

准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力

龚德瑜¹,赵长永²,何文军³,赵龙³,孔玉梅⁴,马丽亚¹,王瑞菊¹,吴卫安¹

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中国石油新疆油田公司勘探事业部,新疆克拉玛依,834000;
3. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依 834000; 4. 河北省煤田地质局物测地质队,河北邢台 054000)

摘要:准噶尔盆地是中国陆上四大含油气盆地之一,但天然气勘探进展缓慢,已有发现主要集中在盆地的东部和南部。基于天然气的组分和稳定碳同位素组成,在准噶尔盆地西北缘发现了4种类型的天然气。第Ⅰ类天然气主要来自下二叠统风城组湖相烃源岩,可进一步细分为Ⅰ_A(主要来自沙湾凹陷)和Ⅰ_B(主要来自玛湖凹陷)两个亚类。第Ⅱ类天然气为沙湾凹陷深部石炭系和下二叠统佳木河组高-过成熟腐殖型烃源岩生成的煤型气。第Ⅲ类天然气为第Ⅰ和第Ⅱ类天然气的混合气。第Ⅳ类天然气为油藏破坏后发生生物降解作用而形成的次生物成因气。白垩纪,沙湾凹陷风城组、佳木河组和石炭系烃源岩生成的大量高成熟煤型气和油型气沿断裂和不整合面组成的输导体系运移至构造高部位成藏,而玛湖凹陷风城组烃源岩主体仍处在生油高峰,生成少量低熟油型气在凹陷内及边缘聚集。上述发现证实了准噶尔盆地西部上古生界发育石炭系(含佳木河组)和风城组两套规模有效气源岩,揭示了新的天然气勘探领域。研究成果提供了一个复杂地质条件下开展气-源对比和成藏过程恢复的典型实例,同时也深化了对准噶尔盆地天然气勘探潜力的认识。

关键词:碳同位素;成因来源;勘探潜力;天然气;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A

Genetic types and exploration potential of natural gas at
northwestern margin of Junggar BasinGong Deyu¹, Zhao Changyong², He Wenjun³, Zhao Long³, Kong Yumei⁴, Ma Liya¹, Wang Ruiju¹, Wu Wei'an¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Exploration Department of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 3. Petroleum Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. Geophysical and Geological Division, Hebei Coalfield Geological Bureau, Xingtai, Hebei 054000, China)

Abstract: Although the Junggar Basin is one of the four major onshore petroliferous basins in China, the progress of natural gas exploration is poor with major discoveries confined to the eastern and southern parts of the basin. Based on gas composition and stable carbon isotopes, we find four types of natural gas at the northwestern margin of Junggar Basin. Type I gas is primarily generated from the lacustrine source rocks of the Lower Permian Fengcheng Formation, and can be further subdivided into Type I_A (mainly derived from Shawan Sag) and I_B (mainly from Mahu Sag). Type II gas is mainly of coaliferous gas derived from the Carboniferous and Lower Permian Jiamuhe humic source rocks of high to over-mature type in the Shawan Sag. Type III gas is a mixture of Type I and II. Type IV gas is of secondary biogenic gas with oil biodegradation under reservoir destruction. During the Cretaceous, a mass of coaliferous and petroliferous gases were derived from the Fengcheng, Jiamuhe and Carboniferous source rocks in the Shawan Sag, which then migrated to higher parts of the structure along the carrier system composed of faults and unconformities; while the Fengcheng source rocks in the sag was at oil generation peak during which only a small amount of petroliferous gas of low maturity could be generated and accumulate within or over margins of the sag. In this study, it is confirmed that two suites of effective gas source rocks of large scale were developed in the Upper Paleozoic, west of Junggar Basin, that is, the Carboniferous (including Jiamuhe Formation) and Fengcheng Formation source rocks, serving to shed lights on a new field of natural

收稿日期:2021-08-13;修订日期:2021-12-12。

第一作者简介:龚德瑜(1983—),男,高级工程师,油气地质与地球化学。E-mail: deyugong@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41802177);中国石油前瞻性基础性战略性技术攻关项目(2021DJ0206)。

gas exploration. In all, the study is of a typical case to show gas-source correlation under complex geological conditions and hydrocarbon accumulation restoration, and also deepens the understanding of the exploration potential of natural gas in the Junggar Basin.

Key words: carbon isotope, genesis and origin, exploration potential, natural gas, Junggar Basin

引用格式: 龚德瑜, 赵长永, 何文军, 等. 准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 161-174. DOI: 10. 11743/ogg20220113.

Gong Deyu, Zhao Changyong, He Wenjun, et al. Genetic types and exploration potential of natural gas at northwestern margin of Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(01): 161-174. DOI: 10. 11743/ogg20220113.

准噶尔盆地是中国西部三大叠合含油气盆地之一^[1], 油气资源十分丰富。盆地的油气勘探工作始于19世纪初, 距今已有逾百年历史^[2]。截至2017年底, 准噶尔盆地探明石油地质储量达 33.6×10^8 t, 已成为中国最重要的油气生产基地^[3-4]。准噶尔盆地西北缘紧邻玛湖和沙湾两大主力生烃凹陷, 是油气资源最为丰富的地区^[5-6]。2012年在该区发现的十亿吨级玛湖特大型油田(图1a)是21世纪以来中国境内发现的最大陆上油田之一^[4, 7-9]。

相对原油而言, 准噶尔盆地的天然气勘探长期没有大的突破^[3, 10]。截至2018年, 全盆地天然气探明地质储量仅有 2.092×10^8 m³^[3]。目前已发现的气田主要集中在盆地的东部和南部^[2, 10-12], 在盆地西北缘也发现了以克拉玛依、金龙和夏子街气藏为代表的一批小型气藏和出气井点(图1a), 尽管其规模较小, 但平面分布广、产气层位多^[2, 13-14], 已初步展现出一定的天然气勘探潜力。

前人针对盆地西北缘天然气的成因来源开展了一些研究, 总体上认为研究区存在油型气和煤型气两种类型^[13-18], 但关于两类天然气的来源仍然存在争论。关于油型气, 目前普遍认为其主体为来自玛湖凹陷风城组(P_1f)的低成熟油伴生气^[13-18]。然而, 与西北缘相邻的沙湾凹陷和盆1井西凹陷现今风城组烃源岩已经达到高-过成熟阶段, 研究区是否存在该套烃源岩生成的高熟油型气目前仍未开展系统研究^[4]。关于煤型气, 一部分学者认为其主体来自中二叠统下乌尔禾组(P_2w)烃源岩^[13-15], 另一部分学者则更倾向于来自石炭系(C)或下二叠统佳木河组(P_1j)烃源岩^[16-18]。之所以出现这样的情况, 一方面是由于多套烃源岩叠置导致不同成因来源天然气存在混合的可能^[12-14], 给气源追溯带来了难度(图2); 另一方面, 西北缘自燕山期以来经历了多期构造运动, 天然气可能发生了聚集—调整—再聚集的过程并伴随各种次生改造作用^[4-6], 进一步增加了天然气成藏过程认识的难度。

本文基于准噶尔盆地西北缘主要产气井的天然气

地球化学参数(表1), 系统研究了天然气的成因来源及遭受的次生改造, 并在此基础上, 反演了气藏的形成过程。研究成果提供了一个复杂地质条件下开展气源对比的典型示例, 同时也大大深化了对准噶尔盆地天然气勘探潜力的总体认识。

1 地质背景

准噶尔盆地位于中国新疆维吾尔自治区北部, 是在前寒武系结晶基底和石炭系褶皱基底之上形成并演化的晚古生代一中、新生代叠合盆地^[19-20]。该盆地处于西伯利亚、塔里木和哈萨克斯坦3大古板块的拼接地带, 平面上近似呈菱形, 面积约 13×10^4 km²(图1b)^[20-21]。盆地在地质历史上经历了中奥陶世—早石炭世古亚洲洋消亡及碰撞造山、晚石炭世—早二叠世伸展断陷、中—晚二叠世断—拗转换、中生代统一拗陷和新生代陆内前陆等多期演化阶段, 分为6个一级构造单元^[20-22](图1b)。本文研究范围包括盆地西部的玛湖凹陷、沙湾凹陷、中拐凸起、克百断裂带和乌夏断裂带等5个二级构造单元(图1a)。研究区自下而上依次发育石炭系—第四系, 其中, P_1f 咸水湖相泥岩是该区最重要的一套烃源岩^[22], 其次为C, P_1j 和 P_2w 烃源岩^[2, 9](图2)。

2 样品与实验方法

本次研究分析了准噶尔盆地西北缘104口井125个天然气样品, 基本涵盖了研究区的主要出气井点和层位。平面上, 天然气主要分布在中拐凸起, 其次为克百断裂带和乌夏断裂带, 在玛湖凹陷也有一定分布(图1a)。研究区产气层位多(石炭系—古近系), 埋深跨度大(500 ~ 6 000 m), 但主要分布在石炭系、二叠系和中—下三叠统中, 深度集中在2 700 ~ 3 500 m(图2; 表1)。

天然气组分分析应用Hewlett Packard 6890 II型气

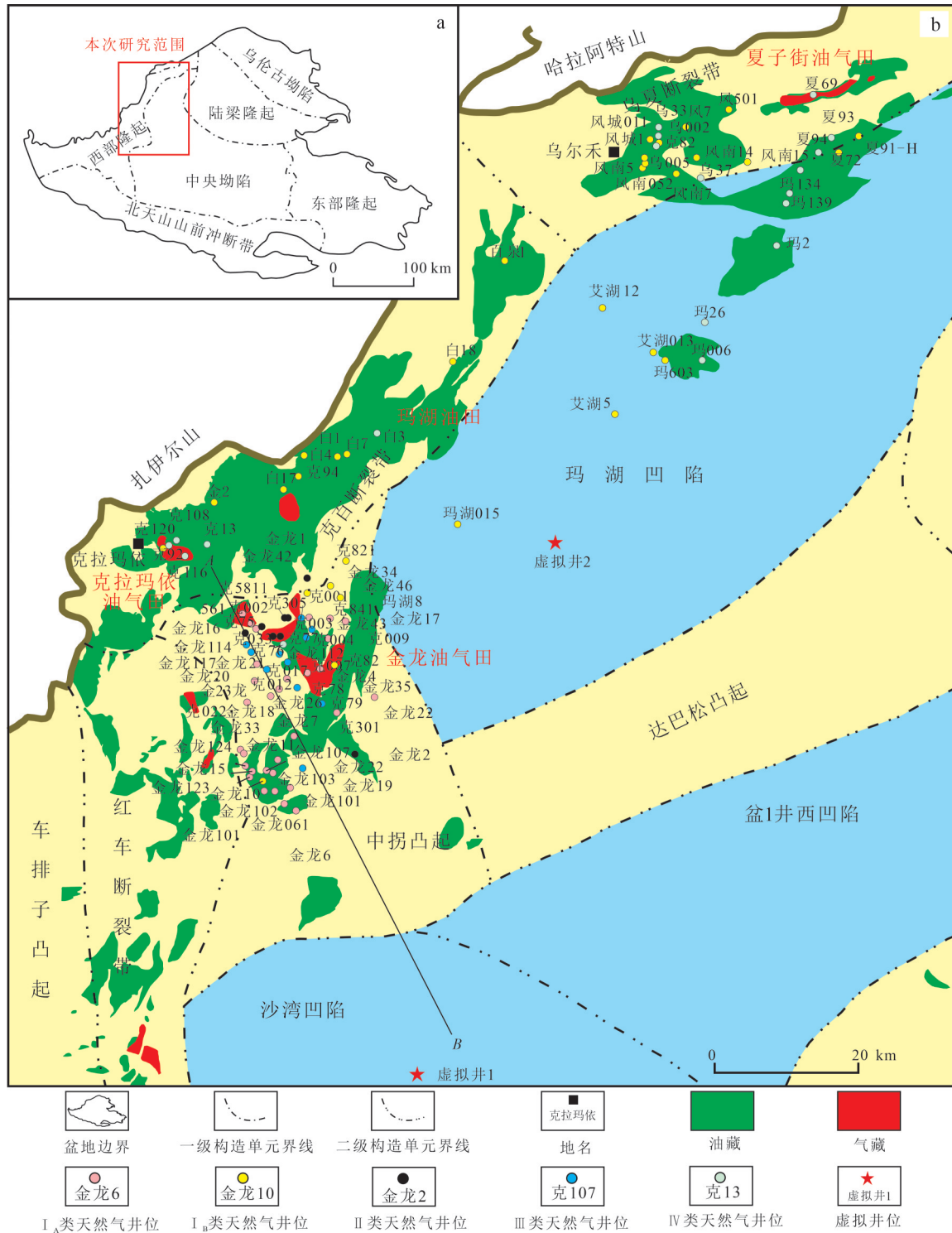


图1 准噶尔盆地西北缘油气地质概况(a)及不同成因天然气分布(b)

Fig. 1 Petroleum geology (a) and distribution of natural gas of diverse genetic types (b) at the northwestern margin of Junggar Basin

相色谱仪,单个烃类气体组分通过毛细柱分离(PIOT Al_2O_3 50 m $\times$ 0.53 mm),气相色谱仪炉温首先设定在 30 $^{\circ}\text{C}$,保持 10 min,然后以 10 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的速率升高到 180 $^{\circ}\text{C}$ 。烷烃气碳同位素分析采用 Finnigan Mat Delta-S 同位素质谱仪,单个烷烃气组分和 CO_2 通过色谱柱 (Plot Q 30 m $\times$ 0.32 mm) 分离。一个样品分析 3 次,分

析精度为 $\pm 0.3\%$,标准为 VPDB。通过 PetroMod 软件开展了研究区凸起带和凹陷区的一维盆地模拟。烃源岩现今热流值和热导率等参数来自前人的相关研究成果^[23-27]。模拟过程中,等效镜质体反射率的计算依据文献[28]提出的 Easy% R_o 法。

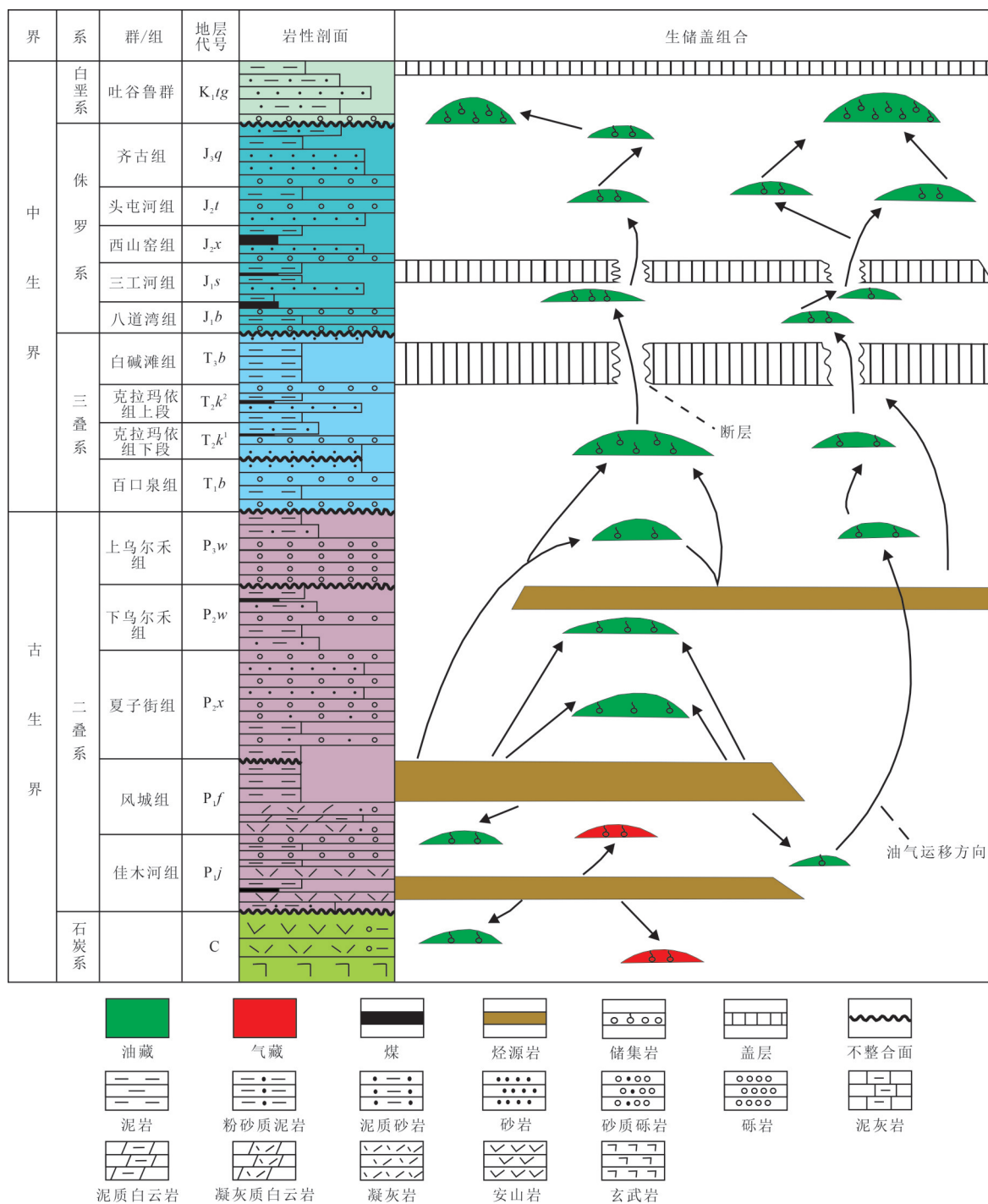


图2 准噶尔盆地西北缘地层和含油气系统

Fig. 2 Stratigraphic column and petroleum systems at the northwestern margin of Junggar Basin

3 实验结果

3.1 天然气组分特征

准噶尔盆地西北缘天然气中,烷烃气占绝对优势,但含量变化很大,为61.10%~99.22%,平均为95.33%,多数样品烷烃气含量大于90%(表1;图3a,

图3b)。其中,甲烷含量为57.75%~96.11%,平均为86.52%,主频分布在85.00%~95.00%(表1;图3a);重烃气组分($\sum C_{2-5}$)为1.66%~34.36%,平均为8.82%,主频分布在0~10%(表1;图3b)。天然气干燥系数($C_1/\sum C_{1-5}$)为0.71~0.98,平均为0.91(表1;图3c),说明天然气分布在较宽的成熟度区间,是气源岩在不同热演化阶段的产物。天然气中干气($C_1/\sum C_{1-5} > 0.95$)约占样品总数的42.4%(表1)。

表1 准噶尔盆地西北缘天然气地球化学参数

Table 1 Geochemical parameters of natural gases from the northwestern margin of the Junggar Basin

分类	成因来源	参数	深度/ m	天然气组分含量/%									干燥 系数	$\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)/‰		
				甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	氮气	二氧化碳		甲烷	乙烷	丙烷
Ⅰ _A 类	P _{1f} /高成熟 油型气	最小值	2 239	57.75	1.80	0.72	0	0	0	0	0.69	0.01	0.90	-37.3	-31.5	-30.9
		最大值	4 519	94.19	5.74	2.45	0.64	0.94	0.51	0.53	30.05	1.43	0.95	-29.8	-27.9	-24.6
		平均值	3 060	88.28	3.35	1.36	0.37	0.48	0.19	0.22	4.37	0.32	0.94	-33.3	-29.5	-28.9
Ⅰ _B 类	P _{1f} /中-低成熟 油型气	最小值	553	64.68	3.08	0.43	0.37	0.34	0.19	0.15	0.39	0.03	0.71	-54.4	-40.9	-37.7
		最大值	4 808	94.60	11.42	7.44	4.51	2.86	1.90	1.85	11.50	4.19	0.96	-37.0	-30.1	-25.6
		平均值	3 049	79.54	7.28	4.14	1.41	1.57	0.83	0.74	2.79	0.60	0.83	-45.8	-34.2	-32.2
Ⅱ类	P _{1j} /C高成熟 煤型气	最小值	2 486	73.77	1.77	0.37	0.09	0.10	0.02	0.01	0.55	0.06	0.93	-35.9	-26.6	-24.7
		最大值	4 616	95.21	3.55	1.24	0.53	0.47	0.20	0.27	20.34	1.33	0.98	-25.8	-23.8	-20.6
		平均值	3 436	91.35	2.67	0.69	0.17	0.19	0.06	0.07	4.08	0.39	0.96	-30.7	-25.6	-22.9
Ⅲ类	Ⅰ类和Ⅱ类的 混合气	最小值	2 215	86.61	2.10	0.49	0.16	0.23	0.06	0.05	0.82	0.13	0.91	-37.4	-29.1	-29.4
		最大值	3 521	95.63	5.62	3.34	0.51	0.60	0.22	0.23	2.82	0.30	0.97	-31.4	-27.1	-24.2
		平均值	2 928	92.21	3.50	1.33	0.28	0.35	0.11	0.11	1.78	0.21	0.94	-33.3	-27.7	-26.8
Ⅳ类	次生生物 成因气	最小值	528	83.40	1.20	0.17	0.15	0.09	0.03	0.01	0.57	0.03	0.90	-50.6	-33.0	-31.9
		最大值	4 313	96.11	6.81	3.12	2.34	0.91	1.08	0.46	7.24	1.35	0.98	-40.5	-25.6	-22.3
		平均值	2 260	90.83	3.23	1.28	0.69	0.41	0.34	0.22	2.48	0.39	0.94	-44.5	-30.0	-28.6

非烃气体中二氧化碳含量低,为0.01%~4.19%,平均为3.26%;氮气含量主要分布在0~5.00%(表1),个别样品氮气含量较高,最高可达30.05%(金龙123井)。97.6%的样品氮气含量高于二氧化碳(表1),这与准噶尔盆地南缘、腹部和东部天然气特征相似^[10-12,29-30]。

3.2 天然气稳定碳同位素特征

研究区天然气甲烷碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}_1$)介于-54.4‰~-25.8‰,平均为-38.7‰,表现出双峰特征,分布在-37.0‰~-30.0‰和-47.0‰~-41.0‰两个主要区间,此外,在-47.0‰~-55.0‰有一个次

主要区间(表1;图3d)。乙烷碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}_2$)主频分布在-35.0‰~-25.0‰,平均值为-30.2‰(表1,图3e)。丙烷碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}_3$)的主要分布区间为-35.0‰~-23.0‰,平均值为-28.8‰(表1;图3f)。

根据同位素动力学分馏效应,热成因气的 $\delta^{13}\text{C}$ 随着碳原子数的增加而更加富集 ^{13}C ,称为正碳同位素系列^[31-34]。在一些无机成因气和页岩气中发现了与之截然相反的情况,称为负碳同位素系列^[31-34]。当天然气碳同位素不符合以上两种情况,而出现不规则排列时则称之为碳同位素倒转^[31-34]。研究区正碳同位素系列的样品占有所有样品的91.2%(图4)。一部分天然气碳

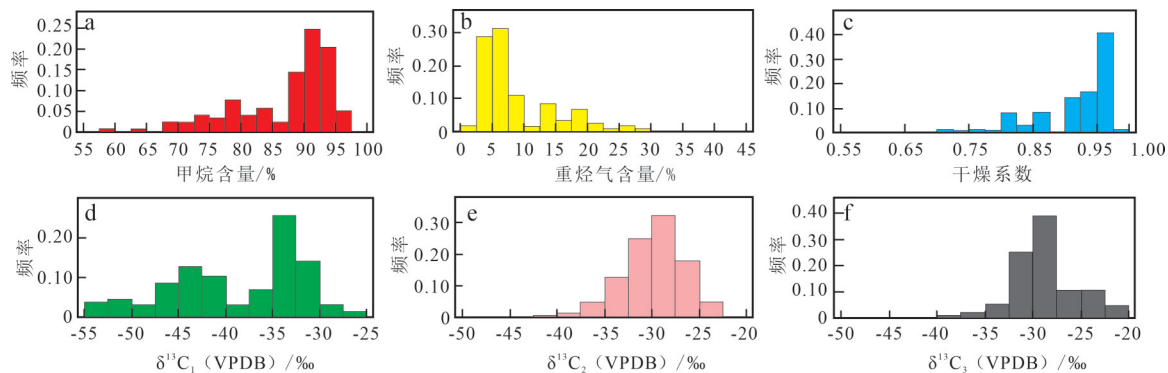


图3 准噶尔盆地西北缘天然气甲烷含量(a)、重烃气含量(b)、干燥系数(c)、甲烷碳同位素(d)、乙烷碳同位素(e)和丙烷碳同位素(f)频率分布直方图

Fig. 3 Frequency distribution histograms of methane content (a), heavy hydrocarbon gas content (b), dry coefficient (c), $\delta^{13}\text{C}_1$ (d), $\delta^{13}\text{C}_2$ (e) and $\delta^{13}\text{C}_3$ (f) for gases at the northwestern margin of Junggar Basin

同位素组成发生了倒转,表现为 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ (图4)。造成碳同位素倒转的原因包括生物降解和不同成因天然气的混合等,将在下文中具体讨论。

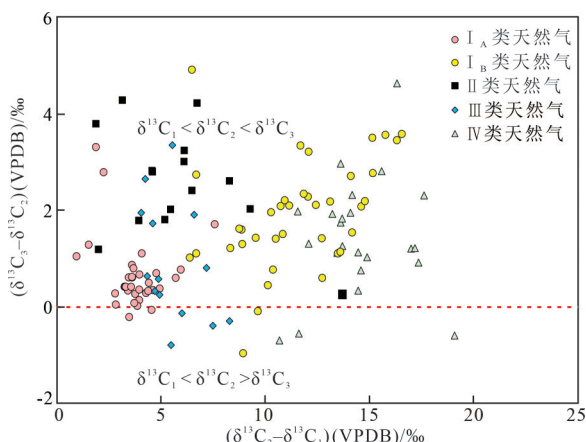


图4 准噶尔盆地西北缘烷烃气碳同位素分布特征

Fig. 4 Distribution patterns of carbon isotopes of alkane gas at the northwestern margin of Junggar Basin.

4 讨论

4.1 天然气成因来源

4.1.1 天然气成因

对于来自同一套烃源岩的原生热成因气而言,随着成熟度的增加,其碳同位素会逐渐富集 ^{13}C ^[35-37]。大量油田现场实例和热模拟实验均证实,不同成因来源的天然气具有不同的同位素动力学演化路径,常用

$\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ 的相关关系来表示^[35-39]。受干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 的控制,在相同或相近的热演化阶段,腐殖型烃源岩生成的天然气(煤型气)比腐泥型烃源岩生成天然气(油型气)的 $\delta^{13}\text{C}$ 更重^[35-36,40]。研究区天然气可分为4大类(图5a)。

第I类天然气甲烷和乙烷碳同位素值变化区间很宽,分别为 $-54.4\text{‰} \sim -29.8\text{‰}$ (平均为 -39.5‰)和 $-40.9\text{‰} \sim -27.9\text{‰}$ (平均为 -31.7‰),与美国特拉华(Delaware Basin)/瓦韦德盆地(Val Verde Basin)油型气^[41]具有相似的同位素动力学演化路径(表1;图5a)。当然,即便是相同成因的天然气,其母质形成的沉积环境并非一成不变^[42],这也就很好地解释了为什么对于相同成因的天然气,不同学者提出的 $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ 模型(包括本次研究在内)或多或少存在一定差别^[38-39]。

第I类天然气又可以进一步细分为 I_A 和 I_B 两个亚类。 I_A 亚类天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值较重,分别为 $-37.3\text{‰} \sim -29.8\text{‰}$ (平均为 -33.3‰)和 $-31.5\text{‰} \sim -27.9\text{‰}$ (平均为 -29.5‰),对应较高的热成熟度。天然气 $\text{C}_1/\Sigma \text{C}_{1-5}$ 为 $0.90 \sim 0.95$,平均为 0.94 (表1),总体较干,在图5b中位于腐泥型烃源岩在生凝析气阶段的产物。 I_B 亚类天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值明显偏轻,分别为 $-54.4\text{‰} \sim -37.0\text{‰}$ (平均为 -45.8‰)和 $-40.9\text{‰} \sim -30.1\text{‰}$ (平均为 -34.2‰)(表1;图5a)。天然气 $\text{C}_1/\Sigma \text{C}_{1-5}$ 主要分布在 $0.70 \sim 0.85$,平均仅为 0.83 ,属于低成熟的油伴生气(表1;图5b)。个别 I_B 亚类天然气 $\text{C}_1/\Sigma \text{C}_{1-5}$ 大于 0.90 (表1,表2),并非是其成熟度高,而是生物降解等次生改造作用的结果,下文将做详述。前人研究表明,乙烷碳同位素受成熟度影响不明显,相对

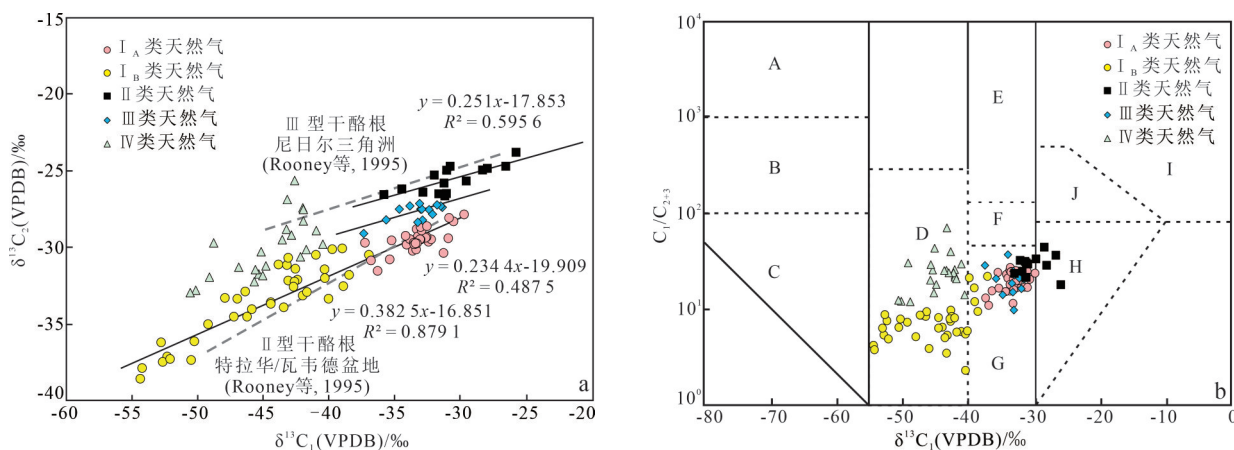


图5 准噶尔盆地西北缘天然气 $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ (a)和 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ (b)交会图

Fig. 5 Cross plots of $\delta^{13}\text{C}_1$ vs. $\delta^{13}\text{C}_2$ (a) and $\delta^{13}\text{C}_1$ vs. $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ (b) of natural gas at the northwestern margin of Junggar Basin

A. 生物成因气; B. 生物成因气和亚生物成因气; C. 亚生物成因气; D. 原油伴生气; E. 油型裂解气; F. 油型裂解气和煤型气;

G. 凝析气和煤型气; H. 煤型气; I. 无机成因气; J. 无机成因气和煤型气

(图版a参考文献[39,41],图版b参考文献[36].)

于甲烷可以更好地甄别不同成因类型的天然气^[33-45]。受样本数量、烃源岩中有机质非均质性等因素的影响,不同学者提出的区分标准有一定差别,但两类天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 的界限总体分布在 $-28\text{‰} \pm 1\text{‰}$ ^[43-45],据此界线来看,第Ⅰ类天然气表现出油型气特征(表1;图5a)。

第Ⅱ类天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 是所有样品中最重的,分别达 $-35.9\text{‰} \sim -25.8\text{‰}$ (平均为 -30.7‰)和 $-26.6\text{‰} \sim -23.8\text{‰}$ (平均为 -25.6‰),与尼日尔三角洲^[41]煤型气具有相似的同位素动力学演化路径(表1;图5a)。即便与成熟度较高的油型气相比(I_A 亚类),其 $\delta^{13}\text{C}_2$ 平均值仍偏重 3.9‰ (表1),代表腐殖型烃源岩的产物。此外,该类天然气 $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_{1-5}$ 较高,为 $0.93 \sim 0.98$ (平均为 0.96),绝大部分为干气,在 $\delta^{13}\text{C}_1\text{--}\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 图版中也位于煤型气的范围(表1;图5b)。

第Ⅲ类天然气的甲烷和乙烷碳同位素值介于第Ⅰ类和第Ⅱ类之间,分别为 $-37.4\text{‰} \sim -31.4\text{‰}$ (平均为 -33.3‰)和 $-29.1\text{‰} \sim -27.1\text{‰}$ (平均为 -27.7‰),属于上述两类天然气的混合物(图5;表1)。天然气 $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_{1-5}$ 分布在 $0.91 \sim 0.97$,平均为 0.94 ,干气占绝大部分,在图5b中分布在高成熟油型气和煤型气同时存在的区域。在前3类天然气中,第Ⅲ类天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值相关性最差, R^2 仅为 0.4875 (图5a),这也从侧面反映出混合作用的影响。此外,一部分此类天然气乙烷和丙烷碳同位素发生了倒转(图4),也可能是两类不同成因天然气混合的结果^[31]。

第Ⅳ类天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值之间的相关性不明显,较轻的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 反映天然气可能成熟度较低(图5a;表1)。相反,天然气 $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_{1-5}$ 为 $0.90 \sim 0.98$,平均达 0.94 (表1),若为原生热成因气,则反映了很高的成熟度。显然,二者是相悖的。本文认为这种不一致是次生生物成因甲烷和原生热成因气混合的结果。

4.1.2 天然气热成熟度

文献[46]针对中国西北主要含煤盆地的典型煤型气甲烷碳同位素和烃源岩成熟度回归出二者间的经验公式,用于估算天然气的等效镜质体反射率(VR_{eq}):

$$\delta^{13}\text{C}_1 = 22.42 \lg VR_{eq} - 34.80 \quad (R_0 > 0.80\%) \quad (1)$$

(1)文献[47]提出了湖相烃源岩生成的油型气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和烃源岩成熟度的回归关系式:

$$\delta^{13}\text{C}_1 = 25.55 \lg VR_{eq} - 40.76 \quad (2)$$

(2)运用上述公式,研究区Ⅰ类和Ⅱ类天然气的等效镜质体反射率分别为 $0.29\% \sim 2.69\%$ 和 $0.90\% \sim 2.51\%$ 。其中,高熟(I_A 亚类)和中-低成熟油型气(I_B 亚类) VR_{eq} 的平均值分别为 1.98% 和 0.73% ,回归

结果与天然气 $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_{1-5}$ 值匹配较好(表1)。由于第Ⅲ和第Ⅳ类天然气发生了混合作用,其 $\delta^{13}\text{C}_1$ 无法直接反映原始天然气的成熟度特征,因此其等效镜质体反射率在此不做讨论。

4.1.3 原生热成因气来源

在玛湖和沙湾凹陷均发育有 C 、 P_{1j} 、 P_{1f} 和 P_{2w} 等4套烃源岩(图2)。 P_{1j} 和 C 烃源岩在沉积环境和岩性组合等方面十分相似,是一套海-陆过渡相的气源岩(Ⅲ型干酪根)^[2,14]。因此,本次研究将二者作为一套烃源岩来考虑。显然,第Ⅱ类天然气是 P_{1j} 和 C 烃源岩在高-过成熟阶段的产物。如图1a所示,第Ⅱ类天然气集中分布在中拐凸起,已有的钻探结果表明该区 P_{1j} 和 C 多以火山岩和凝灰岩为主,烃源岩不发育^[4]。此外,根据金龙1井的热演化史模拟结果,这套地层在凸起带热演化程度较低,总体处在主生油窗阶段,与天然气的成熟度也不匹配(图6a)。显然第Ⅱ类天然气不是原地 P_{1j}/C 烃源岩的产物。沙湾凹陷中心部位虚拟井1热演化史模拟结果表明, P_{1j}/C 烃源岩在早侏罗世就已进入生凝析油阶段($R_0 > 1.3\%$),现今已进入大量生干气($R_0 > 2.0\%$)阶段(图6b)。高成熟的煤型气应该来自沙湾凹陷深部 P_{1j}/C 烃源岩,通过断层和不整合面构成的输导体系,侧向运移在高部位成藏(图7)。地震和钻井资料表明,玛湖地区 C/P_{1j} 烃源岩主要分布在乌夏断裂带和哈拉阿拉特山前(风城1井及以西地区),中心厚度大于 100m ,而在凹陷区烃源岩不发育(图1a)^[2]。本次研究和前人已有成果^[14]均未在该气源灶周围发现典型的 C/P_{1j} 来源煤型气,因此其在玛湖地区的有效性存疑。即便玛湖地区 C/P_{1j} 气源灶具备一定的生气能力,天然气也很难跨过多个构造单元,“翻山越岭”运移至中拐凸起成藏。

P_{1f} 烃源岩是一套腐泥型的碱湖相烃源岩,是玛湖凹陷十亿吨级特大型油田的主力油源^[23]。虚拟井2的热演化史模拟表明,玛湖凹陷 P_{1f} 烃源岩现今总体仍处在生油高峰阶段($R_0 = 1.0\% \sim 1.3\%$),在生成大量原油的同时,会生成少量湿气(油伴生气),这与Ⅱ_B类天然气有很好的对应(图6c)。研究区发现的低熟油型气均位于玛湖凹陷内或邻近的边缘区,也很好印证了这一点(图1a)。尽管未钻遇 P_{1f} 烃源岩,但已发现原油的地球化学特征表明其在沙湾凹陷也有发育,有机质类型与玛湖凹陷 P_{1f} 烃源岩相近,同为Ⅰ-Ⅱ₁型^[4,7,23]。虚拟井1的热演化史模拟表明,沙湾凹陷深部 P_{1f} 烃源岩在白垩纪进入生凝析油阶段($R_0 = 1.3\% \sim 2.0\%$),现今已大部分进入生干气阶段($R_0 > 2.0\%$)(图

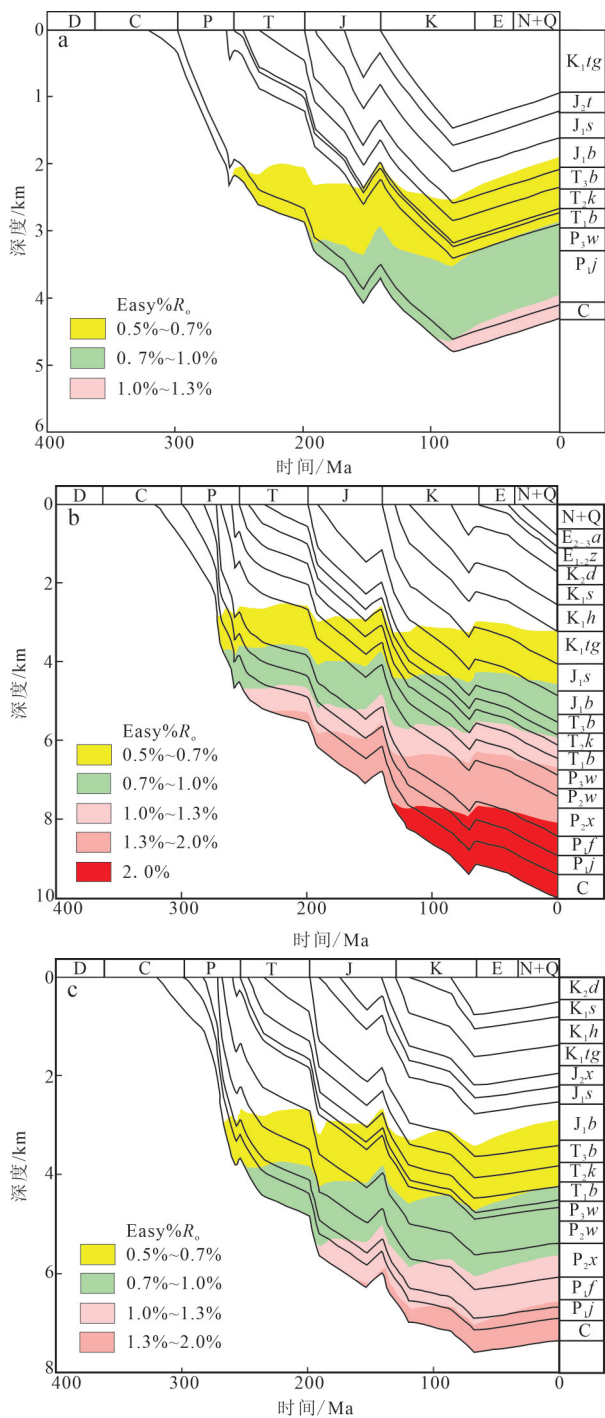


图6 准噶尔盆地西北缘金龙1井(a)、沙湾凹陷虚拟井1(b)和玛湖凹陷虚拟井2(c)埋藏史和热演化史(井位见图1a)

Fig. 6 Burial and thermal evolution histories of Well Jinlong 1 (a) at the northwestern margin of Junggar Basin, pseudo Well 1 (b) in the Shawan Sag and pseudo Well 2 (c) in the Mahu Sag (see Fig. 1a for well locations).

6b)。第Ⅰ_A亚类天然气应该对应P_{1f}烃源岩在高-过成熟阶段的产物,与第Ⅱ类天然气类似,通过侧向输导,在高部位聚集成藏(图7)。

玛湖凹陷P_{2w}烃源岩有机质类型较差,主要为Ⅱ₂-

Ⅲ型^[2,14],现今刚刚进入主生油窗(图6b),天然气产物应为少量低成熟的偏腐殖型天然气,显然与已发现的4类天然气不匹配。在沙湾凹陷,仅金探1井钻遇P_{2w}烃源岩,TOC(总有机碳)含量为4.15%,HI(氢指数)为671 mg/g,干酪根碳同位素值为-28.6‰,反映出Ⅰ-Ⅱ₁类天然气的特征^[4],说明烃源岩的沉积环境发生了变化,更接近P_{1f}烃源岩。目前,该套烃源岩在沙湾凹陷主体处在生油高峰晚期阶段,凹陷中心部分进入生凝析油阶段(图6c),不排除对Ⅰ_A亚类天然气有少量贡献。

4.2 天然气的次生改造

4.2.1 次生生物成因甲烷与原生热成因气的混合

大量实验室和油田现场实例都证实原油在生物降解过程中会形成次生生物成因气,由于甲烷占了此类天然气的绝大部分,因此又将其称之为次生生物成因甲烷^[48-50]。与之相对应,有机质被细菌分解所形成的天然气则称为原生生物成因气^[51]。基于一个全球性的数据库,文献[52]系统总结了次生生物成因甲烷的地质和地球化学特征:①与生物降解原油伴生(或相邻);②C₁/ΣC₁₋₅较高;③δ¹³C₁=-55.0‰~-35.0‰;④δ¹³C_{CO₂}>2.0‰;⑤储层温度在70~90℃。

δ¹³C_{CO₂}富集¹³C是次生生物成因甲烷最显著的标志^[48-50,52]。遗憾的是本次研究未获得δ¹³C_{CO₂}数据,因此仅能依靠其他指标来相互印证。从δ¹³C₁(-50.6‰~-40.5‰,平均为-44.5‰)和C₁/ΣC₁₋₅(平均为0.94)来看,第Ⅳ类天然气十分符合文献[52]提出的判别标准(表1)。

通常,原生热成因气随着成熟度的增加(可近似看作C₁/ΣC₁₋₅的增加),其δ¹³C_n-δ¹³C_{n-1}值会相应减小^[53-54]。本次研究中第Ⅰ-Ⅲ类天然气基本都符合这一趋势(图8)。相反,第Ⅳ类天然气由于混入了贫¹³C的次生生物成因甲烷,导致δ¹³C₂-δ¹³C₁显著增加,分布在10.7‰~19.1‰(平均为14.5‰),是4类天然气中最高的(图8)。尽管这类天然气与第Ⅰ_B亚类低熟油型气的δ¹³C₂-δ¹³C₁值比较接近,但其干燥系数要高得多,可以很容易地将这两类天然气区分开(图8)。

这类天然气的埋深跨度很大,从500~4000 m均有分布(表1)。西北缘是准噶尔盆地地温梯度最低的区域之一,根据该区地表全年平均温度(15℃)和平均地温梯度(20℃/km)推算^[24-27],在3000 m以浅储层温度小于75℃,是生成次生生物成因甲烷的理想温度区间。但相当部分的天然气现今埋深大于3000 m(表

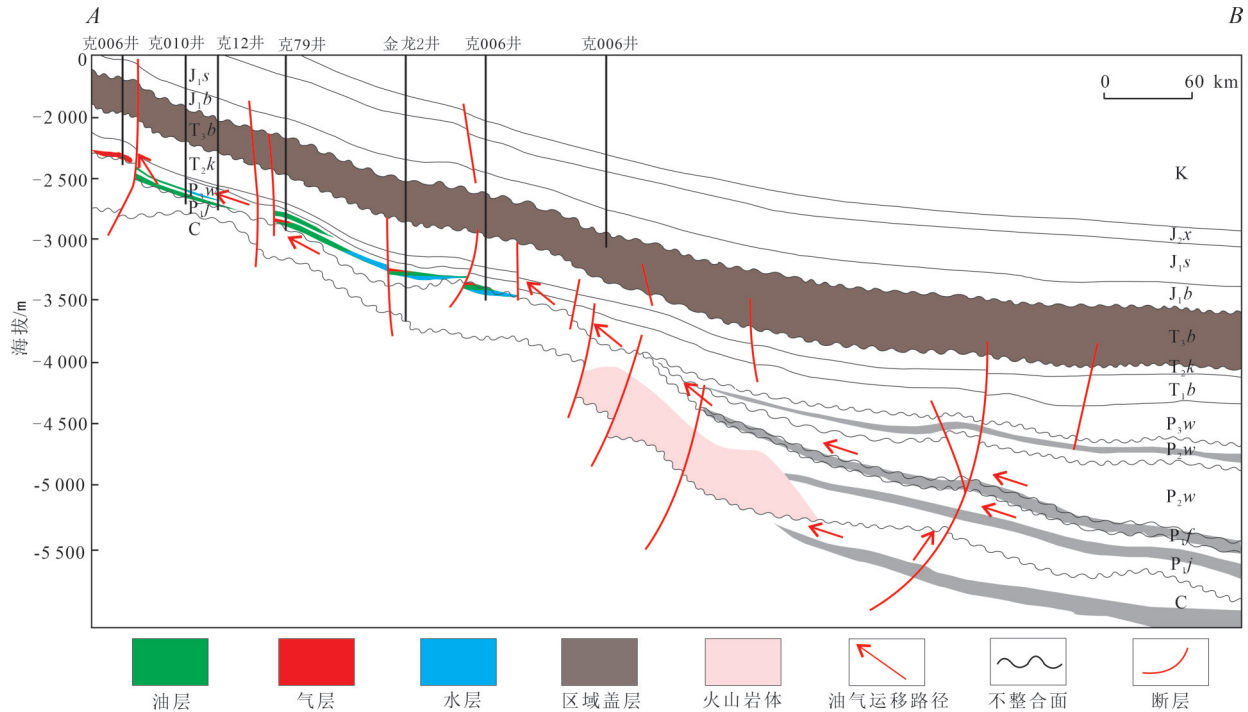
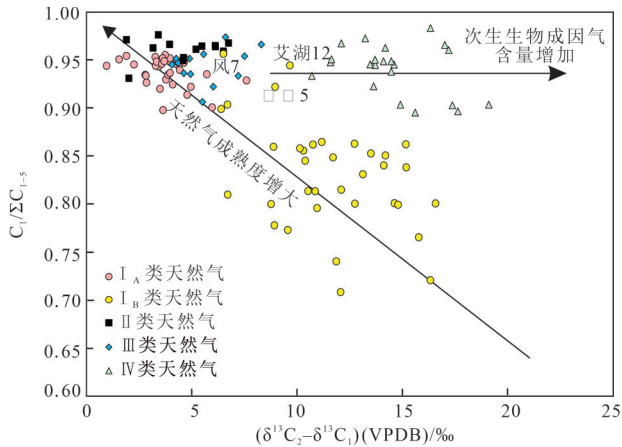


图7 车拐凸起天然气成藏模式(剖面位置见图1a)

Fig. 7 Gas accumulation model in the Cheguai Uplift (see Fig. 1a for the section location)

图8 准噶尔盆地西北缘天然气 $C_1/\sum C_{1-5}$ 和 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_1$ 交会图
Fig. 8 Cross plot of $C_1/\sum C_{1-5}$ vs. $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_1$ of natural gas at the northwestern margin of Junggar Basin

1),推测现今地温大于80℃,细菌很难生存。因此,很可能是早期在浅部生成的次生生物成因甲烷,在后期的深埋过程中保存下来。

通常,原油中的高丰度25-降藿烷是强烈生物降解的有力证据^[55]。在与第IV类天然气伴生的原油样品中,检测出了丰富的25-降藿烷(图9),说明油藏曾经遭受了严重的生物降解^[56-58]。但这些与第IV类天然气伴生的原油,即便是埋藏很浅(如克76井,气层深度为2965 m,油层深度为3023~3028 m),均检测出完整的正构烷烃序列,生物标志化合物种类也很完整

(图9)。这说明储层中早期充注的原油在遭受细菌改造后又有新的原油充注,而后者未遭受生物降解^[55]。因此,第IV类天然气应该是早期生成原油降解后的产物。从金龙1井埋藏史模拟的结果来看,一种可能的情况是,侏罗纪末,研究区发生了大规模的抬升事件,早期形成的油藏遭受破坏(图6a),原油发生了严重的生物降解,因此在残余原油中普遍富含25-降藿烷(图9)。在油藏的降解过程中,形成了大量的次生生物成因甲烷(第IV类天然气),在合适的圈闭中聚集成藏。白垩纪,研究区再次沉降(图6a),部分早期形成的次生生物成因甲烷得以保存下来。需要指出的是,大部分第IV类天然气中都检测出丰度不等的 C_{2-4} 组分(表1),说明除次生生物成因甲烷外,这些天然气中还混合有一部分后期生成的热成因气。

4.2.2 细菌对重烃气的选择性降解

研究区大部分天然气 $\delta^{13}C_3-\delta^{13}C_2$ 值随着 $C_1/\sum C_{1-5}$ 的增加而增加,表现出原生热成因气的特征^[53-54];另一部分天然气的 $\delta^{13}C_3-\delta^{13}C_2$ 值明显偏大,偏离了热成因气的演化趋势(图10a)。一个合理的解释是丙烷遭到了细菌的选择性降解,由于 ^{12}C 相较于 ^{13}C 对生物降解作用更加敏感,导致遭降解天然气的 $\delta^{13}C_3$ 更加富集 ^{13}C ^[59]。以风7井天然气为例,其 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 均很轻,表现为低熟油型气的特征(图5a,表2),但其 $\delta^{13}C_3$ 重达-25.3‰,

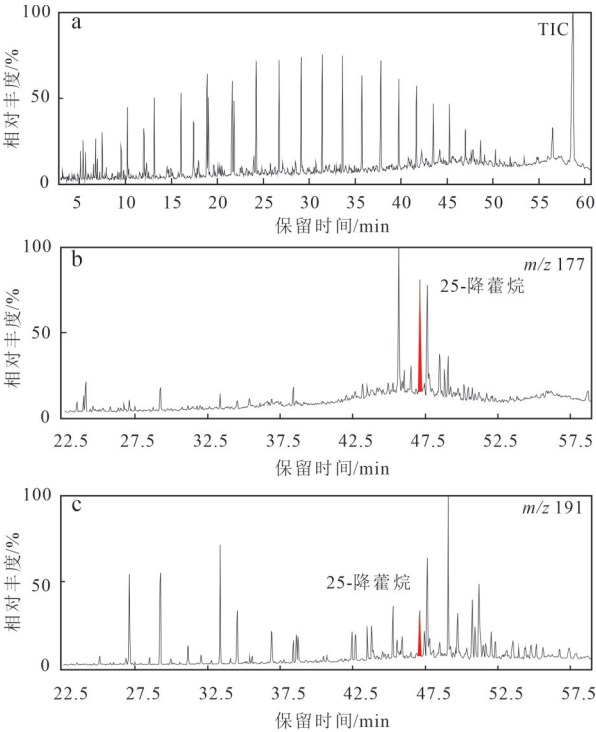


图9 准噶尔盆地克76井原油生物标志化合物色谱-质谱图
(埋深3 023~3 028 m)

Fig. 9 Biomarker compound fingerprints of oils from Well Ke 76, Junggar Basin (at a burial depth of 3 023 – 3 028 m)

$\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$ 为4.9‰,是所有样品中最大的,显然丙烷遭受了生物降解(图10a)。这也很好地解释了该样品虽然为低熟油型气,却仍然具有较高的干燥系数(图5b;表2)。细菌对丙烷的选择性消耗还反映在这部分天然气相对更高的 C_2/C_3 比值上(图10b)。更有相当一部分样品已经检测不出丙烷。当然,并不是所有降解样品均表现出以上所有特征(图10)。

此外,生物降解作用对乙烷也会造成一定的影响,只是由于它们在研究区对细菌作用的敏感性不及丙烷,加之热演化作用和混合作用的叠加,使得其表现不

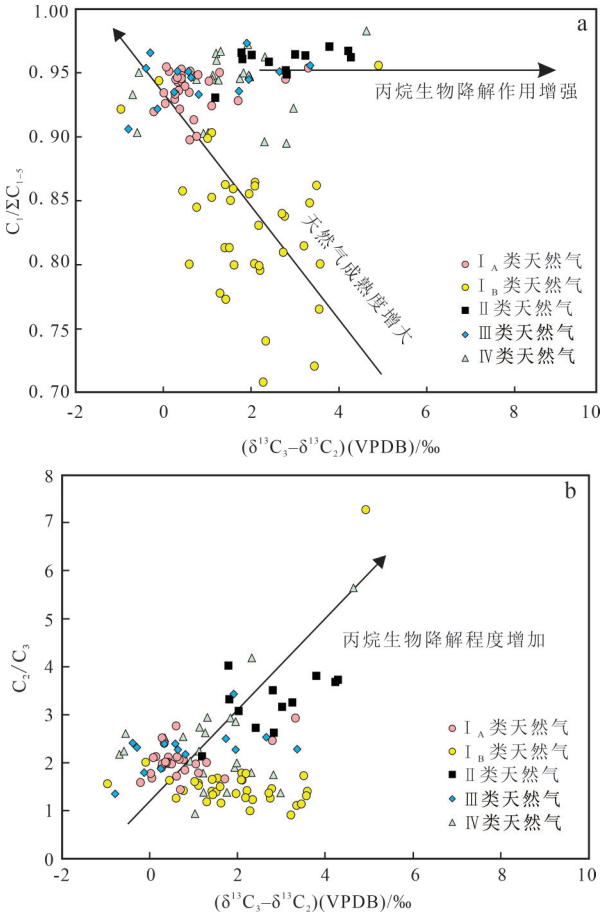


图10 准噶尔盆地西北缘天然气($\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$)– $\text{C}_1/\Sigma \text{C}_{1-5}$ (a)和
($\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$)– C_2/C_3 (b)交会图

Fig. 10 Cross plots of ($\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$) vs. $\text{C}_1/\Sigma \text{C}_{1-5}$ (a) and ($\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$) vs. C_2/C_3 (b) of natural gas at the northwestern margin of Junggar Basin

甚明显,但仍然能找到一些蛛丝马迹。一部分次生物成因甲烷,其 $\delta^{13}\text{C}_3$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 发生了倒转,同时干燥系数较高,说明乙烷遭受了生物降解(图4;表2)。例如,艾湖12井和艾湖5井天然气虽然从碳同位素来看表现出低熟油型气的特征,但其干燥系数却分别达0.94和

表2 准噶尔盆地西北缘典型生物降解天然气地球化学参数

Table 2 Geochemical parameters of biodegraded natural gases from the northwestern margin of the Junggar Basin

天然气 成因类型	井号	层位	深度/m	天然气组分含量/%										干燥 系数	$\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)/‰			数据来源
				甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	氮气	二氧化 化碳	甲烷		乙烷	丙烷		
I _B 亚类	艾湖12	T ₂ k	3 218.0	90.59	3.08	1.23	0.37	0.34	0.19	0.15	3.47	0.34	0.94	−39.8	−30.1	−30.2	本次研究	
	艾湖5	T ₂ k	3 359.5	88.02	3.52	1.81	0.60	0.69	0.44	0.40	3.27	0.52	0.92	−39.0	−30.1	−31.0	本次研究	
	风7	P ₁ f	3 153.5	94.60	3.91	0.43	—	—	—	—	0.39	—	0.96	−37.0	−30.5	−25.6	文献[14]	
IV类	克76	P ₃ w	2 964.6	91.52	4.78	1.76	—	—	—	—	0.82	—	0.93	−40.5	−29.8	−30.5	文献[14]	
	玛006	T ₁ b	3 544.0	83.40	5.18	1.85	1.32		0.56		7.24	0.10	0.90	−48.8	−29.7	−30.3	文献[14]	
	玛27	T ₂ k	2 304.0	91.82	3.42	1.05	0.15	0.09	0.05	0.01	2.71	0.68	0.95	−41.8	−30.1	−30.7	本次研究	

注:表中的“—”表示未测量出。

0.92,在图5b中表现出较高的成熟度(表2)。这是由于细菌对乙烷选择性降解,导致其含量降低,碳同位素变重所致。艾湖12和艾湖5井 $\delta^{13}\text{C}_3$ 同为 -31.0% ,是所有低熟油型气中最重的,其 $\delta^{13}\text{C}_3-\delta^{13}\text{C}_2$ 分别为 -0.1% 和 -1.0% ,发生了倒转,证实了本文的推论(图4;表2)。除了次生生物成因甲烷的混合,细菌对乙烷的降解同样会造成 $\delta^{13}\text{C}_2$ 变重,进而导致 $\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_{1-5}$ 的异常增加。艾湖12井和艾湖5井就很好地反映了这一点(表2;图7)。上述事实说明生物降解作用造成的重烃气组分和同位素的分馏是系统性的。不同组分对生物降解作用的响应程度存在差别,以丙烷最为明显,这可能与细菌菌株类型有着密切的关系^[49]。

4.3 勘探意义

长期以来,准噶尔盆地的天然气勘探主要聚焦在两大领域。第一大领域是围绕南缘中-下侏罗统(J_{1-2})煤系烃源岩的北天山山前深大构造的勘探^[60-62],发现了呼图壁和玛河等一批中型气田^[1,11]。但 J_{1-2} 煤系烃源岩在盆地其他地区多处处在未成熟-低成熟阶段^[2],勘探潜力有限。第二大领域是围绕石炭系腐殖型烃源岩的天然气勘探。目前已经在盆地东部发现了克拉美丽千亿方级大气田^[1,3,12]。然而,在盆地西部围绕C和 P_{1j} 烃

源岩的天然气勘探进展缓慢。同时,西部地区上古生界生烃凹陷埋深大,目前几乎还没有探井揭示C/ P_{1j} 烃源岩。因此,长期以来人们对准噶尔盆地西部石炭系来源天然气的勘探潜力持怀疑态度。本次研究表明,中拐凸起天然气有相当一部分为来自沙湾凹陷C/ P_{1j} 烃源岩的高熟煤型气(图5,图7;表1),证实了沙湾凹陷可能存在C/ P_{1j} 气源灶,盆地西部有望成为石炭系天然气勘探的重要接替领域。

P_{1f} 烃源岩是准噶尔盆地最重要的一套生油岩^[2,7,23],但其生气能力一直以来都被忽视了。本次研究发现, P_{1f} 生成的高熟油型气构成了西北缘天然气的重要组成部分(图5;表1),揭示了除 J_{1-2} 和C以外一个崭新的天然气勘探领域。此外,中二叠统湖相烃源岩也可能是一套潜在的气源岩。

基于地震资料和实测镜质体反射率绘制的中二叠统底界 R_o 等值线图表明,其进入生凝析气阶段($R_o > 1.3\%$)的面积为 $3.0 \times 10^4 \text{ km}^2$,进入生干气阶段($R_o > 2.0\%$)的面积为 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图11),而 P_{1f} 烃源岩埋深更大,现今热演化程度更高,天然气资源规模十分可观。此外,在阜康凹陷东侧的北三台凸起,已经发现了少量来自中二叠统湖相烃源岩的高熟油型气, $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_{1-4}$ 高达0.95^[10]。上述事实表明,二叠系湖相烃源

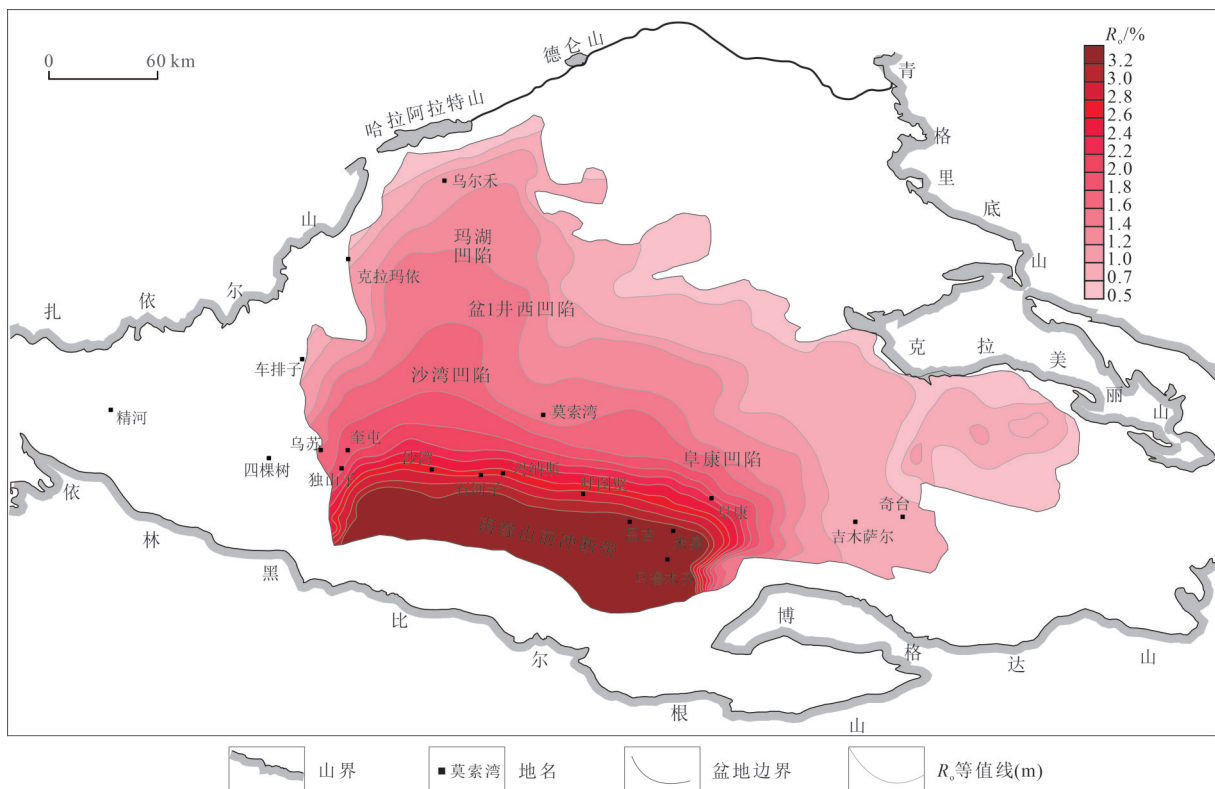


图11 准噶尔盆地中二叠统组烃源岩底界 R_o 等值线图

Fig. 11 Contour map of R_o of the Middle Permian source rocks at bottom boundary, Junggar Basin

岩生成的高熟油型气有望成为准噶尔盆地第三个天然气重点勘探领域。

本次研究还发现了一些次生生物成因气藏。尽管它们单体规模较小,但其埋深浅,甲烷浓度高,开采成本低,建产快,具有较高的商业开采价值。据估计,次生生物成因甲烷约占全球常规天然气可采储量的5%~11%^[52],已成为一类不可忽视的化石燃料资源。除西北缘外,在准噶尔盆地的腹部^[29,63-64]、西南部^[4]和东部^[10,65]也都发现了次生生物成因气藏。在今后的天然气勘探中,需要对这类资源加以重视。

5 结论

1)在准噶尔盆地西北缘发现了4种类型的天然气。第Ⅰ类天然气主要为来自 P_1f 湖相烃源岩的油型气,根据成熟度的高低可以进一步细分为 I_A 和 I_B 两个亚类。前者 $\delta^{13}C$ 相对较重, $C_1/\Sigma C_{1-5}$ 平均为0.94,来自沙湾凹陷深部;后者 $\delta^{13}C$ 贫 ^{13}C , $C_1/\Sigma C_{1-5}$ 平均仅为0.83,为来自玛湖凹陷的油伴生气。第Ⅱ类天然气 $\delta^{13}C$ 富集 ^{13}C , $C_1/\Sigma C_{1-5}$ 平均为0.96,主要来自沙湾凹陷深部 C/P_{1j} 高-过成熟腐殖型烃源岩。第Ⅲ类天然气为第Ⅰ和第Ⅱ类天然气的混合物。第Ⅳ类天然气 $\delta^{13}C_1$ 为-50.6‰~-40.5‰, $C_1/\Sigma C_{1-5}$ 为0.90~0.98,伴生原油生物标志化合物中发现了丰富的25-降藿烷,为油藏生物降解形成的次生生物成因气。

2)侏罗纪末,研究区发生了大规模的抬升,早期油藏遭受了严重的生物降解,形成大量次生生物成因甲烷。白垩纪,研究区再次沉降,沙湾凹陷 P_1f 和 P_{1j}/C 烃源岩生成大量高成熟煤型气和油型气沿断裂和不整合面向构造高部位运移,并聚集成藏。

3)本次证实了沙湾凹陷发育 C/P_{1j} 和 P_{1f} 规模有效气源灶,揭示了一个崭新的天然气勘探领域。

致谢:本文得到了中国石油勘探开发研究院戴金星院士、新疆油田公司王绪龙和郑孟林教授级高级工程师的悉心指导,谨致谢意。

参 考 文 献

- [1] Dai Jinxing, Zou Caineng, Li Wei. Giant coal-derived gas fields and their gas sources in China[M]. New York: Academic Press, 2016:269-368.
- [2] 王绪龙,支东明,王屿涛,等. 准噶尔盆地烃源岩与油气地球化学特征[M]. 北京:石油工业出版社,2013:1-565.
Wang Xulong, Zhi Dongming, Wang Yutao, et al. Source rocks and oil-gas geochemistry in Junggar Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013:1-565.
- [3] Hu Suyun, Wang Xiaojun, Cao Zhenglin, et al. Formation conditions and exploration direction of large and medium gas reservoirs in the Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1):1-13.
- [4] Zhi Dongming, Song Yong, Zheng Menglin, et al. Genetic types, origins, and accumulation process of natural gas from the south-western Junggar Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 123:104727.
- [5] 陈磊,杨懿婷,汪飞,等. 准噶尔盆地勘探历程与启示[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(5):505-518.
Chen Lei, Yang Yiting, Wang Fei, et al. Exploration history and enlightenment in Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(5):505-518.
- [6] Cao Jian, Jin Zhijun, Hu Wenxuan, et al. Improved understanding of petroleum migration history in the Hongche fault zone, north-western Junggar Basin (northwest China): Constrained by vein-calcite fluid inclusions and trace elements[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(1):61-68.
- [7] Cao Jian, Yao Suping, Jin Zhijun, et al. Petroleum migration and mixing in the northwestern Junggar Basin (NW China): constraints from oil-bearing fluid inclusion analyses[J]. Organic Geochemistry, 2006, 37(7):827-846.
- [8] 雷德文,陈刚强,刘海磊,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究[J]. 地质学报, 2017, 91(7):1604-1619.
Lei Dewen, Chen Gangqiang, Liu Hailei, et al. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil (gas) province, Junggar Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(7):1604-1619.
- [9] 支东明,唐勇,郑孟林,等. 玛湖凹陷源上砾岩大油区形成分布与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1):1-7.
Zhi Dongming, Tang Yong, Zheng Menglin, et al. Discovery, Distribution and exploration practice of large oil provinces of above-source conglomerate in Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1):1-7.
- [10] 龚德瑜,蓝文芳,向辉,等. 准噶尔盆地东部地区天然气地化特征与成因来源[J]. 中国矿业大学学报, 2019, 48(1):1-11.
Gong Deyu, Lan Wenfang, Xiang Hui, et al. Genetic types and origins of natural gases from the eastern Junggar basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 48(1):1-11.
- [11] 吴小奇,黄士鹏,廖凤蓉,等. 准噶尔盆地南缘天然气地球化学特征及来源[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(2):224-232.
Wu Xiaoqi, Huang Shipeng, Liao Fengrong, et al. Geochemical characteristics and sources of natural gas from the south margin of Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(2):224-232.
- [12] Sun Ping'an, Wang Yuce, Leng Kun, et al. Geochemistry and origin of natural gas in the eastern Junggar Basin, NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 75:240-251.
- [13] Chen Zhonghong, Cao Yingchang, Ma Zunjing, et al. Geochemistry and origins of natural gases in the Zhongguai area of Junggar Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 119:17-27.
- [14] Dongdong Hong, Jian Cao, Tao Wu, et al. Authigenic clay minerals and calcite dissolution influence reservoir quality in tight sandstones: Insights from the central Junggar Basin, NW China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2):8-19.

- [15] 李二庭,靳军,曹剑,等. 准噶尔盆地新光地区佳木河组天然气地球化学特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(9): 1362–1369.
Li Er' ting, Jin Jun, Cao Jian, et al. Geochemical characteristics and genesis of natural gas in Jiamuhe Formation in Xingguang area, Junggar Basin. [J]. Natural Gas Geosciences, 2019, 30(9): 1362–1369.
- [16] 柳波,贺波,黄志龙,等. 准噶尔盆地西北缘不同成因类型天然气来源及其分布规律[J]. 天然气工业, 2014, 34(9): 40–49.
Liu Bo, He Bo, Huang Zhilong, et al. Sources and distribution patterns of natural gas of different genetic types at the northwestern margin of the Junggar Basin. [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(9): 40–49.
- [17] 高岗,王绪龙,柳广弟,等. 准噶尔盆地西北缘克百地区天然气成因与潜力分析[J]. 高校地质学报, 2012, 18(2): 307–317.
Gao Gang, Wang Xulong, Liu Guangdi, et al. Analyses of the genesis and potential of natural gas in Kebai Area of northwest margin, Junggar Basin. [J]. Geological Journal of China Universities, 2012, 18(2): 307–317.
- [18] 王屿涛. 准噶尔盆地西北缘天然气成因类型及分布规律[J]. 石油与天然气地质, 1994, 15(2): 133–140.
Wang Y T. Genetic types and distribution regularity of natural gas in northwest margin of Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 1994, 15(2): 133–140.
- [19] Hendrix M S. Evolution of Mesozoic sandstone compositions, southern Junggar, northern Tarim, and western Turpan basins, Northwest China: A detrital record of the ancestral Tian Shan [J]. Journal of Sedimentary Research, 2000, 70: 520–532.
- [20] 何登发,张磊,吴松涛,等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845–861.
He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845–861.
- [21] 郑孟林,樊向东,何文军,等. 准噶尔盆地深层地质结构叠加演变与油气赋存[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 22–32.
Zheng Menglin, Fan Xiangdong, He Wenjun, et al. Superposition of deep geological structural evolution and hydrocarbon accumulation in the Junggar Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 22–32.
- [22] 龚德瑜,王绪龙,周川闽,等. 准噶尔盆地西北缘中三叠统克拉玛依组烃源岩生烃潜力[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(2): 328–339.
Gong Deyu, Wang Xulong, Zhou Chuanmin, et al. Hydrocarbon generation potential of Middle Triassic Karamay formation in the northwestern Junggar Basin [J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2020, 49(2): 328–340.
- [23] Cao Jian, Xia Liuwen, Wang Tingting, et al. An alkaline lake in the Late Paleozoic Ice Age (LPIA): A review and new insights into paleoenvironment and petroleum geology [J]. Earth-Science Reviews, 2020, 202: 103091.
- [24] 王社教,胡圣标,李铁军,等. 准噶尔盆地大地热流[J]. 科学通报, 2000, 45(12): 1327–1332.
Wang Shejiao, Hu Shengbiao, Li Tiejun, et al. Terrestrial heat flow in Junggar Basin [J]. Chinese Science Bulletin, 2000, 45(12): 1327–1332.
- [25] 王社教,胡圣标,汪集旻. 准噶尔盆地热流及地温场特征[J]. 地球物理学报, 2000, 43(6): 771–779.
Wang Shejiao, Hu Shengbiao, Wang Jiyang. The characteristics of heat flow and geothermal fields in Junggar Basin [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2000, 43(6): 771–779.
- [26] 邱楠生,查明,王绪龙. 准噶尔盆地地热演化历史模拟[J]. 新疆石油地质, 2000, 21(1): 38–41.
Qiu Nansheng, Zha Ming, Wang Xulong. Geothermal evolution history simulation in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2000, 21(1): 38–41.
- [27] 邱楠生,王绪龙,杨海波,等. 准噶尔盆地地温分布特征[J]. 地质科学, 2001, 36(3): 350–358.
Qiu Nansheng, Wang Xulong, Yang Haibo, et al. The characteristics of temperature distribution in the Junggar Basin [J]. Chinese Journal of Geology, 2001, 36(3): 350–358.
- [28] Sweeney J J, Burnham A K. 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. AAPG Bulletin, 74(10): 1559–1570.
- [29] Cao Jian, Wang Xulong, Sun Ping'an, et al. Geochemistry and origins of natural gases in the central Junggar Basin, northwest China [J]. Organic Geochemistry, 2012, 53: 166–176.
- [30] 任江玲,王飞宇,赵增义,等. 准噶尔盆地南缘四棵树凹陷油气成因[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(1): 25–30.
Ren Jiangling, Wang Feiyu, Zhao Zengyi, et al. Genesis of oil and gas in Sikeshu sag in the southern margin of Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(1): 25–30.
- [31] Dai Jinxing, Xia Xinyu, Qin Shengfei, et al. Origins of partially reversed alkane $\delta^{13}\text{C}$ values for biogenic gases in China [J]. Organic Geochemistry, 2004, 35(4): 405–411.
- [32] Liu Quanyou, Qin Shengfei, Lijian, et al. Natural gas geochemistry and its origins in Kuqa depression [J]. Science in China Series D-Earth Sciences, 2007, 51(suppl I): 174–182.
- [33] Des Marais D J, Donchin J H, Nehring N L, et al. Molecular carbon isotope evidence for the origin of geothermal hydrocarbon [J]. Nature, 1981, 292: 826–828.
- [34] Tilley B, Muehlenbachs K. Isotope reversals and universal stages and trends of gas maturation in sealed, self-contained petroleum systems [J]. Chemical Geology, 2013, 339: 194–204.
- [35] Galimov E M. Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rocks [J]. Chemical Geology, 1988, 71(1–3): 77–95.
- [36] Dai Jinxing. Identification and distinction of various alkane gases [J]. Science China (Series B), 1992, 35: 1246–1257.
- [37] Galimov E M. Isotope organic geochemistry [J]. Organic Geochemistry, 2006, 37(10): 1200–1262.
- [38] James A T. Correlation of reservoir gases using the carbon isotopic compositions of wet gas components [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(9): 1441–1458.
- [39] Jenden P D, Kaplan I R, Poreda R. Origin of nitrogen-rich natural gases in the California Great Valley: evidence from helium, carbon and nitrogen isotope ratios [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1988, 52(4): 851–861.
- [40] 刘全有,戴金星,金之钧,等. 塔里木盆地前陆区和台盆区天然气的地球化学特征及成因[J]. 地质学报, 2009, 83(1): 107–114.
Liu Quanyou, Dai Jinxing, Jin Zhijun, et al. Geochemistry and genesis of natural gas in the foreland and platform of the Tarim Ba-

- sin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2009, 83(1): 107–114.
- [41] 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.
- [42] Dai Jinxing, Gong Deyu, Ni Yunyan, et al. Stable carbon isotopes of coal-derived gases sourced from the Mesozoic coal measures in China[J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 74: 123–142.
- [43] Dai Jinxing, Li Jian, Luo Xia, et al. Stable carbon isotope compositions and source rock geochemistry of the giant gas accumulations in the Ordos Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(12): 1617–1635.
- [44] Gong Deyu, Li Jianzhong, Ablimit Imin, et al. Geochemical characteristics of natural gases related to Late Paleozoic coal measures in China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 96: 474–500.
- [45] Liang Digang, Zhang Shuichang, Chen Jianping, et al. Organic geochemistry of oil and gas in the Kuqa depression, Tarim Basin, NW China[J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34(7): 873–888.
- [46] 刘文汇, 徐永昌. 煤型气碳同位素演化二阶段分馏模式及机理[J]. *地球化学*, 1999, 28(4): 359–366.
- Liu Wenhui, Xu Yongchang. A two stage model of carbon isotopic fractionation in coal gas [J]. *Geochimica*, 1999, 28(4): 359–366.
- [47] 赵文智, 刘文汇. 高效天然气藏形成分布与凝析、低效气藏经济开发的基础研究[M]. 北京: 科学出版社, 2008.
- Zhao Wenzhi, Liu Wenhui. Preliminary study on the accumulation and distribution of effective gas reservoirs [M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [48] Jeffrey A W, Alimi H M, Jenden P D. Geochemistry of Los Angeles Basin oil and gas systems [J]. *AAPG Memoir*, 1991, 52, 197–219.
- [49] Pallasser R J. Recognizing biodegradation in gas/oil accumulations through the $\delta^{13}\text{C}$ compositions of gas components [J]. *Organic Geochemistry*, 2000, 31(12): 1363–1373.
- [50] Jones D M, Head I M, Gray N D, et al. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs [J]. *Nature*, 2008, 451: 176–180.
- [51] Rice D D. Controls, habitat, resource potential of ancient bacterial gas [J]. *Bacterial Gas*, 1992, 91–118.
- [52] Milkov A V. Worldwide distribution and significance of secondary microbial methane formed during petroleum biodegradation in conventional reservoirs [J]. *Organic Geochemistry*, 2011 (2), 42: 184–207.
- [53] James A T, Burns B J. Microbial alteration of subsurface natural gas accumulations [J]. *AAPG Bulletin*, 1984, 68(8): 957–960.
- [54] James A T. Correlation of reservoir gases using the carbon isotopic compositions of wet gas components [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(9): 1441–1458.
- [55] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The Biomarker Guide[M]. UK: Cambridge University Press, 2005: 176–187.
- [56] Head I M, Jones D M, Larter S R. Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil [J]. *Nature*, 2003, 426: 344–353.
- [57] Larter S, di Primio R. Effects of biodegradation on oil and gas field PVT properties and the origin of oil rimmed gas accumulations [J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(2): 299–310.
- [58] Larter S, Huang Haiping, Adams J, et al. The controls on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface. Part II—geological controls on subsurface biodegradation fluxes and constraints on reservoir-fluid property prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(6): 921–938.
- [59] Hoefs J. Stable Isotope Geochemistry. Berlin[M]: Springer-Verlag, 1973: 173–176.
- [60] 夏钦禹, 吴胜和, 冯文杰, 等. 同生逆断层伴生褶皱对冲积扇片状砂砾体及辫状水道沉积的控制——以准噶尔盆地西北缘湖湾区三叠系克拉玛依组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(2): 509–521.
- Xia Qinyu, Wu Shenghe, Feng Wenjie, et al. Controlling effects of syn depositional reverse fault associated folds on the deposition in alluvial fan sheet glutenites and braided channels: A case study of the Triassic Karamay Formation in Huwan area, northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(2): 509–521.
- [61] 毛哲, 曾联波, 刘国平, 等. 准噶尔盆地南缘侏罗系深层致密砂岩储层裂缝及其有效性[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(6): 1212–1221.
- Mao Zhe, Zeng Lianbo, Liu Guoping, et al. Characterization and effectiveness of natural fractures in deep tight sandstones at the south margin of the Junggar Basin, northwestern China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(6): 1212–1221.
- [62] 张凤奇, 鲁雪松, 卓勤功, 等. 准噶尔盆地南缘下组合储层异常高压成因机制及演化特征[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 1004–1016.
- Zhang Fengqi, Lu Xuesong, Zhuo Qingong, et al. Genetic mechanism and evolution characteristics of overpressure in the lower play at the southern margin of the Junggar Basin, northwestern China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 1004–1016.
- [63] 卫延召, 龚德瑜, 王峰, 等. 细菌作用对天然气地球化学组成的影响——以准噶尔盆地腹部石南油气田为例[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(12): 2176–2184.
- Wei Yanzhao, Gong Deyu, Wang Feng, et al. Bacteria effects on geochemical characteristics of natural gas: A case study in the Shinnan Oil-Gas field, central Junggar Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(12): 2176–2184.
- [64] 龚德瑜, 张越迁, 郭文建, 等. 次生物甲烷与生物降解作用的判识——以准噶尔盆地腹部陆梁油气田为例[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(7): 1006–1017.
- Gong Deyu, Zhang Yueqian, Guo Wenjian, et al. The identification of secondary microbial methane and biodegradation—A case study from Luliang oil and gas field, Junggar Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(7): 1006–1017.
- [65] 路俊刚, 王力, 陈世加, 等. 准噶尔盆地三台油气田原油菌解气特征及成因[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(4): 425–433.
- Lu Jungang, Wang Li, Chen Shijia, et al. Features and origin of oil degraded gas of Santai field in Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(4): 425–433.

(编辑 张玉银)