

# 准噶尔盆地北部 石北凹陷天然气地球化学特征及成因

李园园,曲彦胜,王圣柱,熊峥嵘,吕铁良

中国石化胜利油田勘探开发研究院

**摘要** 准噶尔盆地北部乌伦古凹陷历经40余年油气勘探尚未实现工业突破,2016年在石北凹陷准北1井三叠系首次获得天然气发现,因而厘清天然气成因和气源岩对于评价油气勘探潜力和规模意义重大。系统收集了乌伦古凹陷及周缘的天然气地球化学数据,基于天然气碳同位素、轻烃组成认识准北1井天然气特征及类型,基于3个石炭系、1个二叠系烃源岩样品的封闭体系生烃模拟实验结果开展准北1井气源对比分析,并结合地震剖面、区域磁力异常等资料对天然气成因机制作了探讨。结果表明:①准北1井天然气具有甲烷含量低、干燥系数低、氮气含量较高、乙烷碳同位素偏重( $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 $-26\text{‰}$ )的特征,轻烃中甲基环己烷含量较高(63.6%),属于腐殖型热解气。②石北凹陷北部发育区域性大断裂,沿断裂发育的闪长岩侵入体造成的岩浆脱气作用是准北1井天然气中氮气含量较高的主要原因。③准北1井天然气与下石炭统滴水泉组烃源岩生烃模拟产物的碳同位素特征相似,表明两者具有一定亲缘性,推断天然气主要来自于滴水泉组海陆过渡相成熟烃源岩。紧邻滴水泉组烃源岩的圈闭是乌伦古凹陷天然气藏勘探的重要方向。

**关键词** 天然气;氮气;成因;生烃模拟;石炭系;石北凹陷;乌伦古凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

## 0 前言

目前越来越多的学者认为,准噶尔盆地作为油气并存的大型叠合盆地,具备大中型气田(藏)形成的基本条件,具有较大的天然气藏勘探潜力<sup>[1]</sup>。准噶尔盆地已发现的天然气田(藏)主要包括西北缘克乌断裂下盘的克百气田、腹部陆梁地区白垩系天然气藏以及东缘克拉美丽气田,而在盆地北部的乌伦古凹陷并未发现商业性气藏。海西期及燕山期构造运动导致乌伦古凹陷经历多期次抬升,地层遭受剥蚀,缺失准噶尔盆地重要的烃源岩——二叠系风城组及芦草沟组烃源岩。乌伦古凹陷自1957年开展油气勘探以来共计钻探13口探井,均未发现规模聚集的工业油气藏。自2008年以来,围绕准噶尔北部下组合石炭系开展勘探,发现了包括五彩湾气田、克拉美丽气田等多个天然气田(藏),使得乌伦古凹陷重新进入人们视野。2016年,位于乌伦古

陷南部石北凹陷的准北1井在三叠系克拉玛依组底部3 574~3 606 m井段的砂砾岩中见到强烈气侵和荧光显示,完井常规测试最高日产气超过 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,日均产气 $1\,315 \text{ m}^3$ 。这是首个在准噶尔盆地北部乌伦古凹陷发现的天然气藏。本文对准北1井三叠系与盆地东北缘其他层系的天然气地球化学特征进行对比分析,并开展气源对比和天然气成因探讨,有助于认识乌伦古凹陷的油气资源潜力,对于在该区获得天然气商业突破具有重要意义。

## 1 区域地质背景

乌伦古凹陷位于准噶尔盆地东北缘,呈北西西向近菱形展布,东边到克拉美丽山前一侧收缩变窄,西至德伦山乌兰林格断裂,北抵青格里底山山前一带,南以陆梁隆起为界(图1a),主要包括石北凹陷、索索泉凹陷、红岩断阶带等构造单元(图1b)。乌参1等钻井资料揭示乌伦古凹陷自下而上发育石

收稿日期:2022-04-13;改回日期:2022-10-09;网络出版日期:2023-02-01

本文受国家科技重大专项课题“准噶尔盆地碎屑岩层系油气富集规律与勘探评价”(编号:2016ZX05002-002),中国石化科技攻关项目“石炭系领域油气成藏规律及目标评价”(编号:P17001)联合资助

**第一作者:**李园园,硕士,助理研究员,现从事准噶尔盆地油气成藏研究工作。通信地址:257000 山东省东营市东营区聊城路2号胜利油田勘探开发研究院;E-mail: 362446385@qq.com

炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系及古近系,缺失中二叠统一下三叠统,二叠系仅在坳陷南部的石北凹陷残留下二叠统。坳陷内的上古生界发育一套海陆过渡相碎屑岩及火山岩建造,中新生界发育一套河流—湖泊相的粗碎屑和含煤建造。

乌伦古坳陷石炭系构造—沉积背景复杂。早石炭世早—中期,克拉美丽洋壳向北俯冲,乌伦古坳

陷处于多岛弧的弧后盆地背景,发育浅海相、海陆过渡相环境。早石炭世晚期,克拉美丽洋盆闭合,在克拉美丽缝合带南侧五彩湾及邻区形成残余的陆缘海。晚石炭世区内构造背景发生重大转变,由俯冲挤压环境转换为碰撞后应力松弛期的伸展环境,火山活动强烈,导致乌伦古坳陷部分地区缺失上石炭统。

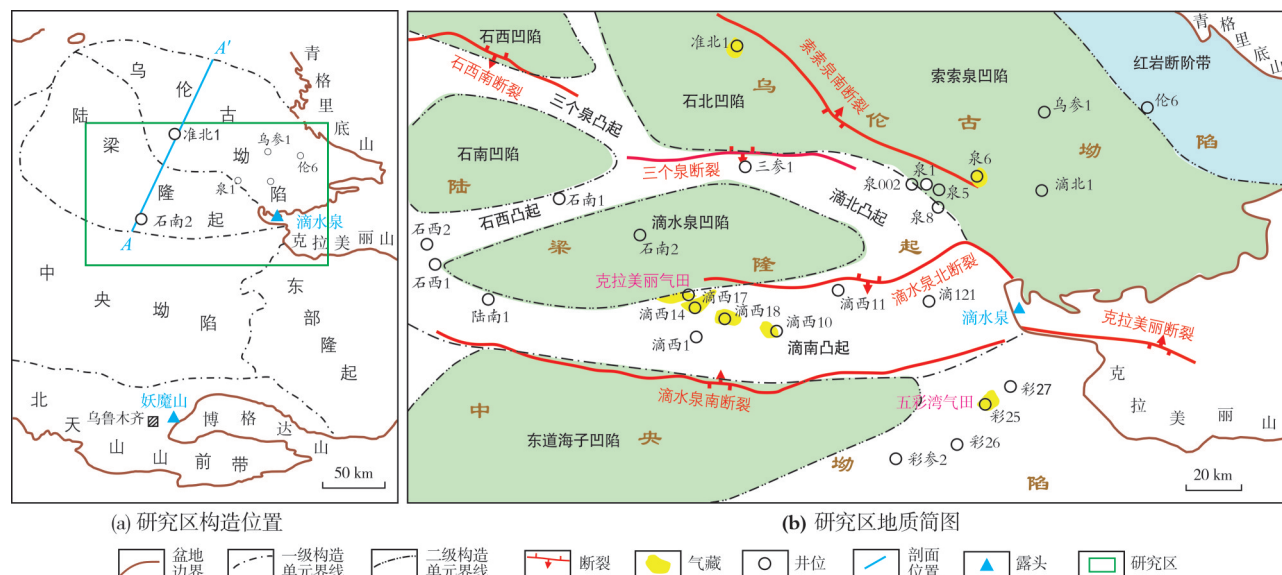


图1 研究区位置及地质简图

Fig. 1 Location and geological sketch of the study area in northern Junggar Basin

## 2 天然气地球化学特征

### 2.1 天然气成分特征

准噶尔盆地东北缘已发现的天然气主要赋存于石炭系、中三叠统、下侏罗统,不同构造部位天然气的富集层系以及地球化学特征有一定差别。乌伦古坳陷准北1井三叠系天然气密度为(0.85~0.93) g/cm<sup>3</sup>,甲烷含量为54.5%~73.9%,干燥系数为0.83~0.84,小于0.95,属于湿气范畴。坳陷边缘的滴水泉凹陷、五彩湾气田天然气干燥系数较低,以湿气为主<sup>[2]</sup>;而盆地东部的三台凸起、北三台凸起天然气干燥系数多数大于0.94,以干气为主。准北1井天然气中的氮气含量较高,达到11.1%~32.7%,按照天然气中氮气含量分类<sup>[3]</sup>,属于富氮型天然气。从氮气含量与甲烷碳同位素组成相关图可以看出(图2):准北1井与索索泉凹陷的泉6井、石西凸起石南1井的气均属于富氮天然气,五彩湾气田(彩参2井)以及滴北凸起的泉1井的气

属于含氮天然气,滴南凸起(滴西10井)的气属于低氮天然气,具体数据见表1。

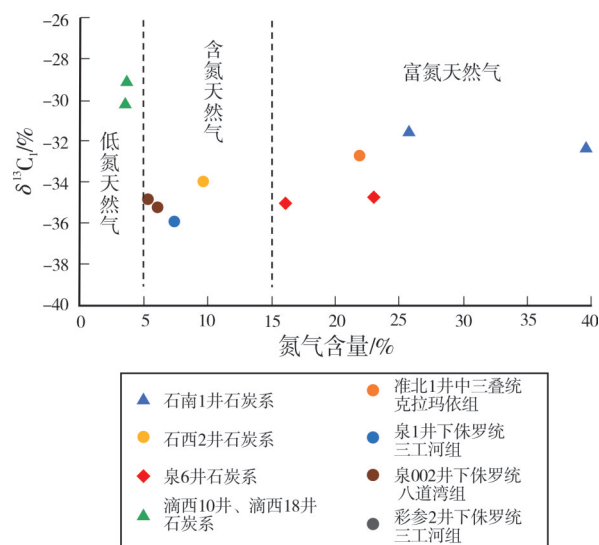


图2 乌伦古坳陷及周缘天然气中氮气含量分类图

Fig. 2 N<sub>2</sub> content classification of natural gas in Ulungu Depression and its periphery

表1 准噶尔盆地东北缘天然气地球化学数据表  
Table 1 Geochemical data of natural gas in northeastern Junggar Basin

构造单元 (气田)	井名	层位	深度/m	组分含量/%			$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$				数据来源
				甲烷	乙烷	氮气	甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	
石北凹陷	准北1	中三叠统 克拉玛依组	3 574~3 606	73.9	8.5	11.1	-32.7	-26.0	-25.9		本文
				54.5	6.2	32.7					
石西凸起	石南1	石炭系		67.3	1.3	25.7	-31.5	-26.6	-24.8		文献[4]
				53.8	0.8	39.6	-32.3	-27.3	-27.1	-25.2	
	石西1	石炭系		81.5	5.9	10.8	-33.4	-26.7	-26.0	-25.4	
	石西2	石炭系		86.1	2.4	9.8	-33.9	-27.8	-26.2	-26.4	
滴北凸起 与索索泉 凹陷南部	泉1	下侏罗统 三工河组	1 252~1 260.5	88.1		6.9		-24.5	-21.2	-21.3	文献[5]
	泉6	下侏罗统 八道湾组	1 772~1 780	69.9		23.1	-34.7	-32.9			
		石炭系	2 218	79.2		16.1	-35.0	-32.9			
	泉8	石炭系	2 173~2 185				-31.2	-22.2	-20.9		
	泉002	下侏罗统 八道湾组	1 574~1 579	90.2		5.5	-34.8	-24.0	-21.6		
五彩湾 气田	彩参2	下侏罗统 三工河组		86.7	4.3	2.5	-32.5	-26.0	-25.6	-25.6	文献[4]
	彩25	石炭系	3 028				-30.0	-26.6	-22.6	-22.3	
	彩27	石炭系					-30.3	-25.0	-23.0	-22.6	
滴南凸起	滴西10	石炭系	3 024~3 048	91.2		3.7	-29.1	-26.8	-24.6	-24.8	文献 [6~7]
	滴西18	石炭系	3 510	83.9		3.7	-30.0	-27.1	-24.7		
	陆南1	下侏罗统 三工河组					-34.7	-27.4	-26.8	-26.9	文献[4]

## 2.2 天然气碳同位素特征及成因类型

天然气碳同位素组成特征是判断天然气成因的主要地球化学手段。准北1井区天然气甲烷碳同位素组成( $\delta^{13}\text{C}_1$ )为 $-32.7\text{‰}$ ,乙烷碳同位素组成( $\delta^{13}\text{C}_2$ )为 $-26.0\text{‰}$ ,丙烷碳同位素组成( $\delta^{13}\text{C}_3$ )为 $-25.9\text{‰}$ ,具有正碳同位素系列特征,即 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$ ;  $\text{CO}_2$ 含量仅为0.1%,远小于20%。这些特征表明其成因类型属于有机成因天然气<sup>[8]</sup>。有机成因气按照其气源岩母质类型可以划分为腐殖型气、腐泥型气和过渡型气;按照烃源岩成熟度可以划分为生物气、热解气和裂解气<sup>[8]</sup>。

众多学者研究认为天然气 $\text{C}_1\text{—C}_4$ 系列化合物中, $\delta^{13}\text{C}_1$ 主要受烃源岩热演化程度的影响,而 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 则主要受气源岩母质类型的影响<sup>[9]</sup>。准北1井天然气相对富集较重的碳同位素。通过甲烷与乙烷碳同位素组成交会图(图3)分析,准北1井三叠系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 大于 $-27\text{‰}$ ,属于腐殖型气的范畴<sup>[10]</sup>。

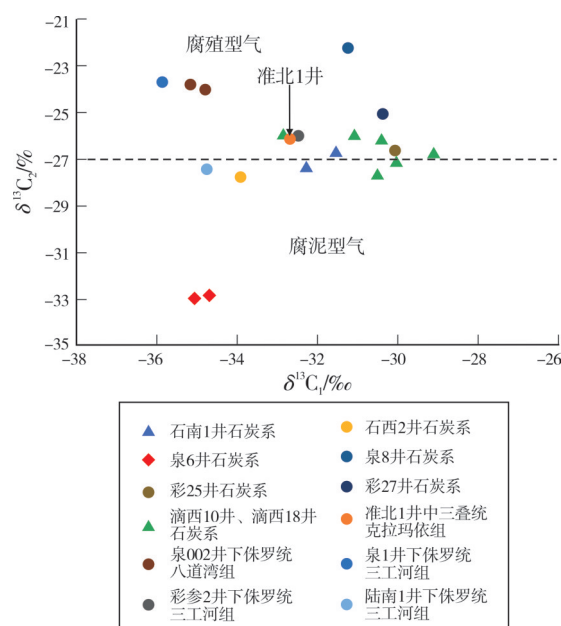


图3 乌伦古凹陷及周缘天然气甲烷、乙烷碳同位素交会图

Fig. 3 Crossplot of  $\delta^{13}\text{C}_1$  and  $\delta^{13}\text{C}_2$  of natural gas in Ulungu Depression and its periphery



对比邻近地区, 准北1井天然气碳同位素特征与克拉美丽气田的相近, 如滴西10井和滴西18井石炭系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 $-27.1\text{‰} \sim -26.8\text{‰}$ <sup>[6]</sup>; 索索泉凹陷6井石炭系天然气相对富集轻的碳同位素, $\delta^{13}\text{C}_2$ 可达 $-32.9\text{‰}$ , 表现出腐泥型气的特征; 而滴北凸起泉1井、泉002井侏罗系以及泉8井和五彩湾气田石炭系天然气具有相对富集较重的碳同位素的特征<sup>[11]</sup>,  $\delta^{13}\text{C}_2$ 最大可达 $-22.2\text{‰}$ 。

由于有机质在生成烃类的过程中, 早期生成的甲烷具有碳同位素较轻的特点, 而进入干酪根裂解阶段生成的天然气的碳同位素值呈现增大的趋势, 因此, 甲烷碳同位素组成是判断天然气成熟度的良好指标<sup>[6]</sup>。国内外众多学者建立了天然气甲烷碳同位素与成熟度的线性关系, 按照戴金星等提出的腐殖天然气甲烷碳同位素值和其烃源岩成熟度之间的回归方程<sup>[11]</sup>, 计算出准北1井天然气烃源岩的成熟度( $R_o$ )为1.37%。

### 2.3 天然气轻烃特征

这里讨论的轻烃是指液态轻烃, 包括 $\text{C}_5$ — $\text{C}_{10}$ 的烃类化合物。准北1井天然气中轻烃的含量极低。 $\text{C}_7$ 系列中, 甲基环己烷含量高(63.6%), 二甲

基环戊烷含量次之(22.8%), 正庚烷含量最低(13.6%)。苯和甲苯相对含量中等, 苯指数为30.77。一般认为甲基环己烷主要来自高等植物的木质素、纤维素、糖类有机聚合物, 热力学性质相对稳定, 其高含量往往反映了陆源母质贡献。准北1井天然气甲基环己烷含量大于50%, 属于腐殖型气的范畴<sup>[5,12]</sup>。

### 2.4 天然气中的氮气成因

一般认为天然气中的氮气成因主要包括有机质脱氮作用、大气来源、火山来源等3种<sup>[13-14]</sup>。有机质在最大脱氮阶段生成的氮气仅占总生气量的2.0%<sup>[4]</sup>, 远小于准北1井天然气中的氮气含量(11.1%~32.7%)。大气来源的氮气主要是沉积盆地浅层溶解于地下水中的 $\text{N}_2$ , 在地下水的循环作用下呈游离相逸出, 并运移聚集到天然气藏中。准北1井气藏埋深大于3 000 m, 且从过准北1井的近北东—南西向地震剖面(图4)可以看出, 盆地内部的断裂多终止于三叠系底部, 断裂活动期主要为海西期, 三叠纪以来断裂活动性较弱, 天然气藏的保存条件较好, 因此, 准北1井天然气中的氮气来源于大气的可能性较低。

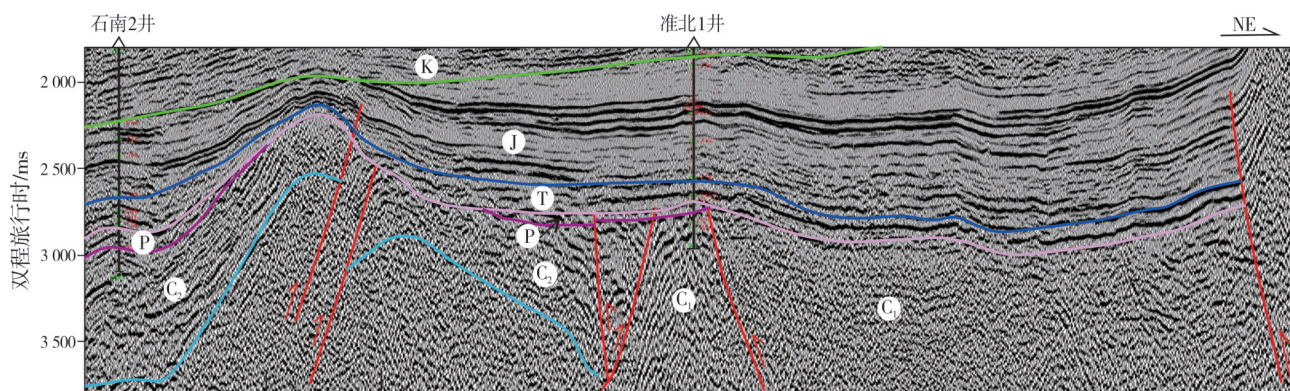


图4 准噶尔盆地乌伦古坳陷过准北1井地震解释剖面

Fig. 4 Seismic interpretation profile crossing Well Zhunbei-1 in Ulungu Depression, Junggar Basin

准北1井紧邻克拉美丽大断裂延伸至盆地内的索索泉南断裂段(图1b), 沿断裂发育闪长岩侵入体。准北1井在石炭系钻遇大套灰绿色闪长岩, 单层厚5~85 m, 总厚度近200 m。区域剩余磁力异常图显示准北1井位于NW向延展的高磁力异常带附近(图5), 该异常带与沿索索泉南断裂发育的闪长岩侵入体相对应。这说明准北1井富氮天然气的成因

与大断裂附近的闪长岩侵入体的脱氮作用有关——火山岩浆侵入到沉积物中, 有机质在热催化作用下产生有机热成因气, 同时发生岩浆脱气作用而形成富含氮气的天然气。这类成因的天然气藏在陆梁隆起亦有发现, 如石南凹陷天然气中氮气的含量为6.2%~39.6%, 其中石南1井氮气含量高达25.7%~39.6%, 前人研究认为主要与火成岩侵入有关<sup>[15]</sup>。

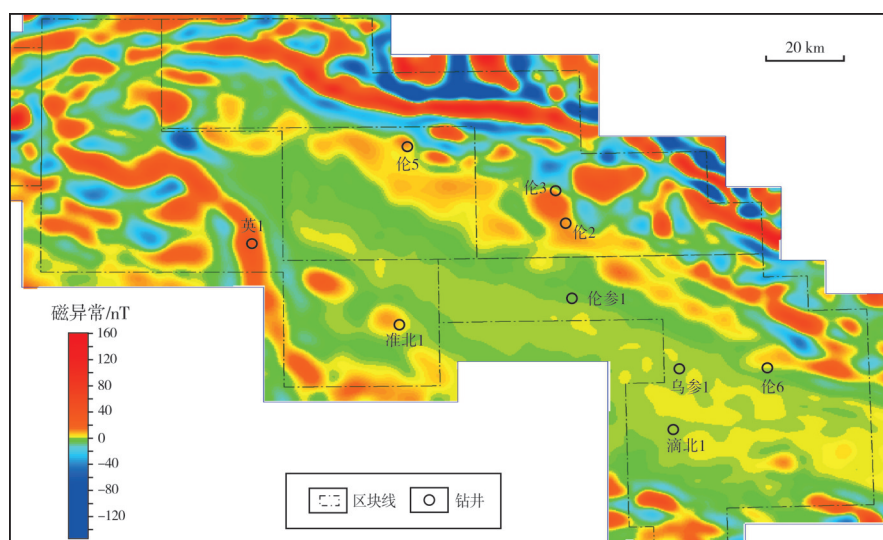


图5 准噶尔盆地北缘剩余磁力异常图

Fig. 5 Residual magnetic anomaly in the north margin of Junggar Basin

### 3 气源岩特征与气源对比

乌伦古坳陷烃源岩发育层系主要包括石炭系、上三叠统白碱滩组以及侏罗系八道湾组。坳陷中心部位的乌参1井(位置见图1)揭示白碱滩组、八道湾组烃源岩,其成熟度( $R_o$ )均小于0.8%,热演化程度较低,尚未进入成熟生油气阶段,难以作为有效的气源岩。石炭系发育多套潜在的烃源岩,目前共发现3套:下石炭统滴水泉组( $C_1d$ )海陆过渡相泥岩、姜巴斯套组( $C_1j$ )海相凝灰质泥岩,上石炭统巴塔玛依内山组( $C_2b$ )陆相碳质泥岩<sup>[16]</sup>。 $C_1d$ 烃源岩主要分布在滴水泉凹陷周缘,分布范围广,厚度为100~500 m;岩石类型主要为深灰色泥岩、凝灰质泥岩;总有机碳含量(TOC)为1.01%~1.75%,干酪根 $\delta^{13}C$ 值为-21.98‰,以腐泥—腐殖型有机质为主, $R_o$ 为0.9%~2.1%。 $C_1j$ 烃源岩主要分布在乌伦古坳陷;以乌参1井揭示的为典型代表,为一套海相的泥岩、凝灰质泥岩、沉凝灰岩<sup>[16-18]</sup>;TOC为0.43%~1.88%,有机质丰度中等,有机质类型为I—II<sub>2</sub>型, $R_o$ 为1.11%~2.03%,为一套高过成熟的腐殖—腐泥型烃源岩。 $C_2b$ 烃源岩主要分布在五彩湾气田和滴水泉凹陷西部,分布范围局限;为一套火山喷发间歇期形成的湖沼相泥岩,岩性包括凝灰质泥岩、碳质泥岩、含碳质泥岩;TOC为0.6%~8.2%, $R_o$ 为1.0%~2.6%,有机质类型以II—III型为主,为一套高成熟的中等丰度烃源岩。

通过封闭体系下的生烃模拟实验,分析烃源岩热解烃的稳定碳同位素,从而获得该套烃源岩产生的烃类气体(包括甲烷、乙烷、丙烷等)的碳同位素

组成,为烃源岩判识提供一定的依据。本文选取了准噶尔盆地东北部不同层系的典型烃源岩样品(表2)开展了封闭体系下的生烃模拟实验,实验采用金管—高压釜热解炉进行。实验中样品被焊封在金管中,将金管放入高压釜,釜内和金管之间填充有水,作为传压介质。在一定升温速率和压力下进行热解,热解产物被密封在金管内。气体分析完成以后,将金管取出,在低温下剪碎,加入标样( $nC_{24}D_{50}$ ),萃取液态产物。升温速率为20°C/h,分别对热解气体产物、 $C_{6-14}$ 和 $C_{14+}$ 进行定量( $C_{6-14}$ 用色谱定量, $C_{14+}$ 采用称重法定量),对甲烷、乙烷和丙烷的碳同位素组成进行分析(表2)。滴水泉剖面 $C_1d$ 烃源岩形成于海陆过渡相环境,有机质类型以II型为主,模拟气的 $\delta^{13}C_2$ 值为-27.6‰~-24.0‰(表2,图6a),与准北1井天然气的 $\delta^{13}C_2$ 相近(-26.0‰),以腐殖型天然气为主;乌参1井 $C_1j$ 烃源岩形成于海相环境,有机质类型偏腐泥型,模拟气的 $\delta^{13}C_2$ 值相对于准北1井天然气偏低(图6b),具有腐泥型天然气的特点;泉5井 $C_2b$ 烃源岩有机质类型为II<sub>2</sub>—III型,模拟气的 $\delta^{13}C_2$ 值最高,分布范围为-30‰~-23‰(表2,图6c),属于典型的腐殖型天然气;妖魔山剖面位于准东地区(位置见图1a),中二叠统芦苇沟组( $P_2l$ )发育一套泥页岩,有机质丰度高,模拟气的 $\delta^{13}C_2$ 值小于-29‰(表2,图6d),表现出典型腐泥型天然气的特征。通过天然气成因图版判识,准北1井天然气与滴水泉剖面 $C_1d$ 烃源岩模拟气的碳同位素组成以及甲烷—乙烷—丙烷碳同位素的分布形态最为相近(图6),具有一定的亲缘性。



表2 准噶尔盆地北缘烃源岩生烃模拟数据  
Table 2 Hydrocarbon generation simulational data of source rocks in the north margin of Junggar Basin

剖面/井	层位	岩石类型	烃源岩地球化学特征				生烃模拟数据				
			TOC/%	R <sub>o</sub> /%		有机质类型	温度/℃	计算 R <sub>o</sub> /%	δ <sup>13</sup> C/‰		
				范围值	平均值				甲烷	乙烷	丙烷
滴水泉剖面	下石炭统滴水泉组	泥岩、凝灰质泥岩	1.67	0.71~0.90	0.80	II	358.7	0.67	-32.4	-26.6	-26.3
							383.0	0.78	-35.8	-27.6	-25.9
							408.1	0.96	-35.7	-25.9	-24.3
							431.3	1.17	-35.7	-24.0	-23.2
							455.4	1.47	-33.6	-24.1	-23.0
乌参1井 (5 666~5 696 m)	下石炭统姜巴斯套组	凝灰质泥岩	3.03	1.12~1.31	1.20	I—II <sub>2</sub>	382.7	0.78	-41.8	-32.0	-29.0
							406.7	0.96	-41.2	-30.4	-28.5
							430.9	1.17	-40.2	-29.8	-28.6
							454.9	1.47	-38.7	-29.1	-28.6
							479.5	1.81	-36.3	-28.2	-26.5
泉5井 (2 690~2 764 m)	中石炭统巴塔玛依内山组	泥岩				II <sub>2</sub> —III	408.1	0.96	-33.0	-30.0	-29.0
							431.3	1.17	-31.0	-29.5	-27.5
							455.4	1.47	-29.8	-25.1	-24.8
							479.0	1.81	-29.1	-23.0	-24.0
妖魔山剖面	中二叠统芦草沟组	泥页岩	8.64	0.45~0.56	0.50	I—II <sub>1</sub>	358.9	0.67	-41.9	-33.0	-32.4
							382.8	0.78	-43.6	-34.0	-32.1
							431.0	1.17	-42.3	-32.6	-31.6
							455.0	1.47	-40.6	-32.5	-31.8
							479.3	1.81	-39.3	-32.1	-29.0
							504.7	2.16	-38.0	-29.7	-23.6

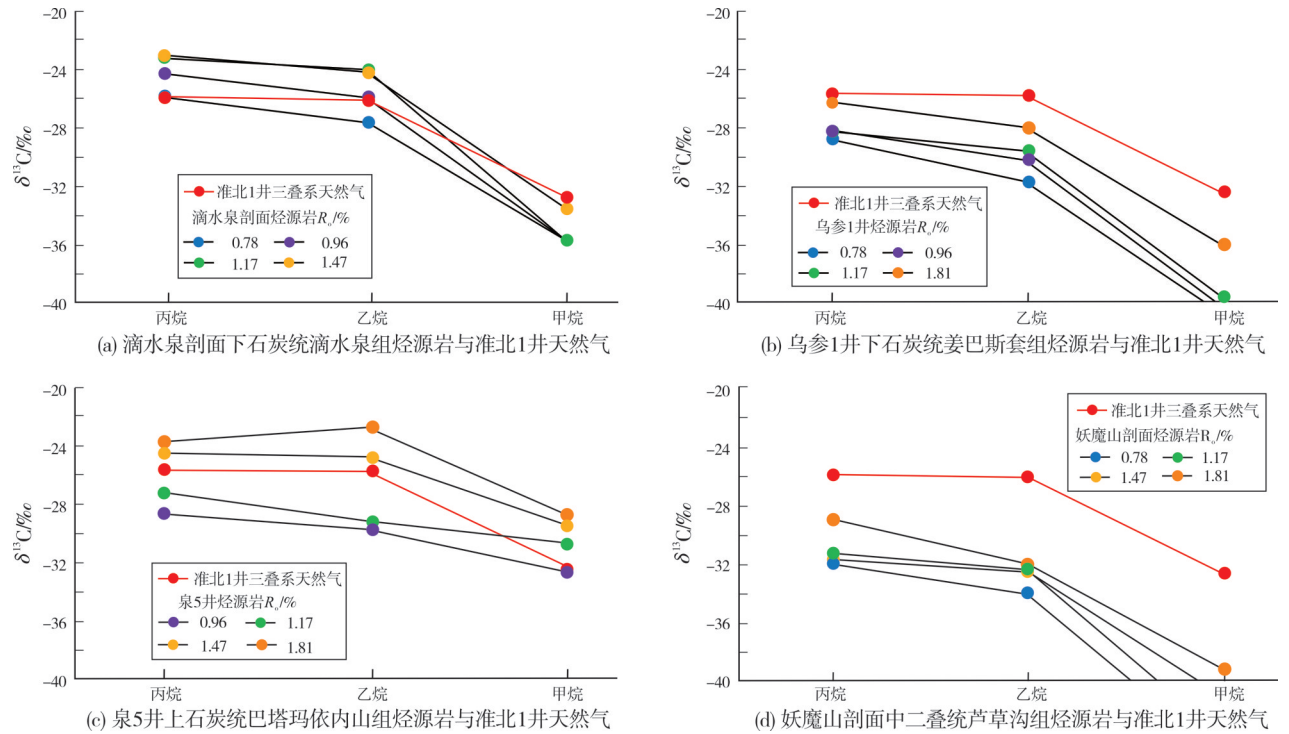


图6 准北1井天然气与乌伦古凹陷及周缘烃源岩模拟气碳同位素组成对比

Fig. 6 Carbon isotope composition comparison of natural gas in Well Zhunbei-1 with simulated gas of source rocks from Ulungu Depression and its periphery

## 4 结 论

(1)准噶尔盆地乌伦古坳陷准北1井三叠系的天然气具有低甲烷含量(54.5%~73.9%)、低干燥系数(0.83~0.84)、较高氮气含量(11.1%~32.7%)、乙烷碳同位素偏重(-26.0‰)、甲烷碳同位素偏轻(-32.7‰)、轻烃中甲基环己烷含量高(63.6%)的特征,成因类型属于腐殖型热解气。准北1井天然气中氮气含量高,与附近断裂带的石炭系火山岩接触变质脱气作用有关。

(2)选取乌伦古坳陷及周缘3个石炭系、1个二叠系烃源岩样品,开展封闭体系生烃模拟实验以及气源对比研究。准北1井天然气与下石炭统滴水泉组烃源岩模拟气的碳同位素相近,推断天然气主要来自于石炭统滴水泉组烃源岩。该套烃源岩为海陆过渡相成熟烃源岩,具备生成腐殖型天然气的潜力。

(3)准北1井天然气的发现,不仅证实了石炭系烃源岩是准噶尔盆地一套重要的烃源岩,而且首次在陆梁隆起以北发现了天然气藏,这对于整个准噶尔盆地石炭系油气潜力的认识,以及针对陆梁隆起以北缺失二叠系烃源岩的广大地区开展油气勘探具有重要意义。通过石炭纪原型盆地恢复,结合地震反射特征落实下石炭统滴水泉组烃源岩空间分布,提出紧邻滴水泉组烃源岩区的圈闭是下一步取得油气勘探突破的重要方向。

## 参 考 文 献

- [1] 胡素云,王小军,曹正林,等.准噶尔盆地大中型气田(藏)形成条件与勘探方向[J].石油勘探与开发,2020,47(2):248-259.  
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(2): 248-259.
- [2] 胡平,石新璞,徐怀保,等.白家海—五彩湾地区天然气成藏特征[J].新疆石油地质,2004,25(1):29-32.  
HU Ping, SHI Xinpu, XU Huaibao, et al. Gas accumulation characteristics in Baijiahai—Wucuiwan Area[J]. Xinjiang petroleum geology, 2004, 25(1): 29-32.
- [3] 朱岳年.天然气中非烃组分地球化学研究进展[J].地球科学进展,1994,9(4):50-56.  
ZHU Yuenian. Developments in geochemistry of non-hydrocarbon constituents of natural gas[J]. Advance in earth sciences, 1994, 9(4): 50-56.
- [4] 王屿涛,蒋少斌.准噶尔盆地腹部含氮—富氮天然气成因[J].新疆石油地质,1997,18(1):46-49.  
WANG Yutao, JIANG Shaobin. Nitrogen-bearing and nitrogen-rich natural gas in the hinterland of Junggar Basin[J]. Xinjiang petroleum geology, 1997, 18(1): 46-49.
- [5] 李林,夏惠平,陈世加,等.准噶尔盆地滴北凸起天然气成因及成藏特征[J].新疆石油地质,2010,31(4):352-355.  
LI Lin, XIA Huiping, CHEN Shijia, et al. Natural gas origin and its accumulation feature in Dibei Swell in Junggar Basin[J]. Xinjiang petroleum geology, 2010, 31(4): 352-355.
- [6] 杨迪生,陈世加,李林,等.克拉美丽气田油气成因及成藏特征[J].天然气工业,2012,32(2):27-31.  
YANG Disheng, CHEN Shijia, LI Lin, et al. Hydrocarbon origins and their pooling characteristics of the Kelameili Gas Field[J]. Natural gas industry, 2012, 32(2): 27-31.
- [7] 达江,胡咏,赵孟军,等.准噶尔盆地克拉美丽气田油气源特征及成藏分析[J].石油与天然气地质,2010,31(2):187-192.  
DA Jiang, HU Yong, ZHAO Menjun, et al. Features of source rocks and hydrocarbon pooling in the Kelameili Gasfield, the Junggar Basin[J]. Oil and gas geology, 2010, 31(2): 187-192.
- [8] 徐永昌.天然气成因理论及应用[M].北京:科学出版社,1994.  
XU Yongchang. Original theory of natural gas and its application [M]. Beijing: Science Press, 1994.
- [9] 宋岩,徐永昌.天然气成因类型及其鉴别[J].石油勘探与开发,2005,32(4):24-29.  
SONG Yan, XU Yongchang. Origin and identification of natural gases[J]. Petroleum exploration and development, 2005, 32(4): 24-29.
- [10] 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 Yutao. Genetic types and distribution regularity of natural gas in northwest margin of Junggar Basin[J]. Oil and gas geology, 1994, 15(2): 133-140.
- [11] 戴金星.天然气中烷烃气碳同位素研究的意义[J].天然气工业,2011,31(12):1-6.  
DAI Jinxing. Significance of the study on carbon isotopes of alkane gases[J]. Natural gas industry. 2011, 31(12): 1-6.
- [12] 宋岩,戴金星,张志伟.煤系气源岩的主要地球化学特征[M]//煤成气地质研究.北京:石油工业出版社,1987:156-170.  
SONG Yan, DAI Jinxing, ZHANG Zhiwei. Geochemical characteristics of coal gas source rock [M]// Geological research on coal-genetic gas. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987: 156-170.
- [13] 陈贱发,朱岳年.天然气中氮的来源及塔里木盆地东部天然气中氮地球化学特征[J].天然气地球科学,2003,14(3):172-176.  
CHEN Jianfa, ZHU Yuenian. The origin of molecular nitrogen in natural gas and geochemical characters of molecular nitrogen in natural gas from east part of Tarim Basin[J]. Natural gas geoscience, 2003, 14(3): 172-176.

- [14] 刘全有, 戴金星, 刘文汇, 等. 塔里木盆地天然气中氮地球化学特征与成因[J]. 石油与天然气地质, 2007, 2(1): 12-17.  
LIU Quanyou, DAI Jinxing, LIU Wenhui, et al. Geochemical characteristics and genesis of nitrogen in natural gas from Tarim Basin[J]. Oil and gas geology, 2007, 2(1): 12-17.
- [15] 戴金星. 各类天然气的成因鉴别[J], 中国海上油气(地质), 1992(1): 11-19.  
DAI Jinxing. Original identification of various natural gases [J]. China offshore oil and gas (geology), 1992(1): 11-19.
- [16] 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 Junggar Basin[J]. Petroleum exploration and development, 2010, 37(4): 397-408.
- [17] 曲彦胜. 准噶尔盆地北部石炭系富火山物质烃源岩地球化学特征[J]. 海相油气地质, 2020, 25(2): 141-147.  
QU Yansheng. Geochemical characteristics of source rocks rich in volcanic material of Carboniferous in north Junggar Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2020, 25(2): 141-147.
- [18] 林会喜, 王圣柱, 李艳丽, 等. 准噶尔盆地石炭系不同类型烃源岩生烃模拟[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 27-32.  
LIN Huixi, WANG Shengzhu, LI Yanli, et al. Hydrocarbon generation simulation of different Carboniferous source rocks in the Junggar Basin[J]. Natural gas industry, 2014, 34(10): 27-32.

编辑:董庸

## Geochemical characteristics and origin of natural gas in Shibei Sag, northern Junggar Basin

LI Yuanyuan, QU Yansheng, WANG Shengzhu, XIONG Zhengrong, LÜ Tieliang

**Abstract:** After more than 40 years of oil and gas exploration, it has not yet made a industrial breakthrough in Ulungu Depression, northern Junggar Basin. In 2016, the first natural gas reservoir was found in the Triassic system of Shibei Sag. Therefore, it is of great significance to clarify the origin of natural gas and gas source rocks for evaluating the potential and scale of oil and gas exploration. The geochemical data of natural gas in Ulungu Depression and its surrounding areas are systematically collected. The characteristics and types of natural gas in Well Zhunbei-1 are recognized based on the analysis of compositions of natural gas, carbon isotope and light hydrocarbon. Based on the results of closed system hydrocarbon generation simulation experiment of three Carboniferous and one Permian source rock samples, the gas-source rocks correlation in Well Zhunbei-1 is carried out with the carbon isotope compositions of methane, ethane and propane, and the genetic mechanism of natural gas is analyzed in combination with seismic profile, regional magnetic anomaly and other data. The results show that: (1) The natural gas of Well Zhunbei-1 is characterized with low methane content (54.5%–73.9%), low drying coefficient ( $<0.95$ ), high nitrogen content (11.1%–32.7%), heavy ethane carbon isotope ( $-26\text{‰}$ ), and high content of methyl cyclohexane ( $\text{MCC}_6$ ) in light hydrocarbons (63.6%), belonging to humic pyrolysis gas. (2) Several regional large faults are developed in the north of Shibei Sag. Influenced by the diorite intrusions, organic matter was thermally catalyzed, and nitrogen-rich natural gas was formed by magmatic degassing. Combined with regional analysis, it is considered that the magmatic degassing caused by diorite intrusions developed along the faults is the main reason for high nitrogen content in natural gas of Well Zhunbei-1. (3) The carbon isotope characteristics of the natural gas in Well Zhunbei-1 are similar to those of the hydrocarbon generation simulation products of the source rocks of the Lower Carboniferous Dishuiquan Formation (with  $\delta^{13}\text{C}_2$  of  $-27.6\text{‰}$  to  $-24.0\text{‰}$ ), indicating that they have certain affinity. It is inferred that the natural gas mainly comes from the marine terrestrial transitional mature source rocks of the Dishuiquan Formation. The traps adjacent to the source rock of Dishuiquan Formation are important plays for the exploration of natural gas reservoirs in Ulungu Depression.

**Key words:** natural gas; nitrogen; origin; hydrocarbon generation simulation; Carboniferous; Shibei Sag; Ulungu Depression; Junggar Basin

**LI Yuanyuan,** First author: Assistant Researcher, mainly engaged in oil and gas exploration in Junggar Basin. Add: Exploration and Development Research Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, No. 2 Liaocheng Rd., Dongying, Shandong 257000, China