

准噶尔盆地盆1井西凹陷深层—超深层 天然气成因及成藏特征

蒋文龙¹⁾, 郭文建¹⁾, 崔振雨²⁾, 韩杨¹⁾, 项威¹⁾, 王韬¹⁾, 刘海磊¹⁾, 王学勇¹⁾

1) 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依, 834000;

2) 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛, 266580



Pre-pub. on line: www.geojournals.cn/georev

内容提要:盆1井西凹陷是准噶尔盆地西部拗陷三大富烃凹陷之一。近年来,盆1井西凹陷深层—超深层天然气勘探取得了重大突破,而相对应的深层—超深层天然气来源及成因研究相对较少。笔者等通过利用天然气组分、碳同位素和轻烃数据与其他典型来源的天然气进行对比分析,分析了盆1井西凹陷深层—超深层天然气成因及来源。研究表明:盆1井西凹陷深层—超深层的天然气成因可分为3类:第一类为典型油型气,以来自二叠系风城组烃源岩为主,分布范围相对较广;第二类为典型煤成气,以来源于石炭系为主,目前发现的该类规模天然气埋深较大,成熟度较高,以干气为主,分布较局限;第三类则是以二叠系风城组和石炭系来源混合为主的混合型天然气。在确定油气来源之后,利用化学计量学方法,对混源气的混源比例进行分析研究。并在此基础上,建立了盆1井西凹陷周缘深层—超深层天然气“双源供烃—古凸富集”的成藏模式。该研究成果对推动西部拗陷深层—超深层天然气勘探工作具有重要意义。

关键词:准噶尔盆地;盆1井西凹陷;深层—超深层;天然气成因;成藏模式

准噶尔盆地是我国西部典型的大型叠合含油气盆地,以侏罗系、二叠系和石炭系三大含油气系统为主。其中二叠系含油气系统具有多源多期、多藏多调整的成藏特征(张越迁等,2000;王惠民等,2005;尹伟等,2009;张义杰等,2010;金之钧等,2011;杜金虎等,2019;匡立春等,2022;宋永等,2024)。盆1井西凹陷位于盆地中央拗陷,毗邻玛湖凹陷和沙湾凹陷,是全油气系统勘探理念指导下准噶尔盆地常规—非常规天然气勘探的重要领域;同时,相比于沙湾凹陷二叠系和南缘冲断带侏罗系等重点目标层系的埋深及勘探难度,盆1井西凹陷晚古生界无疑是准噶尔盆地目前最为现实的天然气勘探领域之一。

盆1井西凹陷早期发现的油气多集中在下侏罗统和白垩系,具有源外运聚成藏的特征,埋藏相对较浅,以低熟—成熟的原油为主。2019年,随着勘探思路的转变,盆1井西凹陷的油气勘探从沿梁凸起转移到围凹近源勘探,并在前哨地区下侏罗统获得重大突破;2020年,盆1井西凹陷勘探整体进入到深层—超深层勘探的新阶段,针对石西凸起石炭系

源边低凸带,部署的石西16井获得重大突破,日产凝析油124.14 t、天然气 $2.161 \times 10^5 \text{ m}^3$;随后部署的石西161水平井,日产凝析油231.40 t、天然气 $2.172 \times 10^5 \text{ m}^3$,创造了准噶尔盆地日产油气当量最高记录。2023年,超深层凝析气藏勘探再次获得重大突破:湾探1井在7434~7540 m二叠系风城组日产凝析油25.7 t、天然气 $1.378 \times 10^5 \text{ m}^3$;盆北1井在6127~6135 m石炭系日产凝析油27.11 t、天然气 $5.213 \times 10^5 \text{ m}^3$,展现出盆1井西凹陷广阔的油气勘探前景。

前期,许多学者已对盆1井西凹陷及周缘的油气来源做了大量的分析工作,认为盆1井西凹陷的油气均以二叠系下乌尔禾组来源为主(王绪龙,2001;陈建平等,2016;寇晨辉,2017;吴涛等,2021);然而蒋文龙等(2022)通过研究发现,二叠系风城组烃源岩生成的高熟油气,在成熟度影响下,一些典型生标特征已不明显,易与下乌尔禾组来源的高熟油气混淆,由此推测风城组烃源岩是凹陷深层高熟油气的重要来源之一,但并无实际证据。近期,以二叠

注:本文为中国石油天然气股份有限公司科技专项(编号:2023ZZ24-01);中国石油青年科技专项(编号:2024DQ03003)和中国石油天然气集团有限公司油气与新能源分公司科技专项(编号:2023YQX10106)的成果。

收稿日期:2025-06-04;改回日期:2025-12-26;网络首发:2026-01-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2026.01.211

作者简介:蒋文龙,男,1987年生,博士,高级工程师,主要从事油气地球化学及成藏研究;Email: jwl@petrochina.com.cn。

系风城组油气源为目标,部署的盆北1井石炭系和湾探1井二叠系风城组获得重大突破。笔者等通过系统分析近几年在盆1井西凹陷及周缘深层—超深层获得突破的6口深井8件天然气样品的组分、稳定碳同位素和轻烃化合物的地球化学特征,并与明确风城组来源的7件天然气样品和石炭系来源的8件天然气样品进行对比,分析准噶尔盆地盆1井西凹陷深层—超深层天然气的来源及成因,并对混合来源的天然气的比例进行了探究。研究结果对推动西部坳陷深层—超深层天然气勘探工作具有重要意义。

1 区域地质背景

准噶尔盆地是中国西部典型的大型叠合含油气盆地,油气具有多源多期、多藏多调整、多油气系统控藏的成藏特征,发育石炭系、二叠系、侏罗系等多套烃源岩。根据盆地基底形态和后期构造演化作用,将准噶尔盆地分为乌伦古坳陷、陆梁隆起、西部

隆起、中央坳陷、东部隆起和南缘冲断带6个一级构造单元(杨海波等,2004)。盆1井西凹陷位于盆地一级构造单元—中央坳陷(图1a)。早二叠世至三叠纪,凹陷及周缘受海西运动和印支运动影响较小,构造和沉积相对稳定;早—中侏罗世受燕山运动影响,中侏罗世至晚侏罗世沉积期,盆地腹部地区整体抬升明显,形成了车—莫古隆起,凹陷及周缘遭受抬升剥蚀作用;自白垩纪以来,盆地一直沉降至今,为统一的拗陷阶段,构造活动减弱(何登发等,2018),油气保存条件良好,这也是目前在盆1井西凹陷及周缘多发现高熟油气的原因之一。

盆1井西凹陷地层发育较为完整,自下而上发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系(图1b)。盆1井西凹陷在二叠纪处于填平补齐时期,沉积了二叠系下乌尔禾组(P_2w)和风城组(P_2f)两套主力烃源岩层系,其中下乌尔禾组厚度大,展布稳定,是一套优质的区域盖层。三叠

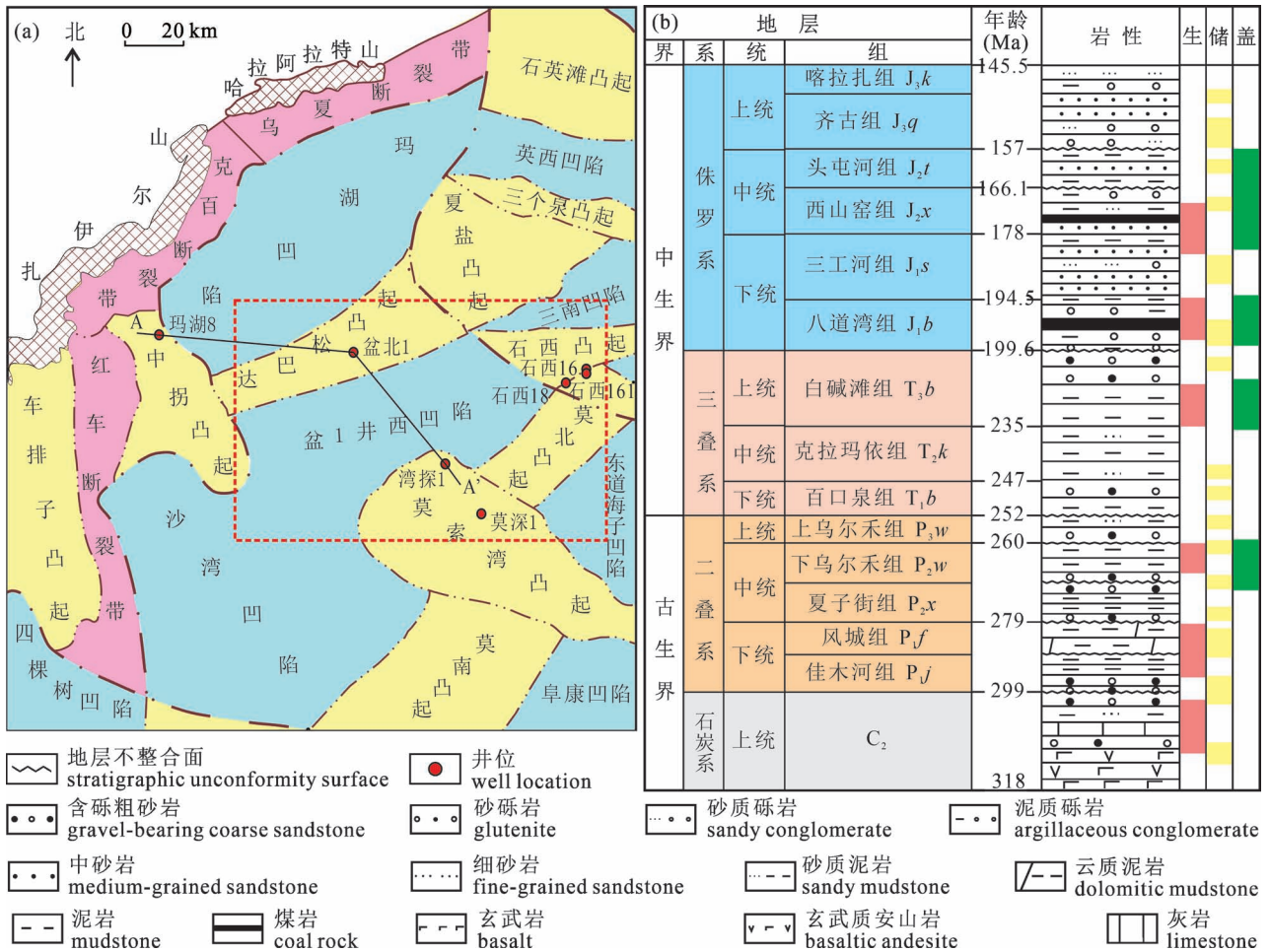


图1 准噶尔盆地盆1井西凹陷构造位置及综合柱状图:(a)盆1井西凹陷构造位置;(b)盆1井西凹陷地层综合柱状图
Fig.1 Structural units and comprehensive histogram of the PenyiingxiSagin Junggar Basin: (a) The structural location of the Penyiingxi Sag; (b) Stratigraphic column of the developed strata in the Penyiingxi Sag

纪时期盆地进入拗陷阶段,盆1井西凹陷三叠系及以上地层厚度变化不大,展布稳定。其中三叠系百口泉组(T_1b)、侏罗系八道湾组(J_1b)、三工河组(J_1s)以及头屯河组(J_2t)等均为有利的储集层段。

2 样品与实验方法

笔者等共采集了盆1井西凹陷及周缘深层—超深层8件天然气样品,并与典型风城组来源的7件天然气样品和克拉美丽气田典型石炭系来源的8件天然气样品进行对比分析。西北缘玛湖凹陷 P_{1f} 天然气多为油伴生气(唐勇等,2024),气油比较低,干燥系数范围较大分布在0.71~0.98,甲烷碳同位素分布在 $-54.4‰$ ~ $-36.2‰$ (Tao Keyu et al., 2016);克拉美丽C来源天然气与玛湖凹陷风城组来源天然气特征明显不同,其类型为煤型气(龚德瑜等,2022),气油比明显较高,克拉美丽气田C来源天然气甲烷碳同位素分布在 $-48.4‰$ ~ $-28.3‰$,平均值为 $-31.8‰$ (Sun Ping'an et al., 2016),明显高于玛湖凹陷 P_{1f} 天然气。笔者等所用数据如表1和表2所示。

采集样品的天然气地球化学分析在新疆油田公司实验检测研究院进行。天然气组分分析使用HP 7890A型气相色谱仪,色谱柱升温程序为:初始温度 50°C ,恒温6 min,然后以 $15^\circ\text{C}/\text{min}$ 升温至 180°C ,保持6 min。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($50\text{ m}\times 0.2\text{ mm}\times 0.5\ \mu\text{m}$),载气为氦气。色谱柱升温程序为:初始温度 35°C ,以 $3.0^\circ\text{C}/\text{min}$ 升温至 120°C ,保持12 min,载气为氮气。进样口温度 320°C ,FID检测器温度为 320°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($30\text{ m}\times 0.32\text{ mm}\times 20\ \mu\text{m}$),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。色谱柱升温程序为:初始温度 38°C ,恒温5 min,以 $8^\circ\text{C}/\text{min}$ 升至 180°C ,恒温15 min。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。

3 天然气地球化学特征

3.1 天然气组分

盆1井西凹陷深层天然气组分以烃类气体为主,其含量一般在85.00%以上,干燥系数(C_1/C_{1-5})范围在0.88~1.00,平均值为0.93。天然气成熟度

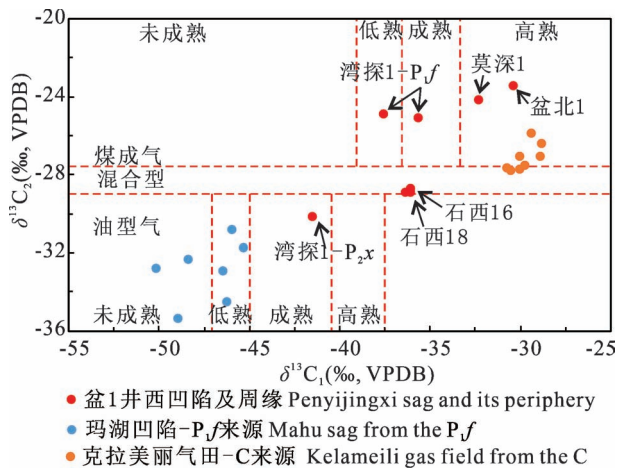


图2 准噶尔盆地盆1井西凹陷天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2$ 关系对比图

Fig. 2 Cross plot of $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_2$ in the natural gas from the Penyiyingxi Sag, Junggar Basin

与干燥系数并不完全随深度的增加而增大,推测与天然气来源有关。另外,天然气受成熟度以及运移过程中的分馏现象的影响,天然气重烃气组分(C_{2-4})含量变化同样较大,体积分数为0.49%~10.86%,平均为6.71%。

玛湖凹陷来源于二叠系风城组(P_{1f})的天然气,整体成熟度偏低,干燥系数在0.79~0.95,平均值为0.88,以湿气为主。天然气重烃气组分偏高,体积分数为4.59%~18.51%,平均为10.11%。相比之下,来源于石炭系(C)的天然气则成熟度相对较高,干燥系数在0.89~0.96,平均为0.92。天然气重烃组分相对较低,体积分数为3.74%~10.37%,平均为7.14%(表1)。

3.2 天然气碳同位素

研究区天然气中各烷烃的稳定碳同位素组成如表1所示。研究区 $\delta^{13}\text{C}_1$ 的分布范围为 $-41.44‰$ ~ $-30.40‰$,平均值为 $-35.75‰$; $\delta^{13}\text{C}_2$ 的分布范围为 $-29.89‰$ ~ $-23.41‰$,平均值为 $-26.73‰$; $\delta^{13}\text{C}_3$ 的分布范围为 $-29.34‰$ ~ $-21.12‰$,平均值为 $-26.16‰$ 。通过甲烷与乙烷碳同位素交汇图和乙烷和丙烷碳同位素的交汇图可以看出(图2和图3),结合天然气产量及气油比,可知玛湖凹陷来源于 P_{1f} 的天然气为典型的油型伴生气,而克拉美丽气田来源于C的天然气则为典型的煤成气层气,达巴松凸起深层的盆北1井以及莫索湾凸起莫深1井和湾探1井深层的样品数据点均落在煤成气范围内,石西16、石西161以及石西18井的样品数据点

表 1 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷典型井天然气组分与碳同位素特征

Table 1 Composition and carbon isotopes of natural gas in the Penyijingxi Sag, Junggar Basin

区域	井号	层位	日产气量 ($\times 10^4 \text{ m}^3$)	气油比 (m^3/m^3)	深度 (m)	C_1 含量 (%)	C_{2-4} 含量 (%)	干燥 系数	天然气碳同位素 (‰, V_{PDB})		
									甲烷	乙烷	丙烷
盆 1 井 西凹陷 及周缘	石西 16	C	8.63	1184	4812	83.74	10.85	0.88	-36.1	-28.7	-27.5
	石西 161	C	21.72	744	5028	83.39	10.86	0.88	-36.4	-28.9	-28.0
	石西 18	P_{1f}	6.06	1491	5003	85.15	\	0.89	-36.1	-28.9	-27.9
	湾探 1	P_{2x}	0.75	370	6744	88.93	8.95	0.91	-41.4	29.9	29.3
	湾探 1	P_{1f}	2.62	1345	7434	90.53	7.44	0.92	-37.6	-24.9	-24.1
	湾探 1	P_{1f}	13.78	4168	7512	94.09	3.15	0.97	-35.6	-25.1	-25.1
	莫深 1	C	/	/	7134	96.55	0.49	1.00	-32.4	-24.2	\
	盆北 1	C	52.13	15512	6127	97.08	1.83	0.98	-30.4	-23.4	-21.1
玛湖凹陷- P_{1f} 来源	风城 1	P_{1f}	3.32	249	4194	88.22	8.85	0.90	-50.2	-32.8	-31.9
	风南 052	P_{2x}	0.13	23	2205	74.11	10.75	0.85	-46.3	-34.5	-31.2
	乌 002	T_2k	0.20	347	795	90.80	4.59	0.95	-45.4	-31.7	-30.0
	乌 27	P_{2x}	0.11	47	2311	89.81	5.24	0.94	-48.9	-35.4	-32.9
	乌 35	P_{2x}	0.15	54	2778	73.40	18.51	0.79	-48.4	-32.3	-29.2
	夏 72	P_{1f}	0.32	63	4808	85.00	8.94	0.90	-46.4	-32.9	-31.8
	玛湖 1	T_1b	0.25	54	3284	79.52	13.89	0.85	-45.9	-30.8	-29.7
	克拉美丽 气田-C 来源	滴西 21	C	0.50	33547	2865	83.58	5.52	0.92	-28.9	-27.1
滴西 18		C	25.01	7058	3510	83.95	10.37	0.89	-30.0	-27.1	-24.7
滴西 172		C	/	/	3552	88.14	7.10	0.92	-29.4	-25.9	-23.6
滴西 14		C	9.14	10994	3652	86.93	8.97	0.90	-30.5	-27.8	-25.0
滴西 10		C	12.08	22975	3070	91.67	3.74	0.96	-30.1	-27.7	-24.5
滴 403		C	5.00	158400	3910	88.58	7.48	0.92	-29.8	-27.5	-24.9
滴 402		C	3.59	2074	3829	90.95	5.93	0.94	-30.8	-27.6	-24.9
滴 401		C	3.49	/	3859	86.42	7.98	0.91	-28.8	-26.4	-24.1

则偏向于油型气,而湾探 1 夏子街组的天然气则为油型伴生气。

3.3 轻烃生物标志物

轻烃是天然气和原油中非常重要的组分,一般是指 $\text{C}_5 \sim \text{C}_{10}$ 的化合物,可应用于确定烃源岩类型、

分析热演化成熟度、进行油气源对比等研究(戴金星等,1992)。

庚烷和异庚烷指数通常用于指示天然气成熟度。根据 Cheng Keming 等(1987)的标准,结果表明玛湖凹陷来源于 P_{1f} 的天然气,庚烷值分布范围为 9.51%~27.66%,平均为 20.48%,异庚烷值分布范围在 1.21~2.64,平均为 1.80,主要分布于低熟—成熟区间;克拉美丽气田来源于石炭系的天然气样品,庚烷值分布范围为 12.98%~23.40%,平均为 19.23%,异庚烷值分布范围在 1.98~4.58,平均为 3.02,主要分布在成熟—高熟区间;研究区天然气的庚烷值分布范围为 22.73%~33.13%,平均为 27.60%,异庚烷值分布范围在 5.07~6.82,平均为 5.60,反映出研究区深层天然气样品主要处于高成熟阶段(图 4)。

天然气中 C_7 轻烃化合物中甲基环己烷(MCH),主要来源于腐殖型母质—高等植物木质素、纤维素和糖类等,热力学性质相对稳定,是反映陆源母质类型的良好参数,它的大量存在是煤成气中轻烃的一个重要特征;各种结构的二甲基环戊烷(ΣDMCP)主要来自水生生物甾族类化合物和萜类

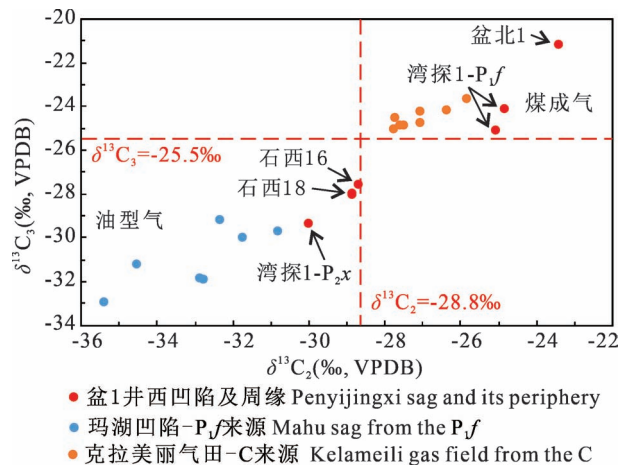


图 3 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 关系对比图

Fig. 3 Cross plot of $\delta^{13}\text{C}_2$ and $\delta^{13}\text{C}_3$ in the natural gas from the Penyijingxi Sag, Junggar Basin

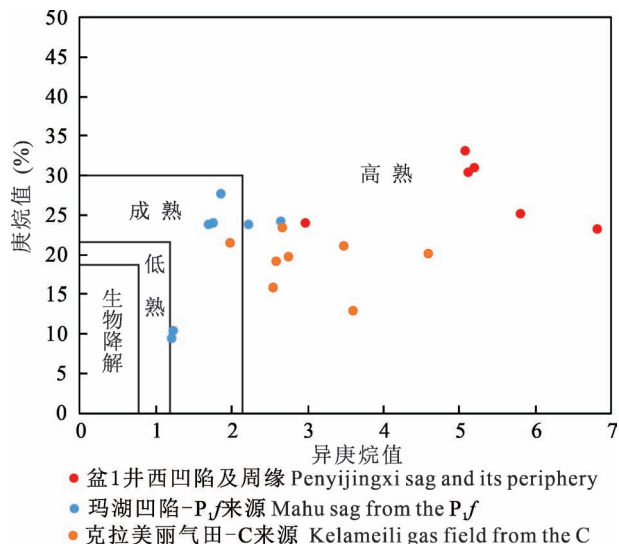


图4 准噶尔盆地盆1井西凹陷天然气庚烷值与异庚烷值关系图

Fig. 4 Cross plot of heptane index and isoheptane index in the natural gas from the Penyiyingxi Sag, Junggar Basin

菌和藻类,也可来自高等植物的链状类脂体。这些不同结构的环状和链状类脂体均是富氢结构的腐泥型母质(I型和II型干酪根)的主要组成物,相对含量受成熟度的影响(Mango, 1990;戴金星, 1992, 1993a, 1993b;戴金星等, 1994)。胡惕麟等(1990)提出的油型气MCH含量小于 $50\% \pm 2\%$ 、煤型气甲基环己烷大于 $50\% \pm 2\%$,在此基础上,胡国艺等(2007)建议拓宽油型气中甲基环己烷含量的范围,提出 nC_7 相对含量大于30%,MCH相对含量小于70%为油型气; nC_7 相对含量小于35%,MCH相对含量大于50%为煤型气。

在 nC_7 ,MCH, $\Sigma DMCP$ 组成中(图5和表2),可以看到来源于 P_{1f} 的伴生油型气中的 nC_7 含量较高,在21%~51%,平均为39%,MCH含量相对较低,在24%~45%,平均为33%;来源于C的天然气, nC_7 含量相对最低,在30%~46%,平均为38%,MCH含量相对最高,在38%~56%,平均为47%;研究区深层天然气的 nC_7 含量普遍偏高,在46%~57%,平均为52%,MCH在33%~45%,平均为38%。与玛湖凹陷 P_{1f} 来源和克拉美丽气田C来源的天然气相比,研究区天然气深度普遍较大,成熟度

化合物中的环状类脂体,它的大量出现是油型气的一个特点;正庚烷(nC_7)的母源较复杂,主要来自细

表2 准噶尔盆地盆1井西凹陷典型井天然气轻烃参数特征

Table 2 Natural gas light hydrocarbon characteristics of typical wells in the Penyiyingxi Sag

区域	井号	层位	深度(m)	庚烷值(%)	异庚烷值	1	2	3	4	5	6
盆1井西凹陷及周缘	石西18	P_{1f}	5003	33.13	5.07	14.53	13.07	1.69	56.56	33.56	9.89
	石西16	C	4812	30.34	5.12	15.83	13.50	1.58	54.47	34.58	10.95
	石西161	C	5028	30.93	5.19	16.10	14.43	1.73	56.46	32.66	10.89
	湾探1	P_{2x}	6744	23.97	2.97	14.07	11.49	1.14	45.70	40.04	14.25
	湾探1	P_{1f}	7434	22.73	\	18.18	15.91	1.11	50.00	45.00	5.00
	湾探1	P_{1f}	7512	23.24	6.82	18.73	16.71	1.20	48.48	40.40	11.11
	盆北1	C	6127	25.22	5.80	17.05	16.13	1.43	51.82	36.36	11.82
玛湖凹陷- P_{1f} 来源	风城1	P_{1f}	4194	24.24	2.64	18.18	16.36	1.71	48.00	28.00	24.00
	风南052	P_{2x}	2205	9.51	1.21	14.67	12.64	0.55	20.96	38.32	40.72
	乌002	T_2k	795	23.95	1.75	17.66	30.47	1.47	44.51	30.34	25.15
	乌27	P_{2x}	2311	10.39	1.22	14.79	12.39	0.46	20.83	45.22	33.95
	乌35	P_{2x}	2927	27.66	1.86	15.50	12.88	2.08	50.61	24.33	25.06
	夏72	P_{1f}	4808	23.79	2.22	15.29	31.79	1.31	44.95	34.44	20.61
	玛湖1	T_1b	3284	23.81	1.70	15.91	12.50	1.54	45.45	29.55	25.00
克拉美丽气田-C来源	滴西21	C	2865	21.15	3.47	17.57	16.22	1.07	42.72	39.81	17.48
	滴西18	C	3510	19.76	2.74	11.46	9.80	0.63	34.24	54.44	11.32
	滴西172	C	3552	23.40	2.67	13.64	11.36	1.22	45.83	37.50	16.67
	滴西14	C	3652	15.84	2.54	13.01	28.16	0.65	33.06	50.74	16.21
	滴西10	C	3070	21.51	1.98	13.48	10.53	0.85	38.16	45.06	16.78
	滴403	C	3910	12.98	3.59	15.38	14.04	0.53	29.71	55.65	14.64
	滴402	C	3829	19.12	2.58	11.70	9.57	0.74	36.45	49.53	14.02
	滴401	C	3859	20.09	4.58	14.74	11.21	0.97	44.31	45.81	9.88

注:1=(2-甲基己烷+2, 3-二甲基戊烷)/% C_7 ;2=(3-甲基己烷+2, 4-二甲基戊烷)/ C_7 ;3=正庚烷/甲基环己烷;4=%正庚烷;5=%甲基环己烷;6=%二甲基环戊烷

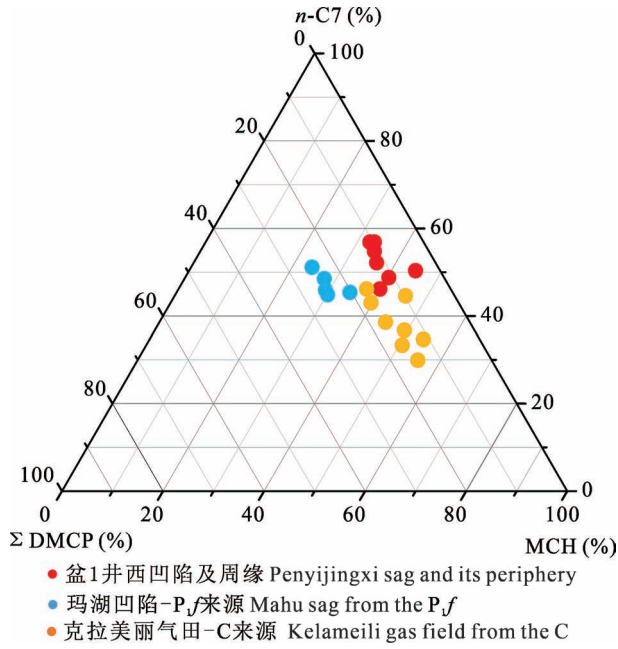


图5 准噶尔盆地盆1井西凹陷天然气 nC_7 , MCH 和 $\Sigma DMCP$ 组分三元图

Fig. 5 Ternary diagram of nC_7 , MCH and $\Sigma DMCP$ components of natural gas in the Penyijingxi Sag, Junggar Basin

的变化和凝析油的影响可能导致了研究区深层天然气 nC_7 含量普遍偏高, P_{1f} 和 C 的天然气混合导致了研究区热力学性质相对稳定的参数 MCH 值处于二者之间。

4 深层天然气来源及混源比例

4.1 烃源岩特征

前期研究认为盆1井西主要发育中二叠统下乌尔禾组、下二叠统风城组两套主力烃源岩。下乌尔禾组烃源岩是一套以浅湖沉积为主,处于淡水、弱氧化环境,以陆源有机质输入为主,有机质类型为 II_2 ~ III 型干酪根, TOC 值为 0.30% ~ 4.55%, 平均 1.34%, 生烃潜量 (S_1+S_2) 为 0.12 ~ 4.23 mg/g, 平均 0.82 mg/g。烃源岩厚度在 80 ~ 400 m, 平均为 200 m, 凹陷中心厚度最大为 440 m (韩杨等, 2023)。

玛湖凹陷风城组主要发育碱湖沉积, I 型、II 型和 III 型干酪根均有发育, 以 II 型干酪根为主, TOC 含量为 0.48% ~ 2.89%、平均为 1.06%, 生烃潜量为 0.25 ~ 21.97 mg/g, 平均为 4.79 mg/g。烃源岩厚度多在 100 ~ 330 m, 平均为 140 m, 凹陷中心厚度最大为 360 m (韩杨等, 2023)。

石炭系烃源岩样品分为两类: ①露头采集的烃

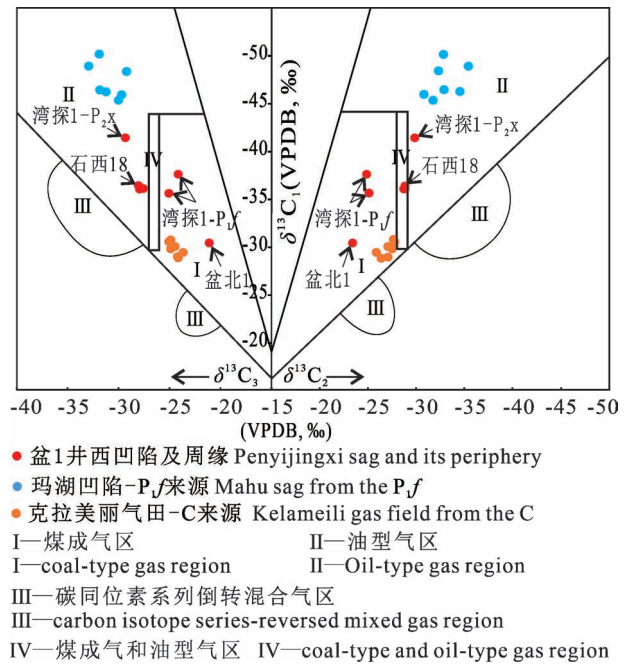


图6 准噶尔盆地盆1井西凹陷天然气 $\delta^{13}C_1$ — $\delta^{13}C_2$ — $\delta^{13}C_3$ 关系图版

Fig. 6 Relationship among $\delta^{13}C_1$ — $\delta^{13}C_2$ — $\delta^{13}C_3$ of natural gas from the Penyijingxi Sag, Junggar Basin

源岩样品位于盆地西北缘的乌和公路附近, TOC 为 0.41% ~ 0.52%、平均为 0.47%, 生烃潜量为 0.08 ~ 0.12 mg/g、平均为 0.10 mg/g, 有机质类型为 III 型; ②石炭系烃源岩在盆地西部钻遇较少, 以近期获得突破的盆北1井为例, 石炭系钻遇 24 m 的灰色泥岩, 其 TOC 含量为 0.44% ~ 0.58%、平均为 0.54%, 生烃潜量为 0.19 ~ 0.38 mg/g、平均为 0.27 mg/g, 有机质类型同样为 III 型。

4.2 天然气成因

天然气组分和稳定碳同位素特征是判别各类成因天然气最有效和最实用的指标。笔者等使用由戴金星 (1992) 和 Bernard 等 (1978) 建立的天然气成因判别图版, 对研究区深浅层天然气的成因进行分析。

在戴金星 (1992) 提出的天然气成因鉴别图版中, 克拉美丽 C 来源的样品、盆北1井和湾探1井 P_{1f} 的样品位于煤成气区, 玛湖凹陷 P_{1f} 来源的样品、湾探1井 P_{2x} 组的样品以及石西地区的天然气样品则落在油型气区间 (图6)。

在 Bernard 等 (1978) 提出的天然气成因鉴别图版中 (图7), 所有天然气样品均属于典型的干酪根热成因气。其中玛湖凹陷典型 P_{1f} 来源的样品明显偏向于 II 型干酪根区域, 但成熟度较低, 这也符合这

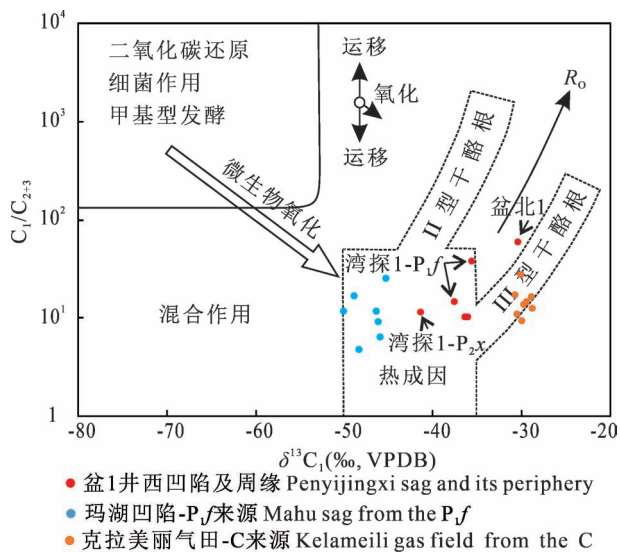


图7 准噶尔盆地盆1井西凹陷天然气 C_1/C_{2+3} 和 $\delta^{13}C_1$ 关系图版

Fig. 7 Relationship between C_1/C_{2+3} and $\delta^{13}C_1$ of natural gas from the Penyiingxi Sag, Junggar Basin

些样品成熟度低、气油比低、是原油伴生气的特点；克拉美丽气田 C 来源的样品则均分布在 III 型干酪根区间，与来源于 C 烃源岩的特征相符；研究区的样品分布差异较大，可以看到，盆北 1 井样品与克拉美丽 C 来源的气样较为接近，均是 III 型干酪根生成的煤成气，且成熟度较高；而湾探 1 井 P_{2x} 组的天然气样品更接近玛湖凹陷 P_{1f} 来源的样品；湾探 1 井 P_{1f} 的样品和石西地区的天然气样品则在中间区域，这与图 6 所反映的天然气成因并不完全一致，需要进一步讨论。

4.3 天然气来源

风城组和石炭系来源的天然气在类型上有本质的区别，风城组来源的天然气为油型气，而石炭系来源的天然气为煤型气；研究表明在相同或相近的热演化阶段，煤成气比油型气的碳同位素组成更加富集 ^{13}C (Stahl et al., 1975)，所以风城组来源的天然气

表 3 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷不同来源天然气同位素特征

Table 3 Isotopic characteristics of natural gas from different sources in the Penyiingxi Sag, Junggar Basin

来源	气油比	天然气碳同位素
风城组油型气	低	相对较轻
石炭系煤型气	高	相对较重
混源气	居中	倒转

$\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_3$ 相较于石炭系来源的天然气较轻 (表 3)。

(1) 风城组来源的油型气：石西地区的天然气以及湾探 1 井夏子街组的伴生气，均表现出油型气的特征。首先湾探 1 井夏子街组的天然气从碳同位素特征就可判断，为典型来源于风城组的天然气；其次，针对石西地区的天然气样品，其乙烷和丙烷碳同位素相对较轻，也均表现出风城组来源的油型气特征。但甲烷碳同位素相对偏重，在 -36.0% 左右，明显重于其他样品。除了可能存在少量下乌尔禾组来源的天然气混入这个因素以外，结合前人对石西地区原油来源的认识以及风城组烃源岩与石炭系古鼻凸大跨度对接，并且通过不整合面横向远距离运移成藏 (蒋中发等, 2023) 的地质背景，推测是因为在天然气远距离运移过程中， ^{12}C 和 ^{13}C 同位素的散失速率不同，前者大于后者，导致残余的甲烷中 ^{13}C 同位素含量增加，使得甲烷碳同位素偏重 (秦胜飞, 1999; 戴金星, 2011)。因此综合分析，认为该地区的天然气同样以二叠系风城组来源为主。

(2) 石炭系来源的煤型气：达巴松凸起盆北 1 井的深层凝析气藏，天然气碳同位素重，甲烷碳同位素为 -30.40% ，乙烷碳同位素为 -23.41% ，丙烷碳同位素为 -21.12% ，相比于克拉美丽气田典型来源于石炭系的天然气，碳同位素依然要重许多，因此认为盆北 1 井的天然气来源于石炭系。通过利用陈建平 (2021) 建立的天然气成熟度公式，计算可得盆北 1 井天然气等效 R_o 达 1.91%，而盆北 1 井所钻遇的上石炭统的烃源岩最高热解峰温 (T_{max}) 在 $436 \sim 467^\circ C$ ，仅达到成熟—高熟阶段，与天然气的成熟度不符。由此推测盆北 1 井天然气可能来源于更深层的石炭系。

(3) 风城组与石炭系来源的混源气：湾探 1 井风城组产层中的天然气，具有甲烷碳同位素轻、乙烷和丙烷碳同位素重的特征，结合上述研究结果分析，认为湾探 1 井风城组产层中的天然气具有油型气和煤成气混源的特征。而对于研究区深层—超深层油气层而言，下乌尔禾组烃源岩生成的天然气倒灌进入下伏的风城组储层成藏显然是不合理的，因此认为湾探 1 井风城组产层中的天然气是由二叠系风城组和石炭系来源的天然气混合形成的。

4.4 混源比例分析

近年来，有学者尝试利用化学计量学对混源油气的混源比例进行研究，并取得了一定的研究进展 (Peters et al., 2008; 陶国亮等, 2010, 2016; 詹兆

文,2016;王遥平等,2018;蒋文龙等,2021)。詹兆文(2016)通过计算证实混源油中化合物浓度随端元贡献率成线性关系(浓度加和性),而化合物比值与之成非线性关系。因此笔者等通过借鉴陶国亮等(2016)利用化学计量学对常规天然气混源比例的研究方法,通过计算天然气组分的绝对含量,结合已明确来源的天然气样品作为端元,对研究区深层天然气的混源比例进行研究分析。由于二叠系风城组和下乌尔禾组天然气的地化特征较为接近,该方法区分效果较差,因此笔者等把二叠系来源作为一个端元进行研究。

通过实验有22个混源天然气样品的6个天然气绝对含量数据,根据陶国亮等(2016)研究方法,可以得到一个22行6列的矩阵 $M_{22 \times 6}$,那么每个端元天然气的组成也应存在6个组分的绝对含量,共有石炭和二叠2个端元,则2个端元天然气的组成也构成了一个2行6列的矩阵 $N_{2 \times 6}$,那么表征混源比例的一定是一个22行2列的矩阵,设为 $P_{22 \times 2}$ 。此时公式 $M_{22 \times 6} = P_{22 \times 2} \times N_{2 \times 6} + e$ (e 为误差)成立。通过多元数理分析中的交替最小二乘算法(Alternating Least Squares),不断进行估算、赋值和拟合,最终使 e 为最小,则可得出端元气的比例。

由计算结果可以看出,作为计算端元的、来自玛湖凹陷和克拉美丽气田的天然气计算结果与前期研究认识是一致的;研究区天然气的混源比例计算结果同样与前文的天然气成因及来源的分析结果一致;石西地区天然气以二叠系来源为主,盆北1井天然气主要来源于石炭系,而湾探1井的三件天然气样品来源则均不一致,由深到浅逐渐由石炭系来源过渡到二叠系来源,风城组7512 m产层的天然气样品以石炭系来源为主,风城组7434 m产层的天然气则为混源,石炭系来源占比在74%左右,二叠系来源仅占26%,夏子街组产层的天然气则为风城组来源的伴生气。

5 深层天然气成藏模式

前期对于盆1井西凹陷及周缘的成藏研究主要集中在莫索湾凸起周缘的浅层和石西地区,浅层以“断砂耦合—沿梁运聚”(刘刚等,2019)、“通源断裂垂向近源运聚”成藏模式为主;深层的天然气成藏模式则以风城组烃源岩与石炭系储层形成大跨度对接的“新生古储、源—储大跨度对接”(潘建国等,2019;钱海涛等,2021;江梦雅等,2023;苏东旭等,2024)成藏模式为主。这种深层成藏模式的勘探领

表4 准噶尔盆地盆1井西凹陷天然气绝对含量及混源比例

Table 4 Absolute content and mixed-source proportion of natural gas in the Penyingxi Sag, Junggar Basin

区域	井号	层位	深度 (m)	天然气碳同位素(‰, V_{PDB})			天然气绝对含量($\times 10^{-6}$)						混源比例	
				甲烷	乙烷	丙烷	$^{12}C_1$	$^{13}C_1$	$^{12}C_2$	$^{13}C_2$	$^{12}C_3$	$^{13}C_3$	P	C
盆1井 西凹陷 及周缘	石西16	C	4812	-36.09	-28.71	-27.53	828427	8973	52329	571	27401	299	1.00	0.00
	石西161	C	5028	-36.39	-28.87	-28.02	824967	8933	51637	563	27302	298	1.00	0.00
	石西18	P_{1f}	5003	-36.07	-28.87	-27.94	825162	8938	52922	578	25719	281	1.00	0.00
	湾探1	P_{2x}	6744	-41.44	-29.89	-29.34	879823	9477	55990	610	19784	216	1.00	0.00
	湾探1	P_{1f}	7434	-37.6	-24.85	-24.11	895614	9686	43226	474	16519	181	0.26	0.74
	湾探1	P_{1f}	7512	-35.63	-25.09	-25.07	930813	10087	18102	198	6232	68	0.01	0.99
	盆北1	C	6127	-30.40	-23.41	-21.12	960337	10463	12760	140	3264	36	0.00	1.00
玛湖凹陷 - P_{1f} 来源	风城1	P_{1f}	4194	-50.17	-32.80	-31.89	872883	9317	52232	568	20576	224	1.00	0.00
	风南052	P_{2x}	2205	-46.25	-34.54	-31.21	733241	7859	45605	495	33040	360	1.00	0.00
	乌002	T_2k	795	-45.37	-31.74	-30.00	898363	9637	22357	243	12959	141	1.00	0.00
	乌27	P_{2x}	2311	-48.93	-35.4	-32.91	888603	9497	30964	336	20873	227	1.00	0.00
	乌35	P_{2x}	2927	-48.41	-32.34	-29.17	726234	7766	96451	1049	55396	604	1.00	0.00
	夏72	P_{1f}	4808	-46.44	-32.9	-31.82	840989	9011	46693	507	23742	258	1.00	0.00
玛湖1	T_1b	3284	-45.95	-30.83	-29.67	786765	8435	88140	960	33435	365	1.00	0.00	
克拉美丽 气田-C 来源	滴西21	C	2865	-28.94	-27.07	-24.2	826778	9022	32445	355	17805	195	0.02	0.98
	滴西18	C	3510	-30.03	-27.07	-24.71	830448	9052	62418	682	25224	276	0.04	0.96
	滴西172	C	3552	-29.4	-25.86	-23.64	871890	9510	45106	494	13848	152	0.02	0.98
	滴西14	C	3652	-30.54	-27.76	-25.04	859932	9368	57571	629	20772	228	0.09	0.91
	滴西10	C	3070	-30.06	-27.73	-24.47	906816	9884	25125	275	7518	82	0.07	0.93
	滴403	C	3910	-29.78	-27.51	-24.85	876247	9553	46393	507	17014	186	0.05	0.95
	滴402	C	3829	-30.75	-27.62	-24.87	899701	9799	38381	419	13255	145	0.10	0.90
滴401	C	3859	-28.83	-26.37	-24.13	854871	9329	50646	554	17409	191	0.01	0.99	

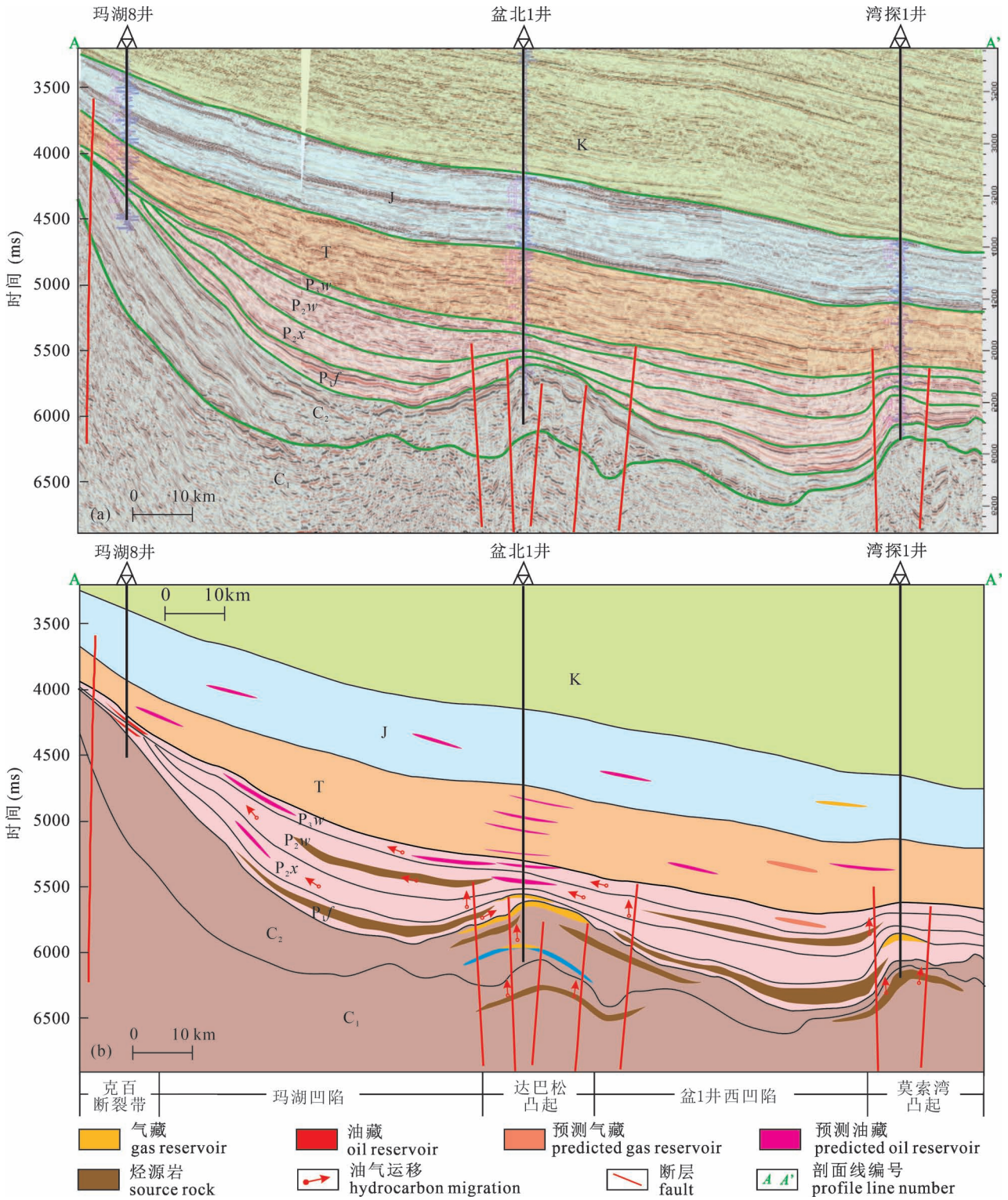


图 8 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷深层—超深层天然气成藏模式图:(a)过盆北 1 井—湾探 1 井地震解释剖面;
(b)过盆北 1 井—湾探 1 井剖面油气藏

Fig. 8 Accumulation model diagram of deep—ultra-deep natural gas in the Penyijingxi Sag, Junggar Basin:(a) seismic interpretation profile across the Well Penbei 1—Wantan 1;(b) oil and gas reservoirs in the profile across the Well Penbei 1—Wantan 1

域相对局限,勘探拓展难度大。盆 1 井西发育石炭系和风城组烃源岩地层具备规模生气的能力,是良

好的供烃来源;盆北 1 井勘探突破显示石炭系上段发育含角砾岩屑凝灰岩,试采获得高产工业气流,预

示盆1井西及周缘石炭系火山岩储层具有巨大的潜力(阿布力米提·依明等,2024);湾探1井在风一段低位域砂岩中获取高产工业气流,证实了风城组地层在极端埋深条件下仍具备优质常规储层发育条件(尤新才等,2025)。盆北1井和湾探1井的钻探证实盆1井西凹陷深层—超深层具备双源供烃、规模成藏的潜力。并由此建立“石炭系—二叠系双源供烃、古凸控聚”的成藏模式(图8)。在新的油气成藏模式下,盆1井西凹陷深层—超深层勘探领域及天然气目标类型更为丰富。

6 结论

(1)通过对准噶尔盆地西部坳陷盆1井西凹陷深层—超深层的天然气地球化学特征进行综合研究,可以确定3类天然气来源:第一类来自二叠系风城组烃源岩,分布范围广,在石西凸起、莫索湾凸起和达巴松凸起均有发现;第二类来源于石炭系,目前发现的该类规模天然气埋深较大,如盆北1井;第三类则以二叠系风城组和石炭系来源混合为主,且在不同井混合比例有所差异,导致天然气的地球化学特征有所不同,如湾探1井、和丰3井等。

(2)盆1井西凹陷目前发现的天然气,具有浅层以二叠系来源为主、凹陷西部的深层—超深层以石炭系来源为主、凹陷东部的深层—超深层则以二叠系风城组和石炭系来源混合为主的分布特征。

(3)通常石炭系的生烃中心普遍受后期构造运动的强烈改造,致使现今多以残留凹陷为主,难以预测。而盆1井西凹陷深层—超深层盆北1井和湾探1井的突破,一方面证实盆1井西凹陷深部发育石炭系和二叠系风城组两大生烃中心,供烃能力强;另一方面,由于目前仅在凹陷深层发现了石炭系来源的规模天然气藏,证实深层二叠系泥岩盖层保存条件较好,也为后续的天然气勘探奠定了基础。该类来源于石炭系的天然气前期仅在莫索湾凸起偶有发现,在西部坳陷深层—超深层尚属首次发现,这对后续的天然气勘探工作意义重大。另外,深层双源规模凝析油气藏的发现,也证实在盆1井西凹陷深部,仍有大量高熟油气尚未被发现,勘探前景十分广阔。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

阿布力米提·依明, 刘海磊, 蒋文龙, 潘进, 丁修建, 王学勇, 苏东旭, 朱永才, 李宗浩, 王江涛, 蒋中发, 李昂, 钱亮蓉. 2024.

- 准噶尔盆地达巴松凸起石炭系油气成藏与盆北1井勘探突破. 石油学报, 45(11): 1592~1606.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 梁狄刚, 张越迁, 赵喆, 倪云燕, 支东明, 杨海波. 2016. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统. 地质学报, 90(3): 421~450.
- 戴金星, 李鹏举. 1994. 中国主要含油气盆地天然气的C₅₋₈轻烃单体系列碳同位素研究. 科学通报, 39(22): 2071~2073.
- 戴金星, 裴锡古. 1992. 中国天然气地质学(卷一). 北京: 石油工业出版社.
- 戴金星. 1992. 各类烷烃气的鉴别. 中国科学(b辑 化学 生命科学 地学), (2): 185~193.
- 戴金星. 1993. 利用轻烃鉴别煤成气和油型气. 石油勘探与开发, (5): 26~32.
- 戴金星. 1993. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别. 天然气地球科学, 4(2): 1~40.
- 戴金星. 2011. 天然气中烷烃气碳同位素研究的意义. 天然气工业, 31(12): 1~6.
- 杜金虎, 支东明, 唐勇, 贾春明, 徐洋, 阿不力米提·依明, 邓勇. 2019. 准噶尔盆地上二叠统风险领域分析与沙湾凹陷战略发现. 中国石油勘探, 24(1): 24~35.
- 龚德瑜, 刘海磊, 杨海波, 李宗浩, 王瑞菊, 吴卫安. 2022. 准噶尔盆地风城组烃源岩生气潜力与天然气勘探领域. 新疆石油地质, 43(6): 674~683.
- 韩杨, 杨海波, 郭文建, 蒋文龙, 王韬, 任海蛟. 2023. 准噶尔盆地盆1井西凹陷二叠系烃源岩生烃演化史及成藏模式. 东北石油大学学报, 47(1): 30~43.
- 何登发, 张磊, 吴松涛, 李涂, 甄宇. 2018. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征. (5): 845~861.
- 胡国艺, 李剑, 李谨, 李志生, 罗霞, 孙庆伍, 马成华. 2007. 判识天然气成因的轻烃指标探讨. 中国科学(D辑: 地球科学), 37(S2): 111 - 117.
- 胡惕麟, 戈葆雄, 张义纲, 刘斌. 1990. 源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参数的开发和应用. 石油实验地质, (4): 375~394+450.
- 江梦雅, 王江涛, 刘龙松, 李卉, 陈海龙, 蒋中发, 王学勇, 刘海磊. 2023. 准噶尔盆地盆1井西凹陷石炭系—二叠系天然气特征及成藏主控因素. 岩性油气藏, 35(3): 138~151.
- 蒋文龙, 阿布力米提·依明, 卞保力, 王韬, 任海蛟, 韩杨. 2022. 准噶尔盆地西北缘风城组烃源岩热演化生物标志化合物变化及意义. 新疆石油地质, 43(6): 684~692.
- 蒋文龙, 阿布力米提·依明, 李卉, 陈静, 李宗浩. 2021. 准噶尔盆地玛东斜坡区百口泉组—下乌尔禾组混源油地球化学特征及定量判识. 地球化学, 50(2): 185~198.
- 蒋中发, 王学勇, 江梦雅, 刘龙松, 卞保力. 2023. 准噶尔盆地石西地区石炭系油藏油源分析. 地球化学, 52(3): 311~319.
- 金之钧. 2011. 叠合盆地油气成藏体系研究思路与方法——以准噶尔盆地中部地区油气藏为例. 高校地质学报, 17(2): 161~169.
- 寇晨辉. 2017. 准噶尔盆地腹部深层油气来源与成藏模式研究. 导师: 曹剑. 南京: 南京大学硕士学位论文. 1~101.
- 匡立春, 支东明, 王小军, 宋永, 蒋文龙, 曹正林, 杨智峰, 何文军. 2022. 准噶尔盆地上二叠统上乌尔禾组大面积岩性—地层油气藏形成条件及勘探方向. 石油学报, 43(3): 325~340.
- 刘刚, 卫延召, 陈桐, 贾开富, 龚德瑜, 王峰, 孙靖, 朱峰, 麻伟娇. 2019. 准噶尔盆地腹部侏罗系—白垩系次生油气藏形成机制及分布特征. 石油学报, 40(08): 914 - 927.
- 潘建国, 黄林军, 王国栋, 郭娟娟, 马永平, 罗昭洋. 2019. 源外远源油气藏的内涵和特征——以准噶尔盆地盆1井西富烃凹陷为例. 天然气地球科学, 30(3): 312~321.

- 钱海涛, 苏东旭, 阿布力米提·依明, 王学勇, 李宗浩, 王国栋. 2021. 准噶尔盆地1井西凹陷斜坡区油气地质特征及勘探潜力. 天然气地球科学, 32(4): 551~561.
- 秦胜飞. 1999. 塔里木盆地库车坳陷异常天然气的成因. 勘探家, (3): 21~23.
- 宋永, 唐勇, 何文军, 龚德瑜, 晏奇, 陈桐, 单祥, 刘超威, 刘刚, 秦志军, 阿布力米提·依明, 尤新才, 任海蛟, 白雨, 高岗. 2024. 准噶尔盆地油气勘探新领域、新类型及勘探潜力. 石油学报, 45(1): 52 - 68.
- 苏东旭, 朱永才, 刘龙松, 钱海涛, 陈海龙, 蒋中发, 张天环. 2024. 准噶尔盆地1井西凹陷及周缘石炭系—二叠系天然气成藏条件及勘探方向. 中国石油勘探, 29(4): 82~96.
- 唐勇, 胡素云, 龚德瑜, 尤新才, 李卉, 刘海磊, 陈轩. 2024. 准噶尔盆地中央坳陷西部下二叠统风城组天然气勘探潜力与重点领域. 石油勘探与开发, 51(3): 490~500+512.
- 陶国亮, 秦建中, 腾格尔, 张美珍, 付小东, 楼章华. 2010. 混源油定量判析方法研究新进展. 石油实验地质, 32(4): 377~381+386.
- 陶国亮, 王杰, 秦建中, 刘文汇, 腾格尔, 申宝剑. 2016. 天然气混源比例定量计算的多元数理分析方法. 天然气地球科学, 27(2): 341~345.
- 王惠民, 吴华, 靳涛, 杨红霞. 2005. 准噶尔盆地西北缘油气富集规律. 新疆地质, 23(3): 278~282.
- 王绪龙. 2001. 准噶尔盆地1井西凹陷区油气源与成藏研究. 导师: 西南石油学院博士学位论文.
- 王遥平, 邹艳荣, 史健婷, 石军. 2018. 化学计量学在油—油和油—源对比中的应用现状及展望. 天然气地球科学, 29(4): 452~467.
- 吴涛, 王彬, 费李莹, 刘超威, 任海蛟, 李啸, 张越迁, 杨海波. 2021. 准噶尔盆地凝析气藏成因与分布规律. 石油学报, 42(12): 1640~1653.
- 杨海波, 陈磊, 孔玉华. 2004. 准噶尔盆地构造单元划分新方案. 新疆石油地质, 25(6): 686~688.
- 尹伟, 郑和荣. 2009. 准噶尔盆地中部油气成藏期次及勘探方向. 石油实验地质, 31(3): 216~220+226.
- 尤新才, 张天环, 朱永才, 江梦雅, 刘龙松, 潘进, 王江涛, 苏东旭, 陈海龙. 2025. 准噶尔盆地1井西凹陷湾探1井风城组油气勘探突破及意义. 石油学报, 46(7): 1294~1307.
- 詹兆文. 2016. 塔里木盆地塔北隆起带海相混源油地球化学解析. 导师: 邹艳荣. 广州: 中国科学院研究生院(广州地球化学研究所)博士论文. 1~168.
- 张义杰, 曹剑, 胡文瑄. 2010. 准噶尔盆地油气成藏期次确定与成藏组合划分. 石油勘探与开发, 37(3): 257~262.
- 张越迁, 张年富, 姚新玉. 2000. 准噶尔盆地腹部油气勘探回顾与展望. 新疆石油地质, 21(2): 105~109.
- Ablimit Yiming, Liu Hailei, Jiang Wenlong, Pan Jin, Ding Xiujian, Wang Xueyong, Su Dongxu, Zhu Yongcai, Li Zonghao, Wang Jiangtao, Jiang Zhongfa, Li Ang, Qian Liangrong. 2024&. Carboniferous Hydrocarbon Accumulation of Dabasong Uplift and Exploration Breakthrough of Well Penbei 1 in Junggar Basin. Acta Petrolei Sinica, 45(11): 1592~1606.
- Bernard B B, Brooks J M, Sackett W M. 1978. Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. Journal of Geophysical Research: Oceans, 83(C8): 4053~4061.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Liang Digang, Zhang Yueqian, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Zhi Dongming, Yang Haibo, Wang Yutao. 2016&. Oil and Gas Source, Occurrence and Petroleum System in the Junggar Basin, Northwest China. Acta Geologica Sinica, 90(3): 421~450.
- Cheng Keming, Jin Weiming, He Zhonghua. 1987. Composition characteristics of light hydrocarbons in continental oil and condensate and their geological significance. Petroleum Exploration and Development, (1): 36~46.
- Dai Jinxing, Li Pengju. 1994#. Carbon isotope study of C5-8 light hydrocarbon monomer series of natural gas in China's major oil and gas basins. Chinese Science Bulletin, 39(22): 2071~2073.
- Dai Jinxing. 1992#. Identification of various types of alkane gas. Science in China, Ser B, (2): 185~193.
- Dai Jinxing. 1993a#. Carbon and hydrogen isotope characteristics of natural gas and identification of various types of natural gas. Natural Gas Geoscience, 4(2): 1~40.
- Dai Jinxing. 1993b&. Identification of coal formed gas and oil-type gas by light hydrocarbons. Petroleum Exploration and Development, 20(5): 26~32.
- Dai Jinxing. 2011&. Significance of the Study on Carbon Isotopes of Alkane Gases. Natural Gas Industry, 31(12): 1~6.
- Du Jinhui, Zhi Dongming, Tang Yong, Jia Chunming, Xu Yang, Abulimity · Yiming, Deng Yong. 2019&. Prospects in Upper Permian and strategic discovery in Shawan sag, Junggar Basin. China Petroleum Exploration, 24(1): 24~35.
- Gong Deyu, Liu Hailei, Yang Haibo, Li Zonghao, Wang Ruiju, Wu Wei'an. 2022&. Gas Generation Potential of Fengcheng Formation SourceRocks and Exploration Fields in Junggar Basin. Xinjiang Petroleum Geology, 43(6): 674~683.
- Han Yang, Yang Haibo, Guo Wenjian, Jiang Wenlong, Wang Tao, Ren Haijiao. 2023&. Hydrocarbon Generation Evolution and Accumulation of Permian Source Rocks in the PEN1 Well Western Depression of Junggar Basin. Journal of Northeast Petroleum University, 47(1): 30~43.
- He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao, Li Di, Zhen Yu. 2018&. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. Oil & Gas Geology, 39(5): 845~861.
- Hu Guoyi, Li Jian, Li Jin, Li Zhisheng, Luo Xia, Sun Qingwu, Ma Chenghua. 2007#. Discussion on the light hydrocarbon index for identifying the genesis of natural gas. Scientia Sinica(Terrae), 37(S2): 111~117.
- Hu Tiling, Ge Baoxiong, Zhang Yigang, Liu Bin. 1990&. The development and application of fingerprint parameters for hydrocarbons adsorbed by source rocks and light hydrocarbons in natural gas. Petroleum Geology & Experiment, 12(4): 375 - 394.
- Jiang Mengya, Wang Jiangtao, Liu Longsong, Li Hui, Chen Hailong, Jiang Zhongfa, Wang Xueyong, Liu Hailei. 2023&. Characteristics and main controlling factors of natural gas of Carboniferous—Permian in western well Pen-1 sag, Junggar Basin. Lithologic Reservoirs, 35(3): 138~151.
- Jiang Wenlong, Ablimit Yiming, Bian Baoli, Wang Tao, Ren Haijiao, Han Yang. 2022&. Changes and Significance of Biomarkers in Thermal Evolution of Fengcheng Formation Source Rocks in Northwestern Margin of Junggar Basin. Xinjiang Petroleum Geology, 43(6): 684~692.
- Jiang Wenlong, Ablimit Yiming, Li Hui, Chen Jing, Li Zonghao. 2021&. Geochemical characteristics and identification of mixed crude oil of the Baikouquan Formation Lower Wuerhe Formation on the East slope of the Mahu Sag, Junggar Basin. Geochimica, 50(2): 185~198.

- Jiang Zhongfa, Wang Xueyong, Jiang Mengya, Liu Longsong, Bian Baoli. 2023&. Oil source correlation of Carboniferous reservoir in Shixi area, Junggar Basin. *Geochimica*, 52(3): 311~319.
- Jin Zhijun. 2011&. Methods in studying petroleum accumulation systems in a superimposed basin: A case study of petroleum reservoirs in the central Junggar Basin. *Geological Journal of China Universities*, 17(2): 161~169.
- Kuang Lichun, Zhi Dongming, Wang Xiaojun, Song Yong, Jiang Wenlong, Cao Zhenglin, Yang Zhifeng, He Wenjun. 2022&. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration directions of large-scale lithologic—stratigraphic oil and gas reservoirs in Upper Wuerhe Formation of Upper Permian in Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 43(03): 325 - 340.
- Liu Gang, Wei Yanzhao, Chen Gang, Jia Kaifu, Gong Deyu, Wang Feng, Sun Jing, Zhu Feng, Ma Weijiao. 2019&. *Acta Petrolei Sinica*, 40(8): 914~927.
- Mango F D. 1990. The origin of light cycloalkanes in petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 54(1): 23~27.
- Pan Jianguo, Huang Linjun, Wang Guodong, Guo Juanjuan, Ma Yongping, Luo Zhaoyang. 2019&. The connotation and characteristics of reservoir far away from hydrocarbon source: A case study of well Pen-1 west hydrocarbon-enriched sag, Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 30(3): 312~321.
- Peters K E, Scott Ramos L, Zumberge J E, Valin Z C, Bird K J. 2008. De-convoluting mixed crude oil in Prudhoe Bay Field, North Slope, Alaska. *Organic Geochemistry*, 39(6): 623~645.
- Qian Haitao, Su Dongxu, Ablimit Yiming, Wang Xueyong, Li Zonghao, Wang Guodong. 2021&. Petroleum geological characteristics and exploration potential in slope area of Well Pen-1 Western Depression in Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 32(4): 551~561.
- Qin Shengfei. 1993&. Genesis of unconventional natural gas in Kuche Depression, Tarim Basin. *China Petroleum Exploration*, 4(3): 21~23.
- Song Yong, Tang Yong, He Wenjun, Gong Deyu, Yan Qi, Chen Gang, Shan Xiang, Liu Chaowei, Liu Gang, Qin Zhijun, Ablimit Yiming, You Xincai, Ren Haijiao, Bai Yu, Gao Gang. 2024&. New fields, New Types and Exploration Potentials of Oil—Gas Exploration in Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 45(1): 52 - 68.
- Stahl W J, Carey B D. 1975. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basins, west Texas. *Chemical Geology*, 16(4): 257~267.
- Su Dongxu, Zhu Yongcai, Liu Longsong, Qian Haitao, Chen Hailong, Jiang Zhongfa, Zhang Tianhuan. 2024&. Gas accumulation conditions and exploration orientation of the Carboniferous—Permian in West Well Pen 1 Sag and its periphery in Junggar Basin. *China Petroleum Exploration*, 29(4): 82~96.
- Sun Ping'an, Wang Yuce, Leng Kun, Li Hui, Ma Wanyun, Cao Jian. 2016. Geochemistry and origin of natural gas in the eastern Junggar Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 75: 240~251.
- Tang Yong, Hu Suyun, Gong Deyu, You Xincai, Li Hui, Liu Hailei, Chen Xuan. 2024. Natural gas exploration potential and favorable targets of Permian Fengcheng Formation in the western Central Depression of Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 51(3): 563~575.
- Tao Guoliang, Qin Jianzhong, Teng Geer, Zhang Meizhen, Fu Xiaodong, Lou Zhanghua. 2010&. Advancements in quantifying mixed oils. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(4): 377~381+386.
- Tao Guoliang, Wang Jie, Qin Jianzhong, Liu Wenhui, Teng Geer, Shen Baojian. 2016. The multivariate data analysis method of quantitative calculation of mixed proportion of natural gas. *Natural Gas Geoscience*, 27(2): 341~345.
- Tao Keyu, Cao Jian, Wang Yuce, Ma Wanyun, Xiang Baoli, Ren Jianglin, Zhou Ni. 2016. Geochemistry and origin of natural gas in the petroliferous Mahu sag, northwestern Junggar Basin, NW China: Carboniferous marine and Permian lacustrine gas systems. *Organic Geochemistry*, 100: 62~79.
- Wang Huimin, Wu Hua, Jin Tao, Yang Hongxia. 2005&. Rule of hydrocarbons accumulation in the northwest edge of Junggar basin. *Xinjiang Geology*, 23(3): 278~282
- Wang Xulong. 2001#. Study on hydrocarbon source and accumulation in the west sag of Well Pen-1 in Junggar Basin. *Southwest Petroleum University*.
- Wang Yaoping, Zou Yanrong, Shi Jianting, Shi Jun. 2018&. The application of chemometrics in oil—oil and oil—source rock correlations: Current situation and future prospect. *Natural Gas Geoscience*, 29(4): 452~467.
- Wu Tao, Wang Bin, Fei Liying, Liu Chaowei, Ren Haijiao, Li Xiao, Zhang Yueqian, Yang Haibo. 2021&. Origin and Distribution Law of Condensate Gas Reservoirs in Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 42(12): 1640~1653.
- Yang Haibo, Chen Lei, Kong Yuhua. 2004&. A novel classification of structural units in Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 25(6): 686~688.
- Yin Wei, Zheng Herong. 2009&. Hydrocarbon accumulation stages and exploration directions in the central Junggar basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 31(3): 216~220.
- You Xincai, Zhang Tianhuan, Zhu Yongcai, Jiang Mengya, Liu Longsong, Pan Jin, Wang Jiangtao, Su Dongxu, Chen Hailong. 2025&. Hydrocarbon exploration breakthrough of Fengcheng Formation of Well WT1 in the Well Pen-1 West sag of Junggar Basin and its significance. *Acta Petrolei Sinica*, 46(7): 1294~1307.
- Zhang Yijie, Cao Jian, Hu Wenxuan. 2010. Timing of petroleum accumulation and the division of reservoir-forming assemblages, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(3): 257~262.
- Zhang Yueqian, Zhang Nianfu, Yao Xinyu. 2000&. Review and Prospect for Petroleum Exploration in Hinterland of Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 21(2): 105~109.

Genesis and accumulation characteristics of deep—ultra-deep natural gas in Penyijingxi sag, Junggar Basin

JIANG Wenlong¹⁾, GUO Wenjian¹⁾, CUI Zhenyu²⁾, HAN Yang¹⁾, XIANG Wei¹⁾,
WANG Tao¹⁾, LIU Hailei¹⁾, WANG Xueyong¹⁾

1) *Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang, 834000;*

2) *School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong, 266000*

Objective: The Penyijingxi Sag, one of the three hydrocarbon-rich sags in the Western Depression of the Junggar Basin. has recently achieved significant breakthroughs in deep—ultra-deep natural gas exploration. However, research on the origin and genetic mechanisms of these deep—ultra-deep natural gas accumulations remains limited.

Methods: This study systematically investigates the genetic types and source contributions of natural gas through comparative analysis of gas composition, carbon isotopes, and light hydrocarbon data with typical genetic end-members.

Results: The results demonstrate that the genesis of deep—ultra-deep natural gas in the Penyijingxi Sag can be divided into three types: ① Typical humic type gas, mainly from the Carboniferous, characterized by deep burial, high maturity (dry gas) and localized distribution; ② Typical sapropelic type gas mainly derived from the Permian Fengcheng Formation source rocks, exhibiting widespread distribution, relatively low maturity (condensate oil and gas); ③ Mixed natural gas, which is mainly mixed from Permian Fengcheng Formation and Carboniferous source rocks. Then the proportion of mixed source gas was analyzed by Chemometrics. Based on these findings, a "dual-source hydrocarbon charging and paleo-uplift accumulation" accumulation model was established for deep—ultra-deep natural gas reservoirs in the Penyijingxi sag and its periphery.

Conclusions: This research provides critical theoretical support for advancing hydrocarbon exploration in deep to ultra-deep strata of Western Depression.

Keywords: Junggar Basin; Penyijingxi Sag; deep—ultra-deep; natural gas genesis; accumulation model

Acknowledgements: This study was supported by China National Petroleum Corporation Limited Science and Technology Special Project (No. 2023ZZ24-01), China National Petroleum Corporation Youth Science and Technology Special Project (No. 2024DQ03003) and Science and Technology Special Project of Oil, Gas and New Energy Branch, China National Petroleum Corporation Limited (No. 2023YQX10106).

First author: JIANG Wenlong, male, born in 1987, Ph. D., senior engineer, is mainly engaged in petroleum geochemistry and hydrocarbon accumulation research; Email: jwl@petrochina.com.cn

Manuscript received on: 2025-06-04; Accepted on: 2025-12-26; Published online on: 2026-01-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2026.01.021

Edited by: LIU Zhiqiang

