

准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气地球化学特征及成因

李二庭^{1,2}, 靳军^{1,2}, 王剑^{1,2}, 马万云^{1,2}, 陈世加³, 刘翠敏^{1,2}, 王海静^{1,2}

(1. 中国石油天然气集团有限公司砾岩油气藏勘探开发重点实验室, 新疆克拉玛依 834000;

2. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 新疆克拉玛依 834000; 3. 西南石油大学资源与环境学院, 四川成都 610500)

摘要:沙湾凹陷周缘天然气混源现象普遍, 前期缺少对地区的整体研究, 制约了研究区天然气成藏研究。为此, 系统开展了天然气地球化学特征分析, 结合烃源岩热模拟技术, 明确研究区中、浅层天然气的成因。研究显示, 沙湾凹陷周缘中、浅层天然气以甲烷为主, 干燥系数分布在0.73~1.00, $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在-56.0‰~-31.5‰, 反映研究区成熟与高-过成熟天然气共存; $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在-30.4‰~-22.8‰, 反映研究区煤型气、油型气和混合型气均有分布。结合烃源岩热解气碳同位素特征, 认为研究区天然气具有4种成因类型: I类天然气来源于佳木河组烃源岩, 主要分布在红车断裂带中段白垩系, 具有极重的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值, 大于-25.5‰, C_7 轻烃中甲基环己烷含量大于50%; II类天然气分布少, 主要为原油降解次生物气, 具有异常偏负 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值和极高的干燥系数; III类天然气来源于下乌尔禾组烃源岩, 主要分布在小拐地区及红车断裂带南段侏罗系, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在-27.9‰~-26.4‰, 具有混合型烃源岩特征; IV类天然气为下乌尔禾组烃源岩与风城组烃源岩混源, 主要分布在红车断裂带南段、北段及金龙地区, 以下乌尔禾组来源为主的天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值大于-29‰, 以风城组来源为主的天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值小于-29‰。

关键词:碳同位素; 热模拟; 油型气; 煤型气; 生物降解气; 天然气; 沙湾凹陷; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Geochemical characteristics and genesis of mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin

Li Erting^{1,2}, Jin Jun^{1,2}, Wang Jian^{1,2}, Ma Wanyun^{1,2}, Chen Shijia³, Liu Cuimin^{1,2}, Wang Haijing^{1,2}

(1. Key Laboratory of Conglomerate Reservoir Exploration and Development, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. Research Institute of Experiment and Detection of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. Resource and Environmental Engineering College, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Natural gas on the periphery of Shawan Sag, is generally derived from mixed sources. A lack of holistic study on this area in the early stage has restricted the understanding of natural gas accumulation therein. In this regard, a systematic analysis of geochemical characteristics of the natural gas is carried out by means of source-rock thermal simulation, by which the genetic types of mid-to-shallow gas on the periphery of the Shawan Sag are identified. The research results show that the natural gas in the study area is dominated by methane, with a drying coefficient ranging from 0.73 to 1.00, and a $\delta^{13}\text{C}_1$ value from -56.0‰ to -31.5‰, indicating coexistence of mature and high-to-over-mature natural gas therein. A $\delta^{13}\text{C}_2$ value varying between -30.4‰ and -22.8‰ reflects a mixed distribution of coaliferous, petroliferous and mixed gas. In addition, the analysis of carbon isotopic characteristics of source-rock pyrolysis gas, shows that the natural gas in the study area is of 4 types in genesis: Type I natural gas, featuring a very high $\delta^{13}\text{C}_2$ value greater than -25.5‰ and a methylcyclohexane content greater than 50% in lighter hydrocarbon C_7 , is derived from source rocks of the Jiamuhe Formation, and mainly distributed in the Cretaceous in the middle of Hongche fault belt; Type II natural gas of sparse distribution is mainly secondary biogas from crude oil degradation, with an abnormally negative $\delta^{13}\text{C}_1$ value and an extremely high drying coefficient; Type III natural gas is originated from the Xiawuerhe Formation source rocks and mainly distributed in the Jurassic Formation in Xiaoguai area and southern

收稿日期: 2021-08-17; 修订日期: 2021-12-02。

第一作者简介: 李二庭(1988—), 男, 博士、高级工程师, 油气地球化学。E-mail: lierting@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05008-002-50)。

Hongche fault belt, with a $\delta^{13}\text{C}_2$ value varying from -27.9% to -26.4% , a characteristic of mixed source rocks; and Type IV natural gas is mainly derived from source rocks of both Xiawuerhe Formation and Fengcheng Formation, and mainly distributed in the southern Hongche fault belt and northern Jinlong area. Among others, the natural gas mainly derived from the Xiawuerhe Formation features a $\delta^{13}\text{C}_2$ value greater than -29% , and that from the Fengcheng Formation features a $\delta^{13}\text{C}_2$ value less than -29% .

Key words: carbon isotope, thermal simulation, petroliferous gas, coaliferous gas, biogas from crude oil degradation, natural gas, Shawan Sag, Junggar Basin

引用格式:李二庭,靳军,王剑,等.准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气地球化学特征及成因[J].石油与天然气地质,2022,43(1):175-185.

DOI:10.11743/ogg20220114.

Li Erting, Jin Jun, Wang Jian, et al. Geochemical characteristics and genesis of mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 175-185. DOI:10.11743/ogg20220114.

沙湾凹陷位于准噶尔盆地西部,是盆地内油气资源最丰富的生烃凹陷之一,凹陷西接红车断裂和中拐凸起,北临盆1井西凹陷和莫索湾凸起,东连莫南凸起,南邻北天山山前冲断带的霍玛吐背斜带。沙湾凹陷周缘构造油气资源潜力巨大,发育石炭系和二叠系佳木河组、风城组以及乌尔禾组等多套烃源岩,烃源岩厚度大,生气潜力大,具备形成大-中型气藏的基础地质条件^[1-3],其中西斜坡带石油地质资源量为 $1.73 \times 10^8 \text{ t}$,天然气地质资源量为 $1.040 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4]。近年来在沙湾凹陷西侧发现的车排子、小拐和金龙等多个油气田,在油气性质上表现出了明显的差异性,甚至同一油气藏不同部位的油气在地球化学特征上也存在一定差别^[5-7]。目前已发现的气藏规模普遍较小,呈现“面广、层多、块小”的分布特征,平面上分布较广,纵向上在石炭系—白垩系储层中均有发现,但主要集中在侏罗系以及白垩系等中、浅层。天然气类型多样,成因复杂,既存在腐泥型天然气,也存在腐植型天然气,同时成熟阶段天然气与高-过成熟阶段天然气混杂分布,天然气成因与来源认识不清。

前人对沙湾凹陷周缘天然气勘探方面的研究主要以小区块对比为主^[8-12]。陈建平等^[8]依据天然气碳同位素及组成特征,将克拉玛依五八区天然气划分为两类油气来源:①高-过成熟佳木河组烃源岩;②不同演化阶段的风城组烃源岩。柳波等^[9]认为五八区下乌尔禾组天然气主要来自风城组烃源岩,中拐地区佳木河组天然气分布主要受控于佳木河组新近纪气源灶。赵爱文等^[11]采用原油生物标志化合物信息,认为红车断裂带具有两类油气来源:①原油来源于沙湾凹陷二叠系烃源岩;②原油为混源油,早期二叠系充注,晚期侏罗系和白垩系充注。李二庭等^[12]对准噶尔盆地西北缘二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组烃源岩进行了生烃潜力评价,结合烃源岩模拟实验技术,认为风城

组烃源岩生烃潜力最强,以生油为主,其次为下乌尔禾组烃源岩,既可生油也可生气,佳木河组烃源岩以生气为主,生气潜力相对较差,并结合天然气地球化学特征,认为新光地区佳木河组致密砂岩天然气主要来源于高成熟的下乌尔禾组烃源岩。整体上来看,前人对研究区中、浅层天然气成因未做整体深入的分析,这也制约了研究区天然气进一步的勘探。因此,本文通过系统开展沙湾凹陷周缘中、浅层天然气组分、碳同位素和轻烃组成分析,并对研究区二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组3套烃源岩进行生烃潜力评价分析,运用烃源岩热模拟技术,分析不同类型烃源岩生气及演化特征,最后综合分析明确研究区天然气的成因类型,为准噶尔盆地沙湾凹陷周缘天然气的勘探与开发提供理论依据。

1 研究区概况

准噶尔盆地红车断裂和中拐凸起位于沙湾凹陷西部(图1)。该区是在石炭纪基底隆起的背景上,经二叠纪构造运动发育起来的大型隆起构造,其主要的形成期应在海西期。三叠纪初,盆地整体抬升遭受剥蚀,随后进入了整体沉积—抬升的振荡发展阶段,形成了一系列冲断、褶皱、不整合及超覆等构造组合,并发育大量同沉积断裂;三叠纪末,盆地发生整体抬升,形成了三叠系和侏罗系之间的区域不整合;侏罗纪构造变化较小,有较好的继承性;白垩纪—古近纪是车拐地区比较稳定的时期,边缘缓慢隆升,中心相对沉降,但燕山期也存在两次明显的构造活动,主要表现为白垩系底界与侏罗系之间的区域不整合、古近系与白垩系之间的不整合;新近纪以来的构造活动在车拐地区的响应较弱,以抬升为主。红车断裂和中拐凸起主要的烃源岩地层有石炭系、二叠系、三叠系和侏罗系,其中以

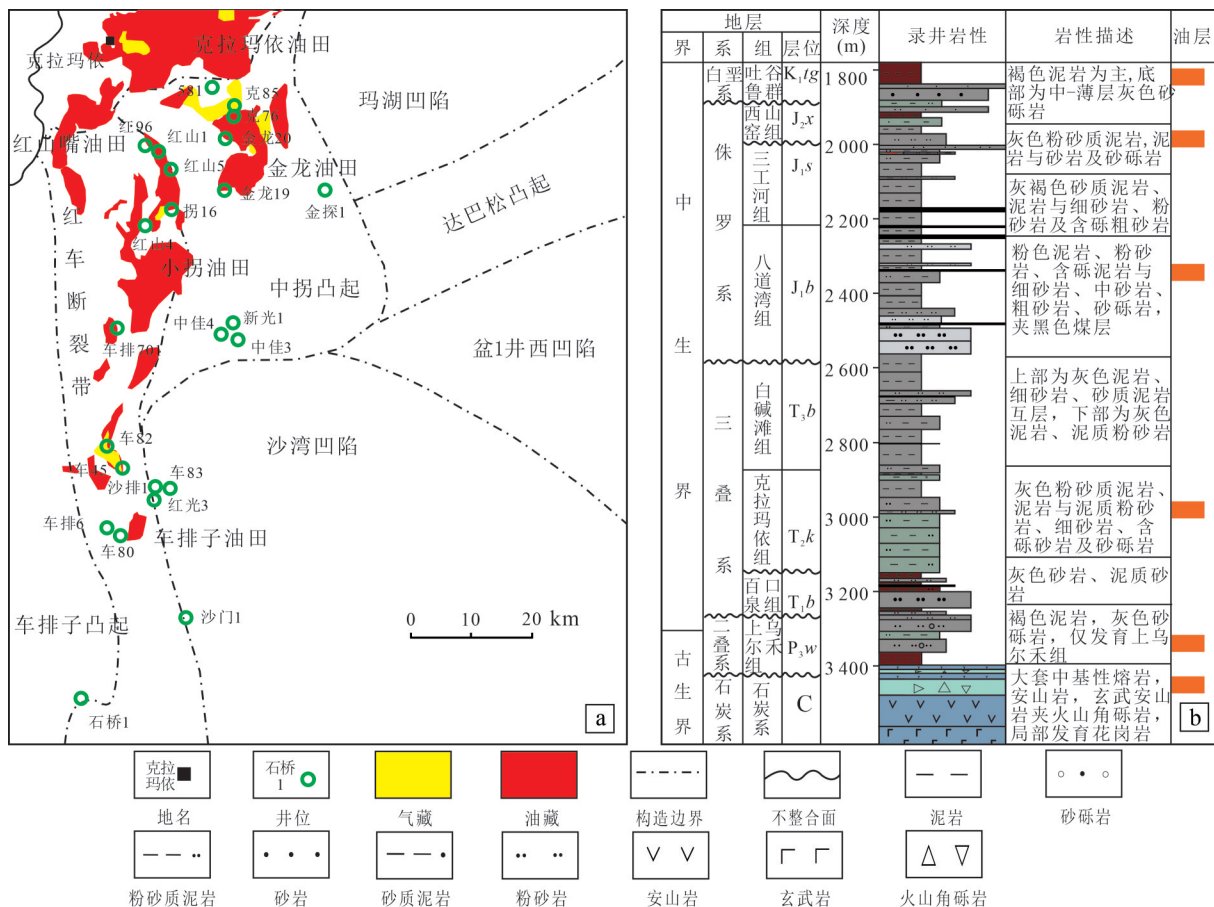


图1 准噶尔盆地沙湾凹陷位置(a)及地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Location (a) and stratigraphic column (b) of Shawan Sag, Junggar Basin

二叠系烃源岩最为重要,包括下二叠统佳木河组(P_{1j})、风城组(P_{1f})和中二叠统下乌尔禾组(P_{2w})。伴随盆地振荡与湖水进退的变化,研究区形成生油岩、储集岩体的交互与侧变,特别是受多源输入形成多期叠置的洪积、冲积和三角洲砂体是油气富集成藏的有利位置。

2 测试与实验方法

2.1 天然气组成分析方法

天然气组分(C_1-C_5)分析采用 HP 7890A 型气相色谱仪,采用两根色谱柱,由进样阀将天然气分割后进入两种色谱柱分析:色谱柱1为 Agilent 13A 分子筛色谱柱(60~80目,柱长3m),用于分离无机气体,色谱柱2为 Agilent 19095P-K25($50\text{ m} \times 530\text{ }\mu\text{m} \times 15\text{ }\mu\text{m}$),用于分离烃类气体组分,载气均为氦气。色谱柱升温程序为:初始温度 $50\text{ }^\circ\text{C}$,恒温6min,然后以 $15\text{ }^\circ\text{C}/\text{min}$ 升温至 $180\text{ }^\circ\text{C}$,保持6min。天然气中轻烃组分(C_5-C_8)分析采用 HP 7890B 型气相色谱仪,色谱柱为 HP-

PONA 毛细色谱柱($50\text{ m} \times 0.2\text{ mm} \times 0.5\text{ }\mu\text{m}$),载气为氦气。色谱柱升温程序为:初始温度 $35\text{ }^\circ\text{C}$,以 $3.0\text{ }^\circ\text{C}/\text{min}$ 升温至 $120\text{ }^\circ\text{C}$,保持12min,载气为氮气。进样口温度 $320\text{ }^\circ\text{C}$,FID 检测器温度为 $320\text{ }^\circ\text{C}$ 。

天然气碳同位素(C_1-C_4)分析采用 Delta V Advantage 同位素质谱仪,色谱柱为 CP-PoraPLOT Q 石英柱($30\text{ m} \times 0.32\text{ mm} \times 20\text{ }\mu\text{m}$),分离气组分通过高温转化炉转化为 CO_2 后进入同位素质谱仪测定碳同位素组成。色谱柱升温程序为:初始温度 $38\text{ }^\circ\text{C}$,恒温5min,以 $8\text{ }^\circ\text{C}/\text{min}$ 升至 $180\text{ }^\circ\text{C}$,恒温15min。载气为氦气,载气流速为 $2\text{ mL}/\text{min}$,甲烷碳同位素分析的分流比为 60:1,乙烷—戊烷同位素分析分流比为 10:1。

2.2 烃源岩地球化学分析

烃源岩有机碳分析采用 C-744 型有机碳分析仪,样品在高温氧气流中燃烧,使有机碳转化成二氧化碳,用红外检测器检测并给出总有机碳(TOC)含量值。载气为氧气,载气流量为 $3\text{ }000\text{ mL}/\text{min}$ 。

烃源岩热解分析采用 Rock-Eval 6 型生油岩评价

仪,热解方法为:初始温度 300 °C,恒温 3 min,然后以 25 °C/min 的速率升温至 650 °C, S_1 为 300 °C 时热蒸发出来的烃类产物含量, S_2 为 300 ~ 650 °C 升温过程有机质裂解出来的烃类产物含量,最高热解温度为热解产烃速率最高时的温度。载气为氮气,载气流速为 100 mL/min。

2.3 烃源岩热模拟实验

沙湾凹陷周缘存在多套烃源岩,其中佳木河组和石炭系烃源岩有机质类型以Ⅲ型为主,为典型的腐殖型烃源岩,下乌尔组烃源岩有机质类型以Ⅱ₂和Ⅲ型为主,属于混合型烃源岩,而风城组烃源岩以Ⅱ₁型和部分以Ⅰ型为主,属于腐泥型和偏腐泥型烃源岩^[12]。戴金星等^[13]提出以 $\delta^{13}\text{C}_2$ (PDB)在-29.0‰~-27.5‰作为腐殖型与腐泥型成因天然气的界限,处于这一区间的为混源气,但研究区佳木河组与下乌尔禾组烃源岩均为腐殖型烃源岩,其不同在不同烃源岩和不同热演化条件下生成天然气差异尚无相关研究,研究区的天然气混源特征也十分普遍,仅依据这一判识标准无法准确确定不同成因天然气的来源。因此,需要利用烃源岩热模拟实验来了解不同烃源岩在不同演化条件下的生气特征,用于研究天然气成因,判断不同层位烃源岩对各个地区油气藏的贡献,从而确定天然气勘探目的区。

选取准噶尔盆地西北缘地区拐16、克85和581井佳木河组烃源岩,风南1、风20和风南2井风城组烃源岩,金探1、玛004和克76井下乌尔禾组烃源岩,样品信息见表1。选取的样品 TOC 分布在 0.70 % ~ 5.51 %,热解峰温 $T_{\max}$ 值分布在 408 ~ 450 °C。采用的热模拟实验装置为黄金管-高压釜热模拟装置,热模拟实验温度设在 400 ~ 600 °C,取样温度为 400, 450, 500, 550 和 600 °C 5 个温度点,对应计算镜质体反射率 R_o 分别为 1.14 %, 1.62 %, 2.28 %, 3.22 % 和 4.54 %^[14-15],对收集的热解气进行碳同位素分析。

3 天然气地球化学特征与模拟实验结果

3.1 天然气组成特征

天然气组成可以反映天然气的成熟度和烃源岩类型^[16]。准噶尔盆地红车断裂带和中拐凸起中、浅层天然气组成比较复杂,从表2中可以看出,研究区中、浅层天然气组成以烃类气体为主,含量分布在 91.91 % ~ 99.02 %,其中,甲烷是烃类气体的主要成分,含量分

表1 准噶尔盆地沙湾凹陷二叠系烃源岩热模拟样品信息

Table 1 Summary of samples for thermal simulation taken from the Permian source rocks in Shawan Sag, Junggar Basin

井号	层位	岩性	TOC/%	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	HI/(mg·g ⁻¹)
拐16	P _{1j}	凝灰质泥岩	2.51	433	25.10
克85	P _{1j}	沉凝灰岩	1.04	445	24.04
581	P _{1j}	含凝灰泥岩	0.74	408	6.75
风南1	P _{1f}	白云质泥岩	0.70	437	277.14
风20	P _{1f}	白云岩	5.51	436	681.20
风南2	P _{1f}	白云质泥岩	2.18	440	459.17
金探1	P _{2w}	深灰色泥岩	1.41	450	262.41
玛004	P _{2w}	泥岩	1.44	436	52.08
克76	P _{2w}	泥岩	1.77	443	58.19

注:HI为氢指数。

布在 70.12 % ~ 95.93 %,随着碳数增加,各烃类组分含量逐渐降低,天然气干燥系数 C_1/C_{1-5} 值分布在 0.73 ~ 1.00,属于湿气-干气,反映研究区天然气成熟度为成熟-高成熟演化阶段。其中,红车断裂带中段天然气干燥系数整体偏高,在 0.95 ~ 0.98,主要为气藏气或含油凝析气,凝析油密度小于 0.78 g/cm³;红车断裂带北段拐16井(J_{1s}),干燥系数高达 1.00,甲烷含量高达 98.46 %,且与稠油伴生,原油密度达到 0.920 5 g/cm³。

3.2 天然气碳同位素组成特征

天然气的碳同位素组成是反映其母质类型和成熟度等重要指标^[17]。一般来说,随着烃源岩有机质演化程度增加,生成天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值会逐渐增加,同时 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值也会随成熟度的升高而增加,但增加的幅度较甲烷小,据此可以反映天然气的母质来源。根据戴金星^[18]划分的不同类型天然气甲烷碳同位素和成熟度计算模式,其煤型气公式为:

$$\delta^{13}\text{C}_1 \approx 14.12 \lg R_o - 34.39 \quad (1)$$

油型气公式为:

$$\delta^{13}\text{C}_1 \approx 15.80 \lg R_o - 42.20 \quad (2)$$

从图2中可以看出,研究区中、浅层天然气甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在 -56.0‰ ~ -31.5‰,处于成熟-高过成熟阶段,拐16井天然气具有异常偏负的天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值,反映其受微生物作用的影响^[19]。红车断裂带南段天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值最重(-32.6‰~-31.5‰),是研究区成熟度最高的天然气;红车断裂带中段除车82井和车排701井外,具有异常偏负的天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值,且车82井为稠油层,原油密度达到 0.892 8 g/cm³,可能也受到了微生物作用的影响,其余井天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值偏重,达到成熟-高成熟阶段;红车断裂带北段天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$

表 2 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气组分与碳同位素组成

Table 2 Composition and carbon isotopes of mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin

井区	井号	层位	天然气组分含量/%					C_1/C_{1-5}	$\delta^{13}C/\text{‰}$		
			N_2	C_1	C_2	C_3	C_{4+}		C_1	C_2	C_3
红车 断裂带南段	沙门1	J_1s	0.71	92.29	3.06	1.51	1.95	0.94	-31.5	-27.1	-26.3
	沙门1	K_1q	1.71	95.93	1.84	0.39	0.51	0.97	-32.2	-30.3	—
	石桥1	K_1q	7.58	77.55	10.36	3.38	1.11	0.84	-32.6	-26.4	-24.8
红车 断裂带中段	车80	K_1q	2.86	94.83	1.51	0.38	0.24	0.98	-33.6	-23.8	-23.4
	车2033	K_1tg	3.04	93.87	1.73	0.38	0.38	0.97	-32.3	-23.2	-19.9
	车83	K_1tg	5.44	86.79	2.82	1.16	1.14	0.95	-31.6	-22.8	-22.0
	沙排1	K_1tg	2.73	95.05	1.31	0.25	0.51	0.98	-31.5	-24.5	—
	红光3	K_1tg	1.64	93.69	2.02	0.65	1.53	0.96	-33.2	-25.4	-25.0
	车排6	K_1q	3.49	93.19	1.77	0.37	0.27	0.98	-32.4	-25.5	-24.4
	车82	J_1b	0.24	95.79	1.79	0.30	1.08	0.97	-44.1	-26.6	—
	车排701	J_1b	2.00	92.32	1.70	0.27	0.46	0.98	-42.3	-27.8	-25.1
红车 断裂带 北段	拐16	J_1s	0.79	98.46	0.39	0.03	0.04	1.00	-56.0	-25.6	-17.1
	红山4	T_2k	1.42	88.20	4.15	2.15	3.54	0.90	-43.2	-28.8	-23.9
	红山5	T_2k	0.87	90.94	3.49	1.84	2.75	0.92	-34.1	-28.9	-27.2
	红96	T_2k	1.77	92.34	1.79	0.35	1.63	0.96	-35.6	-30.4	-23.4
小拐 地区	红山1	T_2k	3.41	92.09	2.35	0.58	0.96	0.96	-34.9	-30.4	-25.7
	中佳4	J_1b	2.69	90.65	2.89	1.98	2.18	0.93	-35.8	-28.0	-28.6
	新光1	J_1b	0.92	84.36	5.03	4.29	4.80	0.86	-35.8	-27.8	-27.7
金龙 地区	中佳3	J_1b	4.73	88.96	2.69	1.29	1.37	0.94	-36.8	-27.6	-27.7
	金龙20	T_2k	1.53	93.39	3.11	1.04	0.70	0.95	-32.9	-28.2	-27.9
金龙 地区	金龙19	T_2k	1.71	91.33	3.10	1.26	2.16	0.94	-33.9	-29.5	-29.0

注:表中“—”表示无分析数据。

值分布范围最宽,反映天然气成因最为复杂;小拐地区和金龙地区天然气 $\delta^{13}C_1$ 值较为集中,达到成熟-高成熟阶段。

戴金星等^[13]根据中国各盆地天然气组成特征,提出以 $\delta^{13}C_2$ 值大于 -27.5‰ 为煤型气, $\delta^{13}C_2$ 值小于 -29.0‰ 为油型气。从图2a可以看出,研究区中、浅层

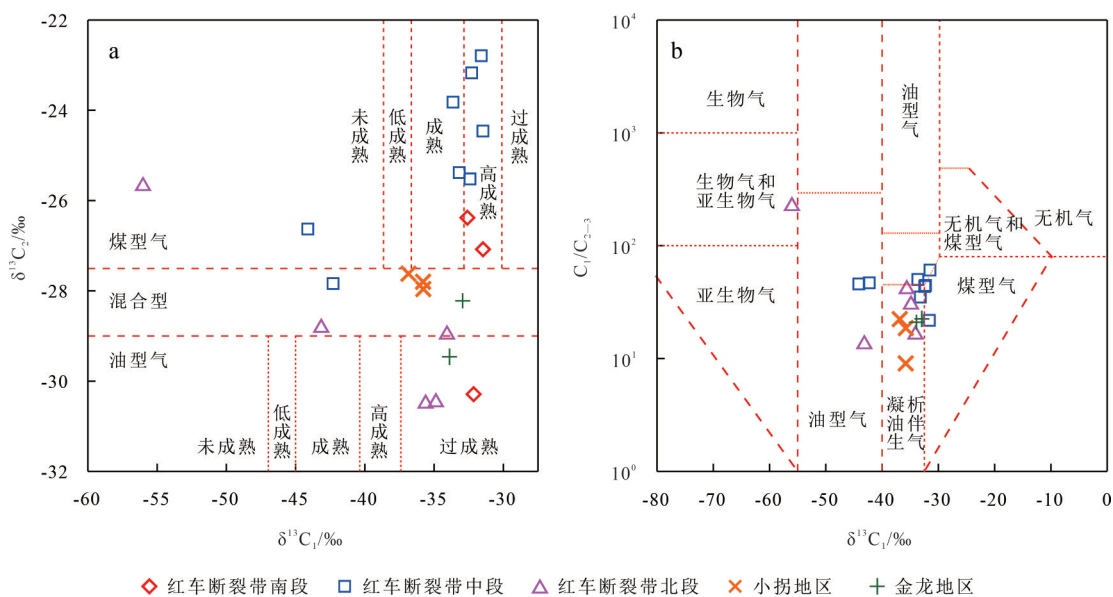
图2 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气 $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_1$ (a)和 C_1/C_{2-3} 与 $\delta^{13}C_1$ (b)关系(图版引自文献[21])

Fig. 2 Types of the mid-to-shallow natural gas as indicated by cross plots of $\delta^{13}C_2$ vs. $\delta^{13}C_1$ (a) and C_1/C_{2-3} vs. $\delta^{13}C_1$ (b) on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin (from reference [21])

天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 $-30.4\text{‰} \sim -22.8\text{‰}$, 反映煤型气、油型气和混合型气均有分布, 存在多套烃源岩贡献。其中, 红车断裂带北段天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布范围最宽 ($-30.4\text{‰} \sim -25.6\text{‰}$), 天然气成因最为复杂, 既包含生物气, 又包含油型气和混合型气; 红车断裂带中段天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值基本大于 -27.5‰ , 以煤型气为主, 而车82井和车排701井, 具有偏负的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值, 相比拐16井生物气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 偏负, 反映可能混有其他类型天然气; 小拐地区天然气主要为混合型气。

利用 $\text{C}_1/\text{C}_{2-3}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 系也可以判断天然气的类型^[20]。从图2b可以看出, 研究区中、浅层天然气主要为凝析油伴生气和煤型气, 红车断裂带北段拐16井为生物气。

3.3 天然气轻烃组成特征

C_7 轻烃组成可以区分天然气的母质类型^[22]。甲基环己烷主要来源于高等植物, 其高丰度可指示煤型气, 而庚烷值和异庚烷值可用于表征天然气成熟度^[20], 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气轻烃组成见图3和表3。庚烷值分布在 $5.12 \sim 32.75$, 异庚烷值分布在 $0.83 \sim 3.17$, 反映天然气成熟度为低-高成熟阶段, 相对低于碳同位素数据反映出的成熟度。如车83井气层气, 天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值为 -31.6‰ , 反映高成熟, 而庚烷值为 27.20 , 异庚烷值为 1.61 , 反映成熟-高成熟, 可能是由于天然气的充注是一个连续的过程, 早期相对重组分成熟度较低, 而后期进入的轻组分成熟度较高^[23]。另外, 从表3中天然气的气油比可以看出, 研究

区天然气多为原油溶解气, 由于原油的混入, 可能会导致天然气中轻烃的庚烷值和异庚烷值发生改变^[24]。

红车断裂带南段天然气 C_7 轻烃中正庚烷、甲基环己烷和二甲环戊烷组成较为接近, 甲基环己烷含量分布在 $38.21\% \sim 45.04\%$, 正庚烷含量分布在 $38.51\% \sim 44.44\%$, 反映母质类型为混合型; 红车断裂带中段天然气 C_7 轻烃甲基环己烷含量占优势, 分布在 $49.29\% \sim 67.77\%$, 正庚烷含量分布在 $9.50\% \sim 37.07\%$, 反映腐殖型母质类型; 红车断裂带北段天然气中, 除红山1井 C_7 轻烃中正庚烷含量占优势, 为 61.63% , 反映腐泥型母质类型, 其余井显示母质类型为混合型; 小拐地区天然气 C_7 轻烃中甲基环己烷含量略占优势, 分布在 $43.75\% \sim 46.85\%$, 正庚烷含量分布在 $31.25\% \sim 35.71\%$, 反映混合型偏腐殖型母质类型; 金龙地区天然气 C_7 轻烃中正庚烷含量占优势, 分布在 $47.54\% \sim 56.74\%$, 反映偏腐泥型母质类型。

3.4 烃源岩地球化学组成特征

准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气烃源以二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组最为重要。其中, 佳木河组烃源岩以凝灰岩为主, 在沙湾凹陷最大厚度可达 100 m 以上^[4], 总体为差-中等烃源岩, 部分为较好烃源岩, 生烃潜力较差, 主要表现为 TOC 含量较低, 分布在 $0.04\% \sim 8.11\%$, 以小于 0.60% 为主, 氯仿沥青“A”含量低, 分布在 $0.01\% \sim 0.19\%$, 以小于 0.05% 为主, 氢指数 (HI) 分布在 $0 \sim 150\text{ mg/g}$, T_{max} 值分布在 $400 \sim 503\text{ }^\circ\text{C}$, 生烃母质以Ⅲ型为主, 属于腐殖型

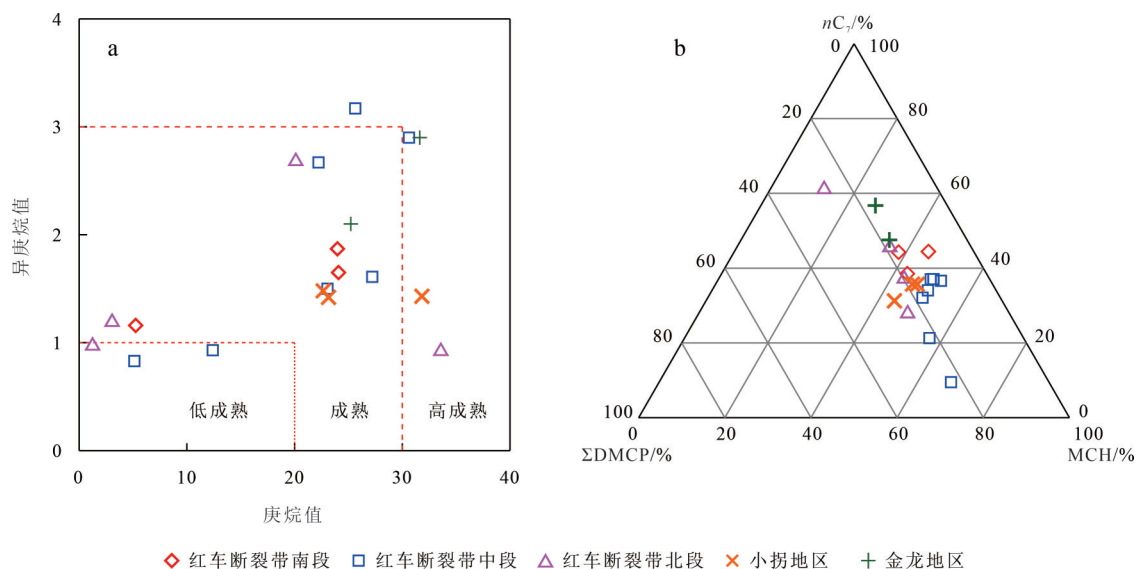


图3 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气庚烷值与异庚烷值(a)和正庚烷—甲基环己烷—二甲环戊烷(b)关系
Fig. 3 Cross plots of heptane vs. isoheptane (a) and ternary diagram of n-heptane-methylcyclohexane-dimethylcyclopentane (b) of the mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin

表 3 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气轻烃组成

Table 3 Light hydrocarbon compositions of the mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin

井位	井号	层位	气油比/($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$)	C ₇ 轻烃组分含量/%			庚烷值	异庚烷值
				正庚烷	甲基环己烷	二甲基环戊烷		
红车断裂带南段	沙门 1	J _{1s}	157	38.51	43.11	18.38	24.08	1.65
	沙门 1	K _{1q}	93	44.27	38.21	17.53	23.98	1.87
	石桥 1	K _{1q}	气层	44.44	45.04	10.52	5.25	1.16
红车断裂带中段	车 80	K _{1q}	气层	37.07	49.90	13.03	25.63	3.17
	车 2033	K _{1tg}	—	34.07	50.12	15.81	23.05	1.50
	车 83	K _{1tg}	20 629	36.62	51.85	11.53	27.21	1.61
	沙排 1	K _{1tg}	19 136	—	—	—	—	—
	红光 3	K _{1tg}	24 787	37.04	49.29	13.68	30.62	2.90
	车排 6	K _{1q}	气层	32.11	49.84	18.05	22.22	2.67
	车 82	J _{1b}	35	21.29	56.87	21.84	12.40	0.93
	车排 701	J _{1b}	气层	9.50	67.77	22.73	5.12	0.83
红车断裂带北段	拐 16	J _{1s}	229	—	—	—	—	—
	红山 4	T _{2k}	381	28.39	48.26	23.35	1.25	0.99
	红山 5	T _{2k}	327	37.70	42.78	19.52	3.06	1.21
	红 96	T _{2k}	381	46.08	35.27	18.65	20.11	2.70
	红山 1	T _{2k}	0	61.63	12.23	26.14	33.58	0.94
小拐地区	中佳 4	J _{1b}	0	35.71	45.71	18.57	23.15	1.42
	新光 1	J _{1b}	146	35.68	46.85	17.47	22.65	1.48
	中佳 3	J _{1b}	19 456	31.25	43.75	25.00	31.82	1.43
金龙地区	金龙 20	T _{2k}	914	47.54	34.43	18.03	25.22	2.10
	金龙 19	T _{2k}	962	56.74	26.60	16.67	31.62	2.90

注:表中“—”表示无分析数据。

烃源岩;风城组烃源岩是以泥岩、白云质泥岩和泥质白云岩为主,在沙湾凹陷沉积厚度分布在 50~225 m^[4],是一套最好的生油岩,具有很强生烃潜力,主要表现为有机碳含量高,分布在 0.37%~3.08%,以大于 1.0%为主,氯仿沥青“A”含量高,分布在 0.05%~0.52%,以大于 0.1%为主,氢指数分布在 150~600 mg/g, $T_{\max}$ 值分布在 400~460 °C,生烃母质以 I 和 II 型为主,属于腐泥型烃源岩;下乌尔禾组烃源岩在沙湾凹陷厚度多分布在 50~150 m^[4],井下钻揭极少,已有烃源岩分析显示,有机碳含量较高,分布在 0.13%~5.02%,以大于 1.0%为主,但氯仿沥青“A”含量较低,分布在 0.004%~3.22%,以小于 0.1%为主,氢指数分布在 10~450 mg/g, $T_{\max}$ 值分布在 322~510 °C,生烃母质以 II 和 III 型为主,属于混合型烃源岩(图 4)。

根据前人的研究^[12],二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组烃源岩热模拟生烃高峰(液态烃产率)分别为 88.80、563.37 和 371.26 kg/t,总产气率分别为 66.02、351.20 和 293.35 kg/t。实验结果显示:风城组烃源岩生烃能力最强,以生油为主,下乌尔禾组烃源岩既可生油也可生气,佳木河组烃源岩以生气为主,下乌

尔禾组烃源岩生气能力明显高于佳木河组烃源岩,是该区一套重要的气源岩。

3.5 烃源岩热解气地球化学组成特征

一般来说,随着成熟度的增加,天然气碳同位素值逐渐变重,且在相似演化程度情况下,煤型气的碳同位素明显重于油型气碳同位素。本文采用烃源岩热模拟实验研究不同层位烃源岩在不同演化阶段生气产物的碳同位素特征,发现在相同热演化条件下,天然气碳同位素值:腐泥型烃源岩<混合型烃源岩<腐殖型烃源岩(图 5)。

据第四次资源评价,沙湾凹陷中二叠统烃源岩沉积中心区成熟度分布在 1.3%~3.0%,下二叠统烃源岩沉积中心区成熟度分布在 2.0%~3.0%。从图 5 可以看出,在 500 °C($R_o=2.28\%$),佳木河组烃源岩热解气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在 -35.1‰~-27.4‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -26.4‰~-21.3‰,克拉玛依五八区克 82 井佳木河组天然气已确定其来源于佳木河组烃源岩^[25], $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -29.65‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -22.98‰,与佳木河组烃源岩热解气组成基本相似,说明了实验的可靠性;在 500 °C

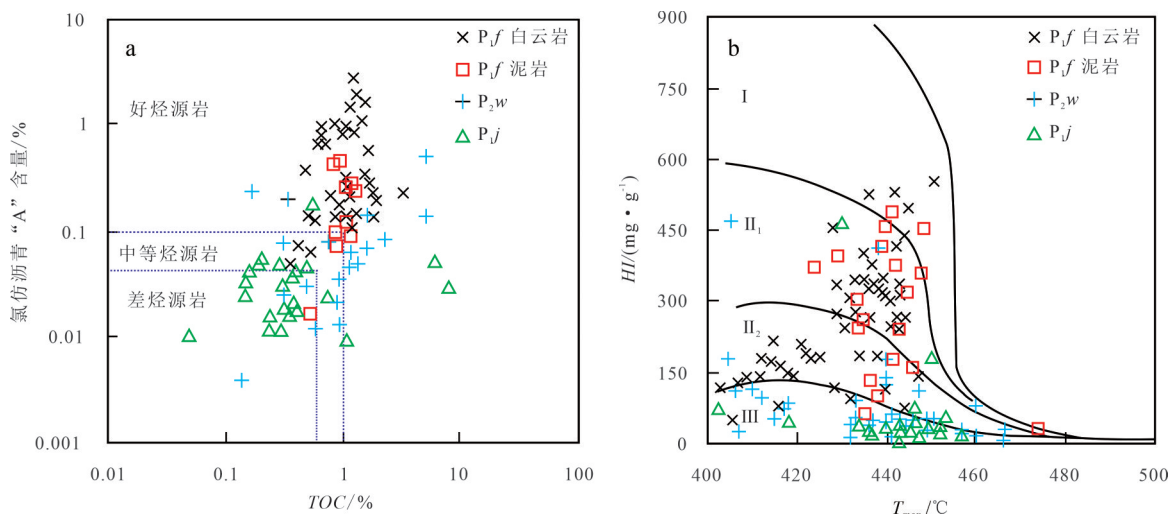


图4 准噶尔盆地沙湾凹陷二叠系烃源岩TOC与氯仿沥青“A”含量(a)和 $T_{\max}$ 与HI(b)关系

Fig. 4 Cross plots of TOC vs. chloroform bitumen A (a) and $T_{\max}$ vs. HI (b) of the Permian source rocks in the Shawan Sag, Junggar Basin

($R_0=2.28\%$), 风城组烃源岩热解气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在 -41.4% ~ -40.2% , $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -36.0% ~ -32.9% , 在 $600\text{ }^\circ\text{C}$ ($R_0=4.54\%$), $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在 -38.6% ~ -38.5% , $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -31.4% ~ -31.0% ; 在 $450\text{ }^\circ\text{C}$ ($R_0=1.62\%$), 下乌尔禾组烃源岩热解气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在 -42.0% ~ -36.1% , $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -34.8% ~ -26.9% , 在 $500\text{ }^\circ\text{C}$ ($R_0=2.28\%$), $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分布在 -38.1% ~ -32.5% , $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -29.3% ~ -26.1% 。

二叠系热模拟实验结果显示, 佳木河组烃源岩热解气碳同位素分布最重, 将乙烷碳同位素大于 -26.0% 的天然气的划分为 P_{1j} 烃源岩生成的天然气。对于风城组腐泥型烃源岩来说, 在高-过成熟阶段, 热解气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值依然小于 -31.0% , 可作为油型气天然气判识标志。乙烷碳同位素分布在 -29.0% ~ -26.0% 的天然气的成因最复杂, 可能是 P_{2w} 烃源岩单一来源天然气, 也可能是 P_{1j} 腐殖型烃源岩生成的天然气和 P_{jf} 腐泥型烃源岩生成的天然气混合。

4 天然气成因分析及意义

综合以上的分析, 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气主要有4种成因类型。I类天然气来源于高-过成熟佳木河组烃源岩, 主要分布在红车断裂带中段车80、车2033、车83、沙排1、红光3和车排6井白垩系, 具有非常重的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值, 分布在 -25.5% ~ -22.8% , 与佳木河组烃源岩 $500\text{ }^\circ\text{C}$ ($R_0=2.28\%$)热解气相似, 且天然气干燥系数极高, C_7 轻烃中以甲基环己烷占优势, 与克拉玛依五八区佳木河组气藏天然气类

似, 来源于佳木河组烃源岩^[25], 五八区佳木河组天然气 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 值基本大于0.95, 为干气, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值大于 -26.0% , C_7 轻烃中以甲基环己烷占优势, 含量大于50%。

II类天然气主要为生物气, 主要分布在红车断裂带北段拐16井和中段车82井和车排701井侏罗系, 具有异常偏负的天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值和较重的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值, 干燥系数 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 值接近1.0, 而原油通过厌氧细菌降解作用, 主要产物为甲烷, 含量一般大于95%, 具有少量重烃, 含量一般在 0.5% ~ 5.0% ^[17], $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -26.0% ~ -25.5% , 反映母质类型为偏腐殖型, 与准噶尔盆地陆梁地区白垩系生物气特征类似^[21], 推测其来源为腐殖型下乌尔禾组烃源岩。另外, 生物气常与稠油伴生, 以车82井为例, 原油密度达到 0.8928 g/cm^3 , 全油碳同位值 -29.8% , C_{21} , C_{22} , C_{23} 三环萜烷呈“山峰型”分布, Ts/Tm 值为0.36, 伽马蜡烷指数为0.10, 为典型下乌尔禾组来源^[26], 车82和车排701井天然气主体为生物气, 可能混油少量高成熟天然气, 造成其 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值较拐16井重, 干燥系数略低。

III类天然气来源于下乌尔禾组烃源岩, 主要分布在小拐地区中佳4、新光1和中佳3井侏罗系八道湾组及红车断裂带南段石桥1和沙门1侏罗系, 干燥系数 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 值小于0.95, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 -27.9% ~ -26.4% , 具有混合型烃源岩特征, 与下乌尔禾组烃源岩 $500\text{ }^\circ\text{C}$ ($R_0=2.28\%$)热解气相似, 天然气组成中, 甲基环己烷含量分布在 31.25% ~ 48.27% , 正庚烷含量分布在 34.69% ~ 48.44% , 具有混合型烃源特征, 与准噶尔盆地腹部侏罗系油气藏天然气类似, 来源于下乌尔禾组烃源岩^[26-27], 该区侏罗系天然气干燥系数

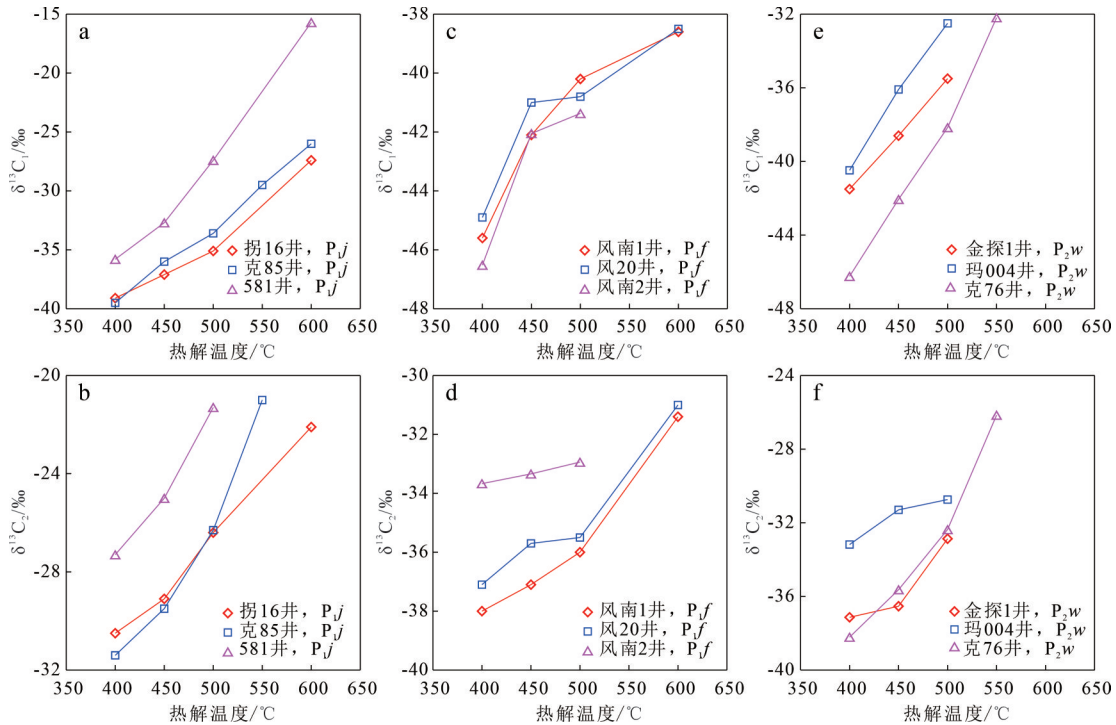


图5 准噶尔盆地沙湾凹陷二叠系烃源岩热解气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 随热解温度变化

Fig. 5 $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_2$ variation with temperature of pyrolysis gas from the Permian source rocks in Shawan sag, Junggar Basin

- a. 佳木河组烃源岩热解气甲烷碳同位素; b. 佳木河组烃源岩热解气乙烷碳同位素; c. 风城组烃源岩热解气甲烷碳同位素;
d. 风城组烃源岩热解气乙烷碳同位素; e. 下乌尔禾组烃源岩热解气甲烷碳同位素; f. 下乌尔禾组烃源岩热解气乙烷碳同位素

$\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 值基本小于0.95,为湿气-偏干气, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 $-27.5\text{‰} \sim -26.1\text{‰}$,甲基环己烷含量分布在 $43.11\% \sim 46.85\%$,正庚烷含量分布在 $31.25\% \sim 44.44\%$,另外,以中佳3井侏罗系为典型的凝析油伴生气藏为例,凝析油密度为 0.7714 g/cm^3 ,油-气同源,而凝析油全油碳同位素值为 -29.0‰ ,Pr/Ph值为1.60,Pr/nC₁₇值为0.35,Ph/nC₁₈值为0.35, β -胡萝卜素含量极低,C₂₁,C₂₂,C₂₃三环萜烷呈“山峰型”分布,Ts/Tm值为0.48,伽马蜡烷指数为0.15,为典型下乌尔禾组来源^[26]。

IV类天然气主要为下乌尔禾组烃源岩与风城组烃源岩混源,主要分布在红车断裂带南段和北段及金龙地区,分为两小类:IV-1天然气以下乌尔禾组来源为主, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 $-28.9\text{‰} \sim -28.2\text{‰}$,甲基环己烷含量分布在 $42.78\% \sim 48.26\%$,正庚烷含量分布在 $28.39\% \sim 47.54\%$,干燥系数 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 值基本小于0.95,以溶解气为主,以红山5井为例,原油密度为 0.8480 g/cm^3 ,全油碳同位素值为 -30.1‰ ,Pr/Ph值为1.18,Pr/nC₁₇值为0.98,Ph/nC₁₈值为0.90, β -胡萝卜素含量低,C₂₁,C₂₂,C₂₃三环萜烷呈“上升型”分布,Ts/Tm值为0.37,伽马蜡烷指数为0.34,具有典型下乌尔禾组和风城组混源特征^[26]。IV-2天然气以风城组来源为主,

$\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在 $-30.4\text{‰} \sim -29.5\text{‰}$,C₇轻烃以正庚烷占优势,甲基环己烷含量分布在 $12.23\% \sim 38.21\%$,正庚烷含量分布在 $44.27\% \sim 61.63\%$,具有典型偏腐泥型母质特征,干燥系数 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 值基本大于0.95,以溶解气为主,以金龙19井为例,原油密度为 0.8557 g/cm^3 ,全油碳同位素值为 -29.9‰ ,Pr/Ph值为0.96,Pr/nC₁₇值为0.67,Ph/nC₁₈值为0.80, β -胡萝卜素含量高,C₂₁,C₂₂,C₂₃三环萜烷呈“上升型”分布(二者的分布特征相近),Ts/Tm值为0.11,伽马蜡烷指数为0.20,具有典型风城组和下乌尔禾组混源特征^[26]。

从沙湾凹陷周缘中、浅层天然气分布及成因来看,沙湾凹陷中心二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组烃源岩均具有较好的生气潜力。从烃源岩分布来看,沙湾凹陷沉积中心二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组烃源岩具有分布广、厚度大,主体埋深大于6500 m,具备大规模生气条件^[28]。从地质构造来看,红车断裂带方向为沙湾凹陷生成的油气运移的有利指向区^[29]。红车断裂带中-北段构造活动强,地层剥蚀严重,缺失二叠系和三叠系,侏罗系作为盖层直接覆盖在石炭系之上,油气藏多为受构造控制的断块油气藏^[28]。晚三叠世之前,断裂开启,沙湾凹陷生成的油气沿不整合面和断层运移至断裂带上盘,但由于保存

条件差,油气散失严重,形成了许多稠油点(车82井油藏),即使油源充足,也很难形成大规模油气聚集,因此勘探潜力低。晚三叠世之后,断裂停止活动,沙湾凹陷生成的油气在断裂带下盘聚集成藏,后期由于浅层断裂带的沟通,但断裂规模不大,沟通能力不强,导致下盘油气发生小规模的二次调整,形成了侏罗系和白垩系浅层、小规模、分散性油气藏(车45井侏罗系气藏)。因此,该区保存条件较好的深层具有一定的勘探潜力。红车断裂带南段断裂较为发育,深层大断裂直接沟通到侏罗系和白垩系浅层,沟通能力强,沙湾凹陷风城组和下乌尔禾组烃源岩生成的油气沿大断裂运移至浅层成藏,且封闭性较好^[30],能够形成大量油气藏,具有一定的天然气勘探潜力。

5 结论

1)准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气主要分布在红山断裂带和小拐地区、金龙地区。天然气类型多、成因复杂,干燥系数分布在0.73~1.00,属于湿气-干气。结合天然气碳同位素和轻烃组成特征,认为中、浅层天然气以成熟-高成熟气为主,生物气、煤型气、油型气和混合型气均有分布。

2)准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气主要有4种成因类型,Ⅰ类天然气来源于佳木河组烃源岩,主要分布在红车断裂带中段白垩系,具有极重的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值;Ⅱ类天然气为下乌尔禾组烃源岩生成原油降解生成的生物气,主要分布在红车断裂带北段和中段侏罗系,具有异常偏负 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值;Ⅲ类天然气来源于下乌尔禾组烃源岩,主要分布在小拐地区及红车断裂带南段侏罗系,以偏湿气为主, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值分布在-27.9‰~-26.4‰,具有混合型烃源岩特征;Ⅳ类天然气主要为下乌尔禾组烃源岩与风城组烃源岩混源,主要分布在红车断裂带南段和北段及金龙地区,受混源比例不同,以 $\delta^{13}\text{C}_2=-29\%$ 为分界线, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值大于-29‰,以下乌尔禾组来源为主, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值小于-29‰,以风城组来源为主。

3)红车断裂带南段断裂较为发育,深层大断裂直接沟通烃源岩与储层,且封闭性较好,具有一定的天然气勘探潜力;沙湾凹陷区靠近烃源中心,构造稳定,可能具有较好的天然气勘探潜力。

参 考 文 献

[1] 张义杰,王绪龙,刘得光.准噶尔盆地天然气资源勘探战略与对策[J].新疆石油地质,2001,22(5):386-389.

- Zhang Yijie, Wang Xulong, Liu Deguang. The measures and strategy for exploration of natural gas resources in Junggarbasin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(5): 386-389.
- [2] 柳广弟,张义杰.准噶尔盆地复合油气系统特征、演化与油气勘探方向[J].石油勘探与开发,2002,29(1):36-39.
- Liu Guangdi, Zhang Yijie. Characteristics and evolution of composite petroleum systems and the exploration strategy in Junggar basin, northwest China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 36-39.
- [3] 张枝焕,秦黎明,李伟,等.准噶尔盆地腹部车莫古隆起南北两侧含油构造油源及烃源灶转移[J].中国地质,2009,36(4):826-836.
- Zhang Zhihuan, Qin Liming, Li Wei, et al. The distribution of oil sources and the transformation of hydrocarbon kitchens in oil-bearing structural belts on northern and southern sides of the Chemo plaeo - uplift within central Junggarbasin [J]. Chinese Geology, 2009, 36(4): 826-836.
- [4] 李建忠,郑民,郭秋麟,等.第四次油气资源评价[M].北京:石油工业出版社,2019.
- Li Jianzhong, Zheng Min, Guo Qiulin, et al. Fourth assessment for oil and gas resource [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [5] 何登发,陈新发,况军,等.准噶尔盆地石炭系烃源岩分布与含油气系统[J].石油勘探与开发,2010,37(4):397-408.
- He Dengfa, Chen Xinfu, Kuang Jun, et al. Distribution of Carboniferous source rocks and petroleum systems in the Junggarbasin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 397-408.
- [6] 潘建国,郝芳,谭开俊,等.准噶尔盆地西北缘天然气特征及成藏规律[J].石油天然气学报,2007,29(2):20-23.
- Pan Jianguo, Hao Fang, Tan Kaijun, et al. Characteristics of natural gas and rules of hydrocarbon accumulation in the northwest margin of Junggarbasin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(2): 20-23.
- [7] 陈建平,王绪龙,邓春萍,等.准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J].地质学报,2016,90(1):37-67.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar basin, northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(1): 37-67.
- [8] 陈建平,查明,周瑶琪,等.准噶尔盆地克拉玛依油田油气运聚期次及成藏研究[J].中国海上油气(地质),2002,16(1):19-22.
- Chen Jianping, Zha Ming, Zhou Yaoqi, et al. Hydrocarbon migration stages and accumulation in Karamay oilfield, Junggar basin [J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 2002, 16(1): 19-22.
- [9] 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):40-46.
- 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): 40-46.
- [10] 杨鹏程,高先志,马俊,等.车排子凸起西南缘油气来源与成藏过程[J].海洋石油,2015,35(4):13-19.
- Yang Pengcheng, Gao Xianzhi, Ma Jun, et al. Oil source and hydrocarbon accumulation process in southwest of Chepaizi uplift [J]. Offshore Oil, 2015, 35(4): 13-19.
- [11] 赵爱文,王振奇,李伟强.准噶尔盆地西北缘红车断裂带油气来源与成藏模式[J].西安石油大学学报(自然科学版),2015,

- 30(5): 16-22.
- Zhao Aiwen, Wang Zhenqi, Li Weiqiang. Hydrocarbon sources and accumulation modes of Hongche fault zone in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science), 2015, 30(5): 16-22.
- [12] 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 Erting, Jin Jun, Cao Jian, et al. Geochemical characteristics and genesis of natural gas in Jiamuhe Formation in Xinguang area, Junggar basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(9): 1362-1369.
- [13] 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 等. 中国天然气工业发展趋势和天然气地质理论重要进展[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 127-142.
- Dai Jinxing, Qin Shengfei, Tao Shizhen, et al. Developing trends of natural gas industry and the significant progress on natural gas geological theories in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(2): 127-142.
- [14] 秦黎明, 张枝焕, 朱雷, 等. 准噶尔盆地南缘中二叠统烃源岩封闭体系生烃热模拟实验分析[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 860-865.
- Qin Liming, Zhang Zhihuan, Zhu Lei, et al. Productions of closed system experiments for middle Permian source rock in southern Junggar basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(5): 860-865.
- [15] 马万云, 迪丽达尔·肉孜, 李际, 等. 准噶尔盆地南缘侏罗系烃源岩生烃特征[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(1): 31-37.
- Ma Wanyun, Dilidaer Rouzi, Li Ji, et al. Hydrocarbon generation of Jurassic source rocks in the southern margin of Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(1): 31-37.
- [16] 胡安文, 王德英, 于海波, 等. 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气成因及油气成因关系判别[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 903-912.
- Hu Anwen, Wang Deying, Yu Haibo, et al. Genesis of natural gas and genetic relationship between the gas and associated condensate in Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 903-912.
- [17] 范东稳, 卢振权, 李广之, 等. 南祁连盆地木里坳陷石炭系-侏罗系天然气水合物气源岩有机地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 348-358.
- Fan Dongwen, Lu Zhenquan, Li Guangzhi, et al. Organic geochemical characteristics of the Carboniferous-Jurassic potential source rocks for natural gas hydrates in the Muli Depression, Southern Qilian Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 348-358.
- [18] 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学(B辑), 1992, 22(2): 185-193.
- Dai Jinxing. Identification of different hydrocarbon gas [J]. Science in China (Series B), 1992, 22(2): 185-193.
- [19] Pallasser R J. Recognising biodegradation in gas/oil accumulation-through the $\delta^{13}\text{C}$ compositions of gas components [J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(12): 1363-1373.
- [20] Hu Guoyi, Li Jin, Shan Xiuqin, et al. The origin of natural gas and the hydrocarbon charging history of the Yulin gas field in the Ordos basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 81(4): 381-391.
- [21] 孙平安, 王绪龙, 唐勇, 等. 准噶尔盆地浅层天然气多种成因地球化学研究[J]. 地球化学, 2012, 41(2): 109-121.
- Sun Pingan, Wang Xulong, Tang Yong, et al. Geochemical constraints on the multiple origins of shallow-buried natural gases in the Junggar basin [J]. Geochimica, 2012, 41(2): 109-121.
- [22] 程克明, 金伟明, 何忠华, 等. 陆相原油及凝析油的轻烃单体组成特征及地质意义[J]. 石油勘探与开发, 1987, 14(1): 33-34.
- Cheng Keming, Jin Weiming, He Zhonghua, et al. Composition characteristics of light hydrocarbons in continental oil and condensate and their geological significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 1987, 14(1): 33-34.
- [23] 孙平安, 卞保力, 袁云峰, 等. 准噶尔盆地南缘天然气地球化学与成因研究[J]. 地球化学, 2015, 44(3): 275-288.
- Sun Pingan, Bian Baoli, Yuan Yunfeng, et al. Natural gas in southern Junggar Basin in northwest China: Geochemistry and origin [J]. Geochimica, 2015, 44(3): 275-288.
- [24] 王培荣, 徐冠军, 张大江, 等. 常用轻烃参数正、异庚烷值应用中的问题[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(1): 121-128.
- Wang Peirong, Xu Guanjin, Zhang Dajiang, et al. Problems with application of heptanes and isoheptane values as light hydrocarbon parameters [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(1): 121-128.
- [25] 杨海风, 韦恒叶, 姜向强, 等. 准噶尔盆地西北缘五-八区二叠系天然气类型判别及分布规律研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(1): 46-50.
- Yang Haifeng, Wei Hengye, Jiang Xiangqiang, et al. Identification of natural gas types and analysis on its distribution rules in Permian in block No. 5-8 of northwest margin of Junggar basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(1): 46-50.
- [26] 王绪龙, 康素芳. 准噶尔盆地腹部及西北缘斜坡区原油成因分析[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(2): 108-112.
- Wang Xulong, Kang Sufang. Analysis of crude origin in hinterland and slope of northwest margin, Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(2): 108-112.
- [27] 李二庭, 陈俊, 迪丽达尔·肉孜, 等. 准噶尔盆地腹部地区原油金刚烷化合物特征及应用[J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 569-576.
- Li Erting, Chen Jun, Dilidaer Rouzi, et al. Characteristics of diamondoids in crude oil and its application in hinterland of Junggar basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4): 569-576.
- [28] 关新, 潘树新, 曲永强, 等. 准噶尔盆地沙湾凹陷滩坝砂的发现及油气勘探潜力[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(1): 90-98.
- Guan Xin, Pan Shuxin, Qu Yongqiang, et al. Discovery and hydrocarbon exploration potential of beach-bar sand in Shawan Sag, Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(1): 90-98.
- [29] 赵爱文, 王振奇, 李伟强. 准噶尔盆地西北缘红车断裂带油气来源与成藏模式[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(5): 16-22.
- Zhao Aiwen, Wang Zhenqi, Li Weiqiang. Hydrocarbon sources and accumulation modes of Hongche fault zone in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2015, 30(5): 16-22.
- [30] 吴孔友, 郭建勋, 姚卫江, 等. 准噶尔盆地红车断裂带结构与成藏差异性分析[J]. 地质与资源, 2019, 28(1): 58-65.
- Wu Kongyou, Guo Jianxun, Yao Weijiang, et al. Analysis on the structure and accumulation differences of Hongche fault belt in Junggar basin [J]. Geology and Resources, 2019, 28(1): 58-65.