塔里木盆地北部坳陷寒武系–奥陶系天然气的正丁烷碳同位素值与其相对含量关系图。总体上，天然气中正丁烷碳摩尔分数大于2%时其碳同位素值基本不怎么变化，这种情况丁烷碳同位素变化主要反映其来源母质的碳同位素组成。一旦正丁烷摩尔分数低于2%，其碳同位素值随摩尔分数减小呈变重趋势，表明丁烷裂解对其碳同位素的影响。可见，正丁烷摩尔分数超过2%样品的碳同位素分布范围(−34.6‰～−31.3‰)大致可以反映其生烃母质的碳

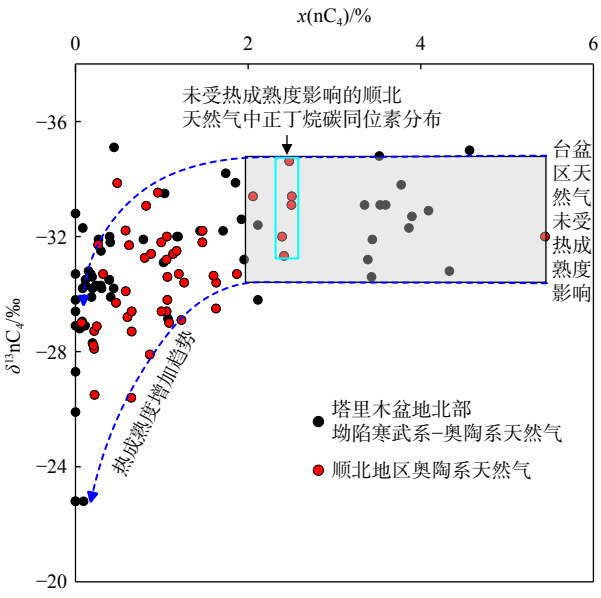


图7　顺北地区和塔里木盆地北部坳陷天然气正丁烷相对含量和其碳同位素关系图

Fig. 7　Relationship between relative content of n-butane and its carbon isotope in the natural gas from the Shunbei area and the Northern Depression, Tarim Basin

同位素变化。前人[38, 51]研究表明烃源岩生气过程正丁烷与其母质碳同位素分馏为1.3‰～1.6‰，本研究假设正丁烷与其母质碳同位素分馏为1.5‰，由此确定了顺北地区天然气生气母质(干酪根)碳同位素分布大致为−33.1‰～−29.8‰。

近些年，下寒武统玉尔吐斯组烃源岩已经被认为是塔里木盆地台盆区海相油气藏的主力烃源岩[3, 4, 52]。塔北隆起上已有多口井钻遇玉尔吐斯组优质烃源岩[53-54]，截止目前顺托果勒低隆起还没有钻井钻遇寒武系烃源岩，因此，只能借鉴其他位置寒武系烃源岩来进行气源对比分析。图8为塔里木盆地不同构造位置下寒武统玉尔吐斯组野外露头和钻井岩心样品的干酪根碳同位素分布，可以看出，玉尔吐斯组烃源岩干酪根碳同位素分布范围较广(−39‰～−25‰)，可能主要受烃源岩发育相带和成烃生物组合控制[52, 56]。干酪根碳同位素较轻的玉尔吐斯组烃源岩有机质可能主要来自底栖藻类(<−34‰)，干酪根碳同位素偏重的烃源岩有机质可能主要来自浮游藻类(>−30‰)[56]。实际上，玉尔吐斯组烃源岩在纵向上成烃母质类型的相对丰度是变化的，下部以底栖藻类为主，向上过渡到以浮游藻类为主[59]。因此，整套烃源岩在生烃过程中生成的油气很可能具有底栖藻类和浮游藻类的混源特征。尽管在富满油田钻遇了上奥陶统烃源岩[60]，但由于中上奥陶统烃源岩干酪根碳同位素一般重于−30‰[61]以及中上奥陶统油气难以倒灌充注到中下奥陶统成藏，因此，中上奥陶统烃源岩对顺北油气成藏贡献可以忽略。本研究根据天然气恢复的生气母质干酪根碳同位素分布表

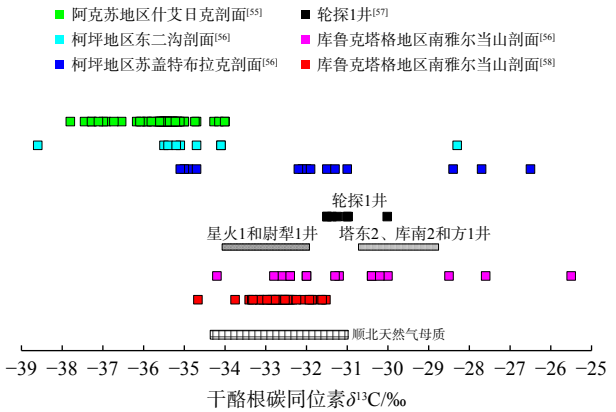


图8　塔里木盆地玉尔吐斯组烃源岩干酪根碳同位素和顺北地区天然气来源母质碳同位素分布

Fig. 8　Carbon isotope distribution of kerogen in the source rocks of the Yurtus Formation and the carbon isotope distribution of the parent material of natural gas source in the Shunbei area

明顺北地区天然气主要来自玉尔吐斯组，其成烃生物可能主要来自底栖藻类或者底栖藻类和浮游藻类的混合贡献。

6　天然气热成熟度

天然气中甲烷碳同位素主要受控于热成熟度，因此甲烷碳同位素组成已经成为获取天然气热成熟度的重要参数。国内外学者针对Ⅰ型和Ⅱ型有机质构建了多套热成熟度计算公式[39, 41, 46, 62-64]。然而，利用前人的油型气热成熟度计算公式获取的顺北天然气热成熟度普遍偏低，如顺北 1 号带、5 号带和 4 号带未受 TSR 影响的甲烷碳同位素值大致位于−50‰ ~ −47‰之间，但根据目前已知的热成熟度计算公式获取的天然气热成熟度(R_o)基本位于 0.18% ~ 0.67% 至 0.67% ~ 0.76%，显然与顺北地区油气类型不符(轻质油−凝析气)。顺北地区天然气甲烷碳同位素总体偏轻，可能主要与其烃源岩偏轻的干酪根碳同位素有关，因此根据前人模型计算的热成熟度普遍偏低。为了下一步超深层油气勘探，有必要建立针对玉尔吐斯组烃源岩的甲烷碳同位素热成熟度回归公式。根据前文研究结果，本研究首先选择未受 TSR 改造的干酪根裂解气，这部分气主要为油伴生气，未明显受后期原油裂解气充注的影响；然后利用伴生原油的芳烃热成熟度参数获取了原油等效镜质体反射率(表 2)，以原油的热成熟度近似代表天然气的热成熟度；最后建立了顺北地区基于甲烷碳同位素的天然气热成熟度计算公式(图 9)。值得注意的是，图 9 中选择的 8 口井天然气可能并不完全与油同期的，有可能存在晚期成熟度更高的干酪根裂解气贡献，因此利用图 9 公式计算的天然气热成熟度应该为天然气的最小热成熟度。另外，尽管本研究公式是通过干酪根裂解气获取的，但是也同样可以用来计算原油裂解气的热成熟度，由于同等热成熟度条件下原油裂解气甲烷碳同位素要偏轻于干酪根裂解气，因此真实的原油裂解气热成熟度要高于本研究公式获取的热成熟度，利用本研究公式可以提供原油裂解气最小的热成熟度约束。

表 2　顺北地区典型干酪根裂解气伴生原油热成熟度计算

Table 2　Thermal maturity calculations of crude oil associated with kerogen-cracking gas in the Shunbei area

井号	R_{oc1}/%	R_{oc2}/%	R_{oc3}/%	均值R_o/%	$\delta^{13}C_{1,\ PDB}$/%
SHB1-3	1.04	1.07	1.14	1.08	−47.0
SHB1-4H	1.15	1.05	1.16	1.12	−47.0
SHB53X	0.95	1.13	1.14	1.07	−47.7
SHB5-1X	0.85	0.80	0.93	0.86	−50.1
SHB4-10	1.54	1.40	1.31	1.42	−45.0
SHB44X	1.23	1.23	1.20	1.22	−45.7
SHB45X	1.23	1.19	1.14	1.19	−47.0
SHB61X	1.21	1.29	1.19	1.23	−45.9

注明：R_{oc1}=0.6*$MPI1$+0.4 (R_o<1.35%)[65]，$MPI1$(甲基菲指数1)=1.5(2-MP+3-MP)/(P+1-MP+9-MP)，P为菲，MP为甲基菲；R_{oc2}=0.594 6lnMPR+0.972 8[66]，MPR=(2-MP+3-MP)/(1-MP+9-MP)；R_{oc3}=0.99lgMPR'+0.94[65]，MPR'=(2-MP)/(1-MP)

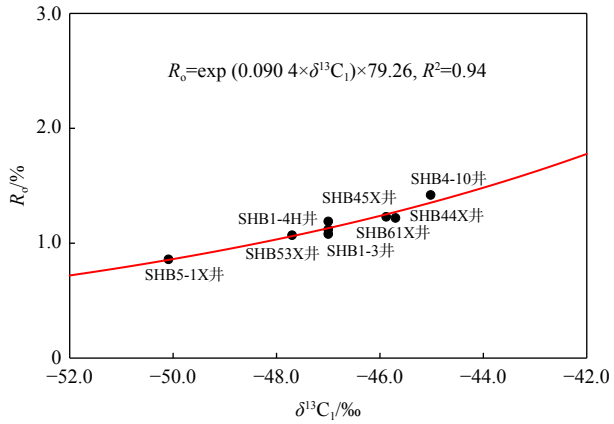


图 9　顺北地区甲烷碳同位素与其伴生油等效镜质体反射率关系图

Fig. 9　Relationship between methane carbon isotope and its associated oil equivalent vitrinite reflectance in the Shunbei area

7　结　语

顺北地区天然气干燥系数和甲烷碳同位素值变化较大，总体具有北低南高、西低东高的特点，但单条断裂带局部存在 TSR 改造的影响。1 号带和 5 号带北段和中段以干酪根初次裂解的原油伴生气为主，5 号带南段和 4 号带天然气普遍具有原油裂解气的特征，为深部原油裂解气与早期油的混合成因。6 号带和 8 号带 SHB802X 井天然气具有干酪根裂解气特征，而 SHB8X 井天然气则具有开放体系原油裂解气特征。顺北 12 号带天然气为高温原油裂解气，达到了湿气裂解级别。基于天然气中正丁烷碳同位素恢复了顺北地区天然气气源岩干酪根碳同位素分布，认为研究区天然气主要来自下寒武统玉尔吐斯组烃源岩，具有底栖藻类或者底栖藻类和浮游藻类混源的特征。利用干酪根裂解气甲烷碳同位素值及其伴生油的热成熟度建立了针对具有较轻干酪根碳同位素组成的玉尔吐斯组烃源岩生成甲烷的碳同位素−热成熟度回归方程。研究结果可为下一步超深层天然气成因、热成熟度和气源分析提供重要的参考。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献：

[1] 漆立新. 塔里木盆地顺托果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义 [J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 38-51.
QI L X. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 38-51. (in Chinese with English abstract)

[2] 焦方正. 塔里木盆地顺托果勒地区北东向走滑断裂带的油气勘探意义 [J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 831-839.
JIAO F Z. Significance of oil and gas exploration in NE strike-slip fault belts in Shuntuoguole area of Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 831-839. (in Chinese with English abstract)

[3] 云露. 顺北东部北东向走滑断裂体系控储控藏作用与突破意义 [J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 41-52.
YUN L. Controlling effect of NE strike-slip fault system on reservoir development and hydrocarbon accumulation in the eastern Shunbei area and its geological significance, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 41-52. (in Chinese with English abstract)

[4] 漆立新. 塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示 [J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 102-111.
QI L X. Characteristics and inspiration of ultra-deep fault-karst reservoir in the Shunbei area of the Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 102-111. (in Chinese with English abstract)

[5] 马永生, 蔡勋育, 云露, 等. 塔里木盆地顺北超深层碳酸盐岩油气田勘探开发实践与理论技术进展 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 1-17.
MA Y S, CAI X Y, YUN L, et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 1-17. (in Chinese with English abstract)

[6] 唐大卿, 陈红汉, 耿锋, 等. 板内小位移走滑断裂特征解析: 以塔里木、四川及鄂尔多斯盆地为例 [J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2067-2086.
TANG D Q, CHEN H H, GENG F, et al. Characteristics of intraplate small-displacement strike-slip faults: A case study of Tarim, Sichuan and Ordos Basins[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2067-2086. (in Chinese with English abstract)

[7] 田方磊, 何登发, 陈楩俊, 等. 塔里木盆地顺北 5 号走滑断裂带北-中段构造特征与多期构造叠加演化时-空序列 [J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2117-2135.
TIAN F L, HE D F, CHEN J J, et al. Northern and central segments of Shunbei No. 5 strike-slip fault zone in Tarim Basin: Structural characteristics and spatio-temporal evolution process[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2117-2135. (in Chinese with English abstract)

[8] NI Z Y, WANG T G, LI M J, et al. Natural gas characteristics, fluid evolution, and gas charging time of the Ordovician reservoirs in the Shuntuoguole region, Tarim Basin, NW China[J]. Geological Journal, 2018, 53(3): 947-959.

[9] 王铁冠, 宋到福, 李美俊, 等. 塔里木盆地顺南-古城地区奥陶系鹰山组天然气气源与深层天然气勘探前景 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 753-762.
WANG T G, SONG D F, LI M J, et al. Natural gas source and deep gas exploration potential of the Ordovician Yingshan Formation in the Shunnan-Gucheng region, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 753-762. (in Chinese with English abstract)

[10] LIU Q Y, JIN Z J, LI H L, et al. Geochemistry characteristics and genetic types of natural gas in central part of the Tarim Basin, NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 89: 91-105.

[11] LIU H, YANG Y W, CHENG B, et al. Nature of the Lower-Middle Ordovician reservoir bitumen in the Shunnan area, Tarim Basin, northwestern China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 209: 109966.

[12] ZHOU X X, LYU X X, ZHU G Y, et al. Origin and formation of deep and superdeep strata gas from Gucheng-Shunnan block of the Tarim Basin, NW China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 177: 361-373.

[13] MA A L, HE Z L, YUN L, et al. The geochemical characteristics and origin of Ordovician ultra-deep natural gas in the North Shuntuoguole area, Tarim Basin, NW China[J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 2021, 6(5): 289-300.

[14] 马安来, 何治亮, 云露, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层天然气地球化学特征及成因 [J]. 天然气地球科学, 2021, 32(7): 1047-1060.
MA A L, HE Z L, YUN L, et al. The geochemical characteristics and origin of Ordovician ultra-deep natural gas in the North Shuntuoguole area, Tarim Basin, NW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(7): 1047-1060. (in Chinese with English abstract)

[15] 云露, 曹自成. 塔里木盆地顺南地区奥陶系油气富集与勘探潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 788-797.
YUN L, CAO Z C. Hydrocarbon enrichment pattern and exploration potential of the Ordovician in Shunnan area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 788-797. (in Chinese with English abstract)

[16] CHEN Z H, CHAI Z, CHENG B, et al. Geochemistry of high-maturity crude oil and gas from deep reservoirs and their geological significance: A case study on Shuntuoguole low uplift, Tarim Basin, western China[J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(1): 65-107.

[17] JIA Z J, HOU D J, ZHU X X, et al. Organic geochemistry of Ordovician ultra-deep natural gas in the north Shuntuoguole area, Tarim Basin, NW China: Insights into genetic types, maturity, and sources[J]. Frontiers in Earth Science, 2023, 11: 1083030.

[18] 马安来, 漆立新. 顺北地区四号断裂带奥陶系超深层油气地球化学特征与相态差异性成因 [J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 247-262.
MA A L, QI L X. Geochemical characteristics and phase behavior of the Ordovician ultra-deep reservoir fluid, No. 4 fault, northern Shuntuoguole, Tarim Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 247-262. (in Chinese with English abstract)

[19] 吴鲜, 李丹, 韩俊, 等. 塔里木盆地顺托果勒北部地区超深层现今

地温场特征 [J]. 石油学报, 2022, 43(1): 29-40.
WU X, LI D, HAN J, et al. Characteristics of present ultra-deep geothermal field in the northern Shuntuoguole low uplift, Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 29-40. (in Chinese with English abstract)

[20] SCHOELL M. Genetic characterization of natural gases[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(12): 2225-2238.

[21] SCHOELL M. Multiple origins of methane in the earth[J]. Chemical Geology, 1988, 71(1/2/3): 1-10.

[22] SACKETT W M, NAKAPARKSIN S, DALRYMPLE D. Carbon isotope effects in methane production by thermal cracking: Advances in Organic Geochemistry[M]. [S. l.]: Pergamon, 1970: 37-53.

[23] PRINZHOFER A A, HUC A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3/4): 281-290.

[24] LORANT F, PRINZHOFER A, BEHAR F, et al. Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases[J]. Chemical Geology, 1998, 147(3/4): 249-264.

[25] BERNARD B B, BROOKS J M, SACKETT W M. Natural gas seepage in the gulf of Mexico[J]. Earth and Planetary Science Letters, 1976, 31(1): 48-54.

[26] CLAYPOOL DUDLEY D RICE GEORGE E. Generation, accumulation, and resource potential of biogenic gas[J]. AAPG Bulletin, 1981, 65(1): 5-25.

[27] HILL R J, TANG Y C, KAPLAN I R. Insights into oil cracking based on laboratory experiments[J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(12): 1651-1672.

[28] TIAN H, XIAO X M, WILKINS R W T, et al. Genetic origins of marine gases in the Tazhong area of the Tarim Basin, NW China: Implications from the pyrolysis of marine kerogens and crude oil[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 82(1/2): 17-26.

[29] 樊奇, 樊太亮, 李清平, 等. 塔里木盆地寒武系膏盐岩沉积特征与发育模式 [J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 217-226.
FAN Q, FAN T L, LI Q P, et al. Sedimentary characteristics and development model of Cambrian gypsum-salt rocks, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 217-226. (in Chinese with English abstract)

[30] 徐振平, 陈书平, 罗彩明, 等. 塔里木盆地中寒武统膏盐岩分布及封闭性评价 [J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 54-67.
XU Z P, CHEN S P, LUO C M, et al. Distribution and sealing capacity evaluation of gypsum-salt rocks in the Middle Cambrian in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 54-67. (in Chinese with English abstract)

[31] CAI C F, HU W S, WORDEN R H. Thermochemical sulphate reduction in Cambro-Ordovician carbonates in central Tarim[J]. Marine and Petroleum Geology, 2001, 18(6): 729-741.

[32] LIU Q Y, WORDEN R H, JIN Z J, et al. TSR versus non-TSR processes and their impact on gas geochemistry and carbon stable isotopes in Carboniferous, Permian and Lower Triassic marine carbonate gas reservoirs in the eastern Sichuan Basin, China[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2013, 100: 96-115.

[33] JENDEN P D, TITLEY P A, WORDEN R H. Enrichment of nitrogen and ^{13}C of methane in natural gases from the Khuff Formation, Saudi Arabia, caused by thermochemical sulfate reduction[J]. Organic Geochemistry, 2015, 82: 54-68.

[34] 贾承造, 张水昌. 中国海相超深层油气形成 [J]. 地质学报, 2023, 97(9): 2775-2801.
JIA C Z, ZHANG S C. The formation of marine ultra-deep petroleum in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(9): 2775-2801. (in Chinese with English abstract)

[35] 王清华. 塔里木盆地富满油田凝析气藏成因 [J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1128-1139.
WANG Q H. Origin of gas condensate reservoir in Fuman oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1128-1139. (in Chinese with English abstract)

[36] ROONEY M A, CLAYPOOL G E, CHUNG H M. Modeling thermogenic gas generation using carbon isotope ratios of natural gas hydrocarbons[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3/4): 219-232.

[37] HAO F, GUO T L, ZHU Y M, et al. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(5): 611-637.

[38] PING H W, CHEN H H, ZHU J Z, et al. Origin, source, mixing, and thermal maturity of natural gases in the Panyu lower uplift and the Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(11): 2171-2200.

[39] FABER E. Zur isotopengeochemie gasförmiger Kohlenwasserstoffe[J]. Erdöl, Erdgas, Kohle, 1987, 103(5): 210-218.

[40] CLAYTON C. Carbon isotope fractionation during natural gas generation from kerogen[J]. Marine and Petroleum Geology, 1991, 8(2): 232-240.

[41] BERNER U, FABER E. Empirical carbon isotope/maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, based on dry, open-system pyrolysis[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(10/11): 947-955.

[42] HUANG D F, LIU B Q, WANG T D, et al. Genetic types of natural gases and their maturity discrimination in the east of Tarim Basin[J]. Science China (Earth Sciences), 1996, 39(6): 659-669.

[43] JENDEN P D, KAPLAN I R. Origin of natural gas in Sacramento Basin, California[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(4): 431-453.

[44] BERNER U. Entwicklung und anwendung empirischer modelle für die kohlenstoffisotopenvariationen in mischungen thermogener erdgase [D]: TU Clausthal: FRG, 1989.

[45] CRAMER B, FABER E, GERLING P, et al. Reaction kinetics of stable carbon isotopes in natural GasInsights from dry, open system pyrolysis experiments[J]. Energy & Fuels, 2001, 15(3): 517-532.

[46] 戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的 $\delta^{13}C$-R_o 关系 [J]. 科学通报, 1989, 34(9): 690-692.
DAI J X, QI H F. $\delta^{13}C$-R_o relation of coal-derived hydrocarbon gas in China[J]. Chinese Science Bulletin, 1989, 34(9): 690-692. (in Chinese)

[47] WAPLES D W, TORNHEIM L. Mathematical models for petroleum-forming processes: Carbon isotope fractionation[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1978, 42(5): 467-472.

[48] JAMES A T. Correlation of reservoired gases using the carbon iso-

topic compositions of wet gas components (1)[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(9): 1441-1458.

[49] GUO L G, XIAO X M, TIAN H, et al. Distinguishing gases derived from oil cracking and kerogen maturation: Insights from laboratory pyrolysis experiments[J]. Organic Geochemistry, 2009, 40(10): 1074-1084.

[50] JAMESAT. Correlation of natural gas by use of carbon isotopic distribution between hydrocarbon components[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(7): 1176-1191.

[51] ANDRESEN B, THRONDSEN T, RÅHEIM A, et al. A comparison of pyrolysis products with models for natural gas generation[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3/4): 261-280.

[52] 顾忆, 黄继文, 贾存善, 等. 塔里木盆地海相油气成藏研究进展 [J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 1-12.
GU Y, HUANG J W, JIA C S, et al. Research progress on marine oil and gas accumulation in Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 1-12. (in Chinese with English abstract)

[53] 杨海军, 陈永权, 田军, 等. 塔里木盆地轮探 1 井超深层油气勘探重大发现与意义 [J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 62-72.
YANG H J, CHEN Y Q, TIAN J, et al. Great discovery and its significance of ultra-deep oil and gas exploration in Well Luntan-1 of the Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 62-72. (in Chinese with English abstract)

[54] 罗明霞, 曹自成, 徐勤琪, 等. 塔里木盆地塔河油田塔深 5 井震旦系原油地球化学特征及地质意义 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(1): 135-149.
LUO M X, CAO Z C, XU Q Q, et al. Geochemical characteristics and geological significance of Sinian crude oil from Well Tashen 5, Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(1): 135-149. (in Chinese with English abstract)

[55] ZHU G Y, CHEN F R, WANG M, et al. Discovery of the Lower Cambrian high-quality source rocks and deep oil and gas exploration potential in the Tarim Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(10): 2123-2151.

[56] 胡广, 刘文汇, 罗厚勇, 等. 成烃生物组合对烃源岩干酪根碳同位素组成的影响: 以塔里木盆地下古生界烃源岩为例 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2019, 38(5): 902-913.
HU G, LIU W H, LUO H Y, et al. The impaction of original organism assemblages in source rocks on the kerogen carbon isotopic compositions: A case study of the Early Paleozoic source rocks in the Tarim Basin, China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2019, 38(5): 902-913. (in Chinese with English abstract)

[57] 杨海军, 于双, 张海祖, 等. 塔里木盆地轮探 1 井下寒武统烃源岩地球化学特征及深层油气勘探意义 [J]. 地球化学, 2020, 49(6): 666-682.
YANG H J, YU S, ZHANG H Z, et al. Geochemical characteristics of Lower Cambrian sources rocks from the deepest drilling of Well LT-1 and their significance to deep oil gas exploration of the Lower Paleozoic system in the Tarim Basin[J]. Geochimica, 2020, 49(6): 666-682. (in Chinese with English abstract)

[58] DENG Q, WANG H Z, WEI Z W, et al. Different accumulation mechanisms of organic matter in Cambrian sedimentary successions in the western and northeastern margins of the Tarim Basin, NW China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2021, 207: 104660.

[59] 陈强路, 储呈林, 杨鑫, 等. 塔里木盆地寒武系沉积模式与烃源岩发育 [J]. 石油实验地质, 2015, 37(6): 689-695.
CHEN Q L, CHU C L, YANG X, et al. Sedimentary model and development of the Cambrian source rocks in the Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(6): 689-695. (in Chinese with English abstract)

[60] 杨海军, 蔡振忠, 李勇, 等. 塔里木盆地富满地区吐木休克组烃源岩有机地球化学特征及其油气勘探意义 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(3): 81-93.
YANG H J, CAI Z Z, LI Y, et al. Organic geochemical characters of source rock and significance for exploration of the Tumuxiuke Formation in Fuman area, Tarim Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(3): 81-93. (in Chinese with English abstract)

[61] 马安来, 李慧莉, 李杰豪, 等. 塔里木盆地柯坪露头剖面中上奥陶统烃源岩地球化学特征与海相油源对比 [J]. 天然气地球科学, 2020, 31(1): 47-60.
MA A L, LI H L, LI J H, et al. The geochemical characteristics of Middle-Upper Ordovician source rocks in Keping outcrops profiles and marine oil-source correlation, Tarim Basin, NW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(1): 47-60. (in Chinese with English abstract)

[62] BERNER U, FABER E. Maturity related mixing model for methane, ethane and propane, based on carbon isotopes[J]. Organic Geochemistry, 1988, 13(1/2/3): 67-72.

[63] SHEN P, XU Y C. Isotopic compositional characteristics of terrigenous natural gases in China[J]. Chinese Journal of Geochemistry, 1993, 12(1): 14-24.

[64] 黄第藩, 赵孟军, 刘宝泉, 等. 塔里木盆地东部天然气的成因类型及其成熟度判识 [J]. 中国科学(地球科学), 1996, 26(4): 365-372.
HUANG D F, ZHAO M J, LIU B Q, et al. Genetic types and maturity identification of natural gas in eastern Tarim Basin[J]. Science in China (Earth Sciences), 1996, 26(4): 365-372. (in Chinese)

[65] RADKE M, LEYTHAEUSER D, TEICHMÜLLER M. Relationship between rank and composition of aromatic hydrocarbons for coals of different origins[J]. Organic Geochemistry, 1984, 15(6): 423-430.

[66] 陈琰, 包建平, 刘昭茜, 等. 甲基菲指数及甲基菲比值与有机质热演化关系: 以柴达木盆地北缘地区为例 [J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 508-512.
CHEN Y, BAO J P, LIU Z Q, et al. Relationship between methylphenanthrene index, methylphenanthrene ratio and organic thermal evolution: Take the northern margin of Qaidam Basin as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 508-512. (in Chinese with English abstract)

Summary for “塔里木盆地顺北地区奥陶系天然气地球化学与成因”

Geochemistry and origin of Ordovician natural gas in Shunbei area of Tarim Basin

CAO Zicheng[1]，YUN Lu[1]，PING Hongwei[2*]，LI Haiying[1]，GENG Feng[1]，HAN Jun[1]，HUANG Cheng[1]，MAO Qingyan[1]，DING Yong[1]

1. The Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 830011, China；
2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China

First author，E-mail：caozc.xbsj@sinopec.com

* Corresponding author， E-mail：howping@qq.com

Abstract：[**Objective**] Petroleum breakthroughs in the strike-slip fault zones of the northeastern Shunbei area in the last decades reveled the spatial variation in petroleum accumulation types and phase patterns, including the oil accumulation on the north, condensate gas accumulation on the south, and dry gas accumulation on the east. Therefore, to further advance ultra-deep petroleum exploration, it is crucial to reveal the genesis mechanism, source, and thermal maturation of the natural gas from the perspective of overall petroleum distribution. [**Methods**] This study systematically collected gas samples from various fault zones in the Shunbei area in order to analyze the geochemical characteristics of natural gas and reveal its generation mechanism or thermal evolution process. [**Results**] The results indicate that the natural gas in the Shunbei area was minimally affected by TSR even though some parts of the fault zones showed strong modification of thermal-chemical sulfate reduction (TSR). The natural gases in the No. 1 fault zone and in the northern and middle sections of the No. 5 fault zone are primarily crude oil-associated gases generated by primary kerogen cracking. In contrast, the natural gases in the southern section of the No. 5 and No. 4 fault zones were mainly the mixture of early kerogen cracking gas (oil-associated gas) and late crude oil cracking gas. The natural gas in the Shunbei No. 12 fault zone originated from deeper, high-temperature crude oil cracking gas, which occurred at the wet gas stage. The natural gases in the study area predominantly came from the source rocks of the Lower Cambrian Yurtus Formation, and the parent material of these gases is characterized by benthic algae or a mixture of benthic and planktonic algae. Finally, a regression equation for thermal maturity calculation based on the carbon isotope of methane was established for the hydrocarbon generation process in the source rocks of the Yurtus Formation. [**Conclusion**] The research findings provide important insights into the origin, source, and thermal maturity of ultra-deep gas, offering valuable references for future studies on hydrocarbon generation in the Shunbei area.

Key words: Shuntuoguole Lower Uplift； oil cracking； natural gas； thermal maturity； Yurtus Formation； Shunbei area

Received：2024-03-18；Revised：2024-06-17；Accepted：2024-07-02

doi：10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240099