

鄂尔多斯盆地神木北地区二叠系煤系烃源岩 地球化学特征及天然气成藏贡献

王豫昌^{1,2}, 邵俊哲³, 宋默菡^{1,2}, 孙砚泽⁴, 刘岩^{1,2}, 严刚^{1,2}, 刘海文^{1,2}, 孙庆庆^{1,2}, 李阳^{1,2}

(1. 长江大学 油气地球化学与环境湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430100;

2. 长江大学 西部研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 3. 长江大学 地球科学学院, 湖北 武汉 430100;

4. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

摘要:综合运用 TOC 测定、岩石热解、干酪根碳同位素测定、饱和烃色谱分析及流体包裹体分析等方法, 研究神木北地区二叠系煤系烃源岩地球化学特征及其对盒 8 段天然气成藏的贡献。结果表明, 山 2 段及太原组均为煤系烃源岩, 类型以 II₂-III 型为主; 成熟度呈分带性, 山 2₁ 亚段为成熟阶段, 山 2₂ 亚段与太原组为成熟-高熟阶段, 山 2₃ 亚段为高熟阶段。姥植比(Pr/Ph)与伽马蜡烷指数(GI)显示, 山 2 段及太原组形成于弱氧化-弱还原环境的淡水-微咸水体系; 结合生物标志化合物、显微组分及干酪根碳同位素, 确定两者母质均以高等植物为主。天然气碳同位素特征表明, 盒 8 段、山西组及太原组天然气均以煤型气为主, 山西组、太原组天然气源自自身烃源岩, 盒 8 段为两者混源。基于气体组分与碳同位素建立图版, 山西组对盒 8 段天然气贡献比例 43%~97%(平均 72%), 为主要供源。流体包裹体与单井埋藏史分析显示, 太原组存在两期油气充注: 早白垩世初期(134~128 Ma)以油充注为主, 末期(122~105 Ma)以气充注为主; 盒 8 段也存在两期充注: 早白垩世中期(129~122 Ma)以油充注为主, 末期(122~100 Ma)以气充注为主。

关键词:煤系烃源岩; 地球化学特征; 流体包裹体; 天然气成藏贡献; 油气成藏期次

中图分类号: TE122.1

文献标志码: A

Geochemical characteristics of Permian coal-measure source rocks and their contribution to natural gas accumulation in northern Shenmu area, Ordos Basin

WANG Yuchang^{1,2}, SHAO Junzhe³, SONG Mohan^{1,2}, SUN Yanze⁴,

LIU Yan^{1,2}, YAN Gang^{1,2}, LIU Haiwen^{1,2}, SUN Qingqing^{1,2}, LI Yang^{1,2}

(1. Hubei Key Laboratory of Petroleum Geochemistry and Environment, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

2. Western Research Institute, Yangtze University, Karamay 834000, China;

3. School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

4. Exploration and Development Research Institute of Petro China Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China)

Abstract: By comprehensively applying TOC determination, rock pyrolysis, kerogen carbon isotope determination, saturated hydrocarbon chromatography-mass spectrometry analysis and fluid inclusion analysis, this study investigated the geochemical characteristics of the Permian coal-measure source rocks in the northern Shenmu area of the Ordos Basin and their contribution to the natural gas accumulation of He 8 member. The analysis results show that the source rocks of both Shan 2 member and Taiyuan Formation in the northern Shenmu area belong to coal-measure source rocks, primarily classified as type II₂~III. The maturity exhibits zoning

收稿日期: 2025-04-29

基金项目: 湖北省杰出青年科学基金项目(2025AFA106)

作者简介: 王豫昌(2001—), 男, 河南南阳人, 硕士研究生, 主要从事油气地球化学研究。

李阳(1990—), 男, 河北定州人, 副教授, 博士, 主要从事致密储层综合评价、烃源岩沉积机制与分布规律、油气运移与成藏模式研究, 本文通信作者。E-mail: lyugly@163.com

characteristics with Shan 2₁ submember in the mature stage, the Shan 2₂ submember and Taiyuan Formation in the mature to over-mature stage, and the Shan 2₃ submember in the over-mature stage. The Pr/Ph value and gammacerane index indicate that the coal-measure source rocks of Shan 2 member and Taiyuan Formation were deposited in a weakly oxidizing to weakly reducing environment in a freshwater to brackish water system. Biomarker, microscopic component and kerogen carbon isotope analyses show that the parent materials of Shan 2 member and Taiyuan Formation source rocks are mainly higher plants. The carbon isotope characteristics of natural gas indicate that the natural gas in He 8 member, Shanxi Formation and Taiyuan Formation is mainly coal-type gas, and that the natural gas in Shanxi Formation and Taiyuan Formation mainly originates from its own source rocks, while the natural gas in He 8 member is mainly generated by both of the source rocks. Based on gas component and carbon isotope, a natural gas mixing ratio chart for the study area was established, and it was calculated that the natural gas in He 8 member mainly originated from the Shanxi Formation coal-measure source rocks, with a contribution ratio of 43% to 97% (average 72%). The liquid inclusions and single-well burial history analysis suggest that Taiyuan Formation experienced two periods of oil and gas charging: the early Cretaceous (134 to 128 Ma) dominated by oil charging and the late early Cretaceous (122 to 105 Ma) dominated by gas charging, and that He 8 member also experienced two periods of charging: the middle Cretaceous (129 to 122 Ma) dominated by oil charging and the late early Cretaceous (122 to 100 Ma) dominated by gas charging.

Key words: coal-measure source rock; geochemical characteristics; fluid inclusion; contribution to natural gas accumulation; oil and gas accumulation periods

鄂尔多斯盆地是中国重要能源支柱之一,已在奥陶系、石炭系、二叠系及三叠系实现致密砂岩、煤层、页岩储层的油气勘探开发,至2024年已发现67个油气田^[1-2]。盆地早期以石油勘探为主,20世纪90年代后,煤层气勘探工作取得突破,已探明煤岩分布面积达 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$,预测煤层气的总资源量 $20.20 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2016—2022年,盆地新增煤层气探明储量占同期新增油气总探明储量的66%,2023年,盆地东部又发现千亿立方米深层煤气田——神府气田。神木北地区位于神府气田北部,地质构造独特且煤系烃源岩发育条件优越。区内二叠系山西组及太原组均发育煤系烃源岩,热演化程度高且已进入生气阶段,具备良好的天然气成藏条件,是盆地煤层气勘探的重点区域之一。

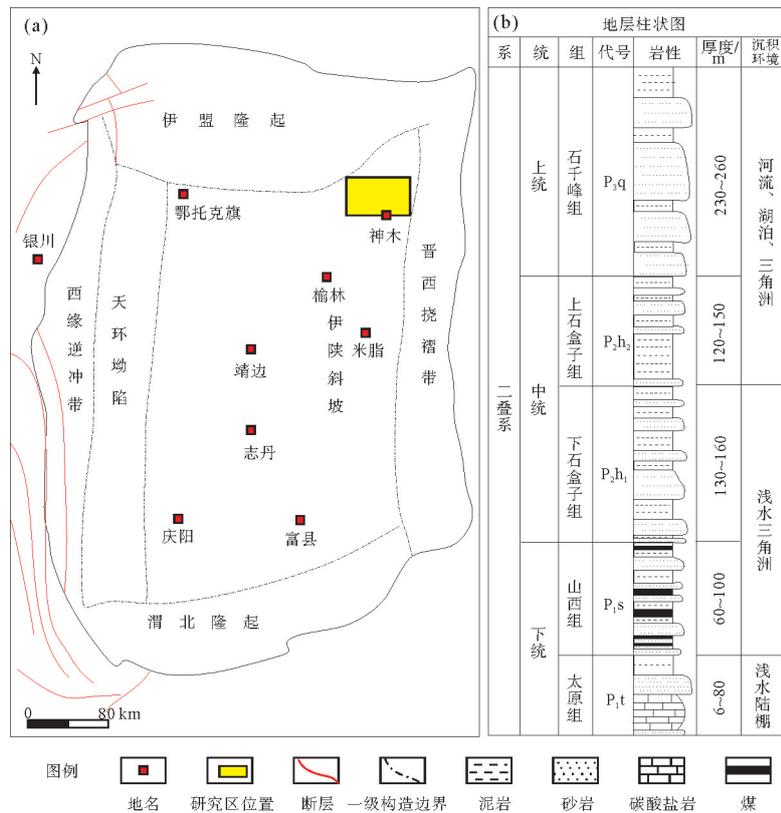
学者已针对盆地开展多项研究:烃源岩特征方面,刘建良等^[4]认为二叠系主力烃源岩为山西组及太原组,有机质类型以Ⅲ型为主;气源方面,吴小奇等^[5]认为定北地区二叠系天然气来自其下伏煤系烃源岩,但未量化烃源岩的贡献率;成藏期次方面,杨丽丽等^[6]、张佳琦等^[7]、赵凡凡等^[8]研究指出,盆地不同区域存在2~3期油气成藏过程,且成藏期次存在显著区域差异。

尽管上述研究已取得丰硕成果,但工作均集中于盆地东部、东南部及中部,针对神木北地区二叠系烃源岩的研究尚不足:其一,二叠系煤系烃源岩的有机地球化学特征尚未明确;其二,缺少研究区流体包裹体及天然气贡献的相关研究,难以准确评估油气成藏期次及不同层位烃源岩对天然气成藏的贡献。

本研究聚焦神木北地区二叠系煤系烃源岩,通过有机地球化学、天然气组分及碳同位素测定及流体包裹体分析,结合盆地构造演化史,系统探讨烃源岩对天然气成藏的贡献机制;同时基于天然气组分及碳同位素分析,建立山西组、太原组煤系烃源岩对盒8段天然气的贡献率图版,旨在为该区煤层气的形成、演化及成藏过程提供理论支撑,为天然气勘探开发提供依据。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地位于我国中西部,是华北古生代克拉通与中生代台内拗陷叠合发育的大型含油气盆地^[1],面积达 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地可分为六个构造单元^[4],分别是伊盟隆起、西缘冲段带、天环拗陷、晋西挠褶带、伊陕斜坡和渭北隆起(图1(a))。研究区位于鄂尔多斯盆地东北部,地处伊陕斜坡边缘区,北部与伊盟隆起接壤,东部与晋西挠褶带为邻。在加里东构造运动的影响下,晚古生代鄂尔多斯盆地经历大幅度抬升与剥蚀事件^[9]。二叠系烃源岩主要分布在太原组和山西组,岩性包括煤层、暗色泥岩和碳酸盐岩三种类型(图1(b));储层主要为砂岩,孔隙度2%~8%,渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[10]。



(a)研究区构造分区;(b)地层综合柱状图

图 1 研究区地质构造图

Fig. 1 Geological structural map of the study area

2 样品及实验

本次采集神木北地区样品 40 块,取样深度为 1 902.2~2 551.8 m,包括山 2 段(山 2₁、山 2₂、山 2₃ 亚段)、太原组烃源岩以及盒 8 段、太原组砂岩。烃源岩样品共 27 块,主要进行总有机碳(total organic carbon, TOC)、岩石热解、显微组分、镜质体反射率(vitrinite reflectance, R_v)、干酪根稳定碳同位素(stable carbon isotope of kerogen, δ¹³C_{kerogen})、氯仿沥青“A”及饱和烃的气相色谱-质谱(gas chromatography-mass spectrometry, GC-MS)等分析;砂岩样品共 13 块,主要进行流体包裹体分析。上述实验均在长江大学油气地球化学与环境湖北省重点实验室完成。

TOC 分析采用 CS-230 碳硫分析仪,热解分析采用 OGE-VI 油气评价工作站,显微组分及镜质体反射率分析采用 Zeiss Axio Scope. A1/J&M Msp 200 光学显微镜,干酪根碳同位素分析采用 Thermo Scientific Delta V Advantage 同位素质谱仪,生物标志化合物分析采用 GC-MS,包裹体分析采用 Axio Imager. A2 Pol 偏光显微镜与 LINKAM THMS600 型冷热台,结果划分标准依据国标^[11]。

3 烃源岩地球化学特征

3.1 有机质丰度

烃源岩评价的常用参数有 TOC、生烃潜量 S₁+S₂ (S₁ 表示游离烃, S₂ 表示热解烃) 及氢指数(hydrogen index, HI)等^[11]。研究区 TOC 及岩石热解结果表明,山 2 段(山 2₁、山 2₂、山 2₃ 亚段)及太原组的 TOC 值分布范围 1.48%~38.5% (表 1), 分别平均为 19.41%、17.17%、21.18%、13.76%, S₁+S₂ 为 0.97~185.13 mg/g, HI 值为 38~471 mg/g。TOC、S₁+S₂ 与 HI 三者相关性较好, TOC 与 S₁+S₂ 交汇图表明,山 2 段及太原组烃源岩主要为炭质泥岩和煤(图 2(a))。

表 1 研究区烃源岩有机质丰度及干酪根碳同位素值

Table 1 Organic matter abundance and kerogen carbon isotope values of source rocks at different levels in the study area

编号	层位	(S ₁ +S ₂)/(mg/g)	TOC/%	HI/(mg/g)	δ ¹³ C _{kerogen} /‰	有机质类型
82-21		4.22	3.85	90	-24.12	II ₂
93-21	山 2 ₁	159.63	36.25	415	-23.64	III
PLG-06		60.59	18.12	330	-24.41	II ₂
22-22		133.79	27.26	448	-24.23	II ₂
35-22		2.77	3.66	67	-23.44	III
38-22		0.97	2.29	38	-24.23	II ₂
40-22		1.07	1.48	59	-22.96	III
64-22	山 2 ₂	29.36	10.13	276	-22.95	III
74-22		98.88	34.58	263	-22.66	III
97-22		28.17	8.18	318	-24.11	II ₂
147-22		69.90	31.74	214	-23.33	III
150-22		148.68	35.22	409	-23.91	III
39-23		6.11	4.67	109	-23.54	III
98-23		11.25	4.37	236	-23.23	III
127-23	山 2 ₃	69.92	30.83	214	-24.50	II ₂
128-23		185.13	38.35	471	-22.65	III
150-23		68.59	27.68	239	-23.60	III
39-太原		2.96	2.66	88	-23.38	III
74-太原		1.96	3.31	45	-23.87	III
83-太原		3.42	3.32	85	-23.77	III
93-太原		18.06	13.64	120	-23.03	III
127-太原	太原	129.75	38.50	321	-24.06	II ₂
142-太原		121.66	36.28	311	-23.38	III
HZM-01		7.18	11.24	63	-23.81	III
LJQ-01		26.33	21.56	113	-23.84	III
PLG-04		5.83	5.26	104	-24.49	II ₂
QT-002		3.97	1.79	214	-24.46	II ₂

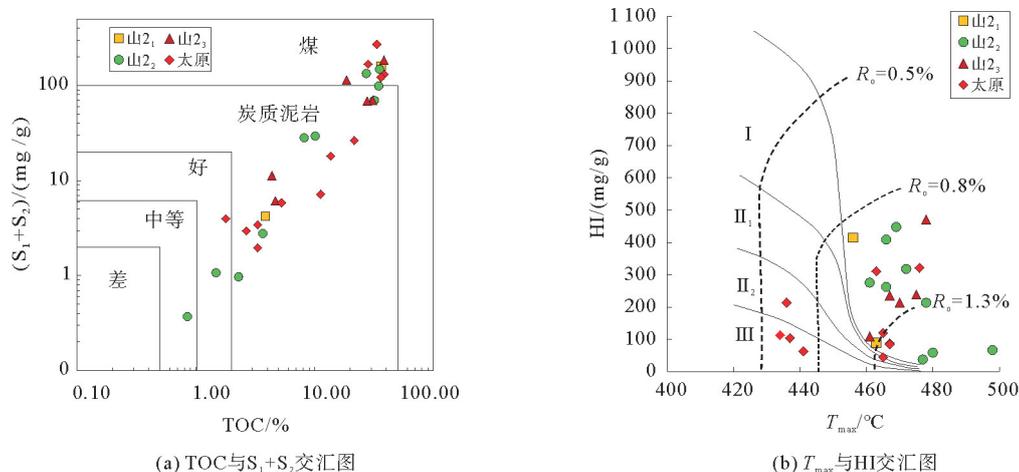


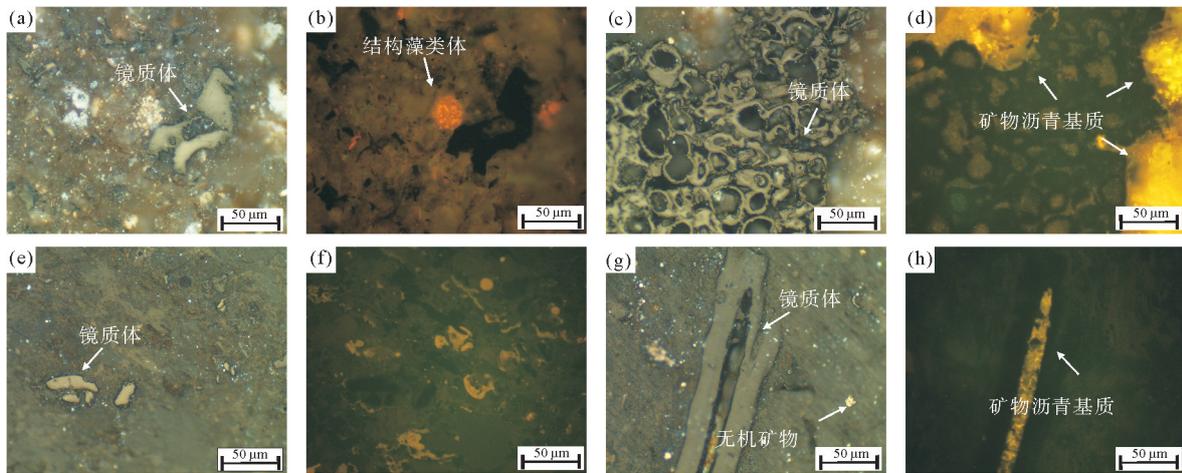
图 2 研究区煤系烃源岩有机质特征

Fig. 2 Characteristics of organic matter in high-maturity coal-measure source rocks in the study area

3.2 有机质类型

HI 与热解峰温 (pyrolysis peak temperature, T_{max}) 交汇图常用于判别烃源岩母质类型,但其适用范围仅为未熟-低熟阶段^[12],当 $R_o > 0.8\%$ 时,热解参数间的差异逐渐缩小,会导致有机质类型判断失误^[12]。研究区二叠系烃源岩成熟度普遍偏高,由 HI 与 T_{max} 交汇图(图 2(b))可见,仅少数样品点落在 II₂~III 型区域,其余大多样品点落入无法判别有机质的区域,不能识别样品烃源岩的母质类型,需选用其他参数进行分析。

显微组分是判定烃源岩母质类型的重要依据,可依据样品中腐泥组、壳质组、镜质组及惰质组相对含量进行划分^[13]。研究区煤系烃源岩显微组分整体以镜质组为主(图 3),占比为 15%~90%(表 2),且在荧光条件下可见矿物沥青基质发育(图 3(d)、3(h))。结合类型指数划分标准,认为山 2 段及太原组烃源岩的母质类型为 III 型(表 2)。



(a)97-21,结构镜质体,白光;(b)97-21,矿物沥青基质,荧光;(c)35-22,镜质体,白光;(d)35-22,结构藻类体,荧光;(e)72-23,镜质体,白光;
(f)72-23,无明显荧光生物;(g)127-太原,镜质体、无机矿物,白光;(h)127-太原,矿物沥青基质,荧光

图 3 研究区烃源岩显微组分镜下特征

Fig. 3 Microscopic component characteristics of source rocks in the study area

干酪根碳稳定同位素 $\delta^{13}C_{kerogen}$ 受到生源与碳源的双重影响,可作为划分母质类型的依据。根据前人^[14]研究, $\delta^{13}C_{kerogen} \leq -28\%$ 为 I 型, $-28\% < \delta^{13}C_{kerogen} \leq -26\%$ 为 II₁ 型, $-26\% < \delta^{13}C_{kerogen} \leq -24\%$ 为 II₂ 型, $\delta^{13}C_{kerogen} > -24\%$ 为 III 型。研究区烃源岩的 $\delta^{13}C_{kerogen}$ 分布于 $-24.49\% \sim -22.65\%$ (表 2),为 II₂ 型和 III 型有机质,其中山 2₁ 亚段母质以 II₂ 型为主,山 2₂、山 2₃ 亚段及太原组则以 III 型为主。

3.3 有机质成熟度

R_o 是目前分析有机质成熟度最常用且有效的指标^[14]。研究区 R_o 测试结果显示,山 2₁ 亚段 R_o 为 0.65%~0.89%,平均 0.75%(表 2),处于成熟阶段;山 2₂ 亚段及太原组 R_o 为 0.71%~1.72%,均值分别为 0.94%、1.10%,处于成熟-高熟阶段;山 2₃ 亚段 R_o 为 0.78%~2.45%,平均 1.95%,处于高成熟阶段。

3.4 烃源岩沉积环境及母质来源

生物标志化合物在有机质演化过程中具有稳定性,其组成与分布特征可用于指示烃源岩的沉积环境及母质来源^[15]。对低熟-未熟烃源岩,可根据正构烷烃(*n*-Alkanes, *n*C-)的峰形、碳优势指数(carbon preference index, CPI)及奇偶优势指数(odd-even preference index, OEP)判断烃源岩的母质来源^[15]。但因研究区烃源岩成熟度较高(表 2),CPI 和 OEP 特征受到成熟度的影响并不明显,无法指示其母质来源,因此,本研究结合萜烷、甾烷、藿烷、显微组分及干酪根的碳同位素特征对烃源岩的母质来源进行分析;通过类异戊二烯烷烃及伽马蜡烷指数(gamma-cerane index, GI)分析烃源岩的沉积环境。

表 2 研究区显微组分及镜质体反射率

Table 2 Microcomponent composition and vitrinite reflectance of different stratigraphic horizons in the study area

编号	组分				类型指数	类型	R _o /%	
	层位	腐泥组/%	壳质组/%	镜质组/%				惰质组/%
82-21		—	30	60	10	-40.0	Ⅲ	0.65
93-21	山 2 ₁	—	30	30	40	-47.5	Ⅲ	0.70
PLG-06		—	10	85	5	-63.8	Ⅲ	0.89
22-22		—	10	60	30	-70.0	Ⅲ	0.73
35-22		10	—	70	20	-62.5	Ⅲ	0.98
38-22		10	—	90	—	-57.5	Ⅲ	0.71
40-22		10	—	80	10	-60.0	Ⅲ	0.88
64-22	山 2 ₂	10	—	20	70	-75.0	Ⅲ	1.16
74-22		5	—	75	20	-71.3	Ⅲ	0.87
97-22		—	—	80	20	-80.0	Ⅲ	0.85
147-22		—	—	90	10	-77.5	Ⅲ	1.41
150-22		—	10	65	25	-68.8	Ⅲ	0.87
39-23		—	30	40	30	-45.0	Ⅲ	0.78
98-23		10	10	60	20	-50.0	Ⅲ	1.82
127-23	山 2 ₃	—	5	35	60	-83.8	Ⅲ	2.27
128-23		—	5	90	5	-70.0	Ⅲ	2.45
150-23		—	5	15	70	-68.8	Ⅲ	2.45
39-太原		—	10	50	40	-72.5	Ⅲ	0.89
74-太原		5	—	15	80	-86.3	Ⅲ	0.87
83-太原		—	—	90	10	-77.5	Ⅲ	0.90
93-太原		10	—	60	30	-65.0	Ⅲ	0.89
127-太原	太原	—	—	70	30	-82.5	Ⅲ	0.79
142-太原		5	—	85	10	-68.8	Ⅲ	0.96
HZM01		—	20	60	20	-55.0	Ⅲ	0.86
LJQ01		—	10	70	20	-67.5	Ⅲ	0.89
PLG-04		—	20	30	50	-62.5	Ⅲ	1.86
QT-002		—	35	40	25	-37.5	Ⅲ	1.72

姥鲛烷(pristane, Pr)与植烷(phytane, Ph)的含量受到氧化还原环境的影响,姥植比(Pr/Ph)可指示环境^[15](表 3、图 4), Pr/Ph ≤ 0.5 指示强还原环境, 0.5 < Pr/Ph ≤ 1.0 指示还原环境, 1.0 < Pr/Ph < 2.0 指示弱氧化-弱还原环境, Pr/Ph ≥ 2.0 为强氧化环境^[15]。研究区山 2₁、山 2₂、山 2₃ 亚段的 Pr/Ph 值为 0.61~2.23(表 3), 平均值分别为 1.35、1.18、0.75, 表明山 2 段整体为弱氧化-弱还原环境, 且呈自下而上还原性逐渐减弱的趋势; 太原组 Pr/Ph 值为 1.17~1.59, 平均 1.34, 为弱氧化-弱还原环境。

伽马蜡烷指数 GI 是划分沉积水体盐度的重要依据, 0.08 ≤ GI < 0.30 指示淡水-微咸水环境, 0.30 ≤ GI < 0.82 指示半咸水环境, 0.82 ≤ GI < 1.45 指示咸水环境^[15]。研究区山 2 段及太原组的 GI 值均较低, 为 0.02~0.36(表 3), 其中山 2₁、山 2₂、山 2₃ 亚段 GI 平均值分别为 0.11、0.10、0.08, 太原组 GI 平均值为 0.14, 表明两者烃源岩均形成于淡水-微咸水环境。

三环萜烷(tricyclic terpane, TT)和四环萜烷(tetracyclic terpane, TET)是判别母质来源的关键生物标志化合物, 其组成在不同母质类型烃源岩中差异显著。在沼泽相沉积中, C₁₉₊₂₀TT/C₂₃TT 与 C₂₄TET/C₂₆TT(C₁₉TT、C₂₀TT、C₂₁TT、C₂₂TT、C₂₃TT、C₂₄TT、C₂₅TT、C₂₆TT 为对应碳数的三环萜烷, C₂₄TET 为碳数 24 的四环萜烷)的值越高, 则陆源输入越多^[15]。研究区质量色谱图(图 5)显示, 山 2₁、山 2₂ 亚段及太原组的 C₁₉TT 均呈高值(图 5(a)、5(b)、5(d)), C₁₉₊₂₀TT/C₂₃TT 值为 1.11~6.75, C₂₄TET/C₂₆TT 值为

0.97~14.30(表 3),表明母质来源均以陆源输入为主;而山 2₃ 亚段的 C₁₉₊₂₀ TT/C₂₃ TT 为 0.13~0.59, C₂₄ TET/C₂₆ TT 为 0.44~0.65(表 3),指示其母质来源以水生生物为主。

表 3 研究区生物标志化合物特征

Table 3 Characteristics of biomarkers in the study area

编号	层位	Pr/Ph	C ₁₉₊₂₀ TT/C ₂₃ TT	C ₂₄ TET/C ₂₆ TT	GI	C ₂₇ 规则甾烷/C ₂₉ 规则甾烷
44-21	山 2 ₁	2.23	3.26	1.33	0.18	0.58
64-21	山 2 ₁	0.87	—	2.97	0.07	0.51
93-21	山 2 ₁	0.94	—	1.66	0.09	0.23
40-22	山 2 ₂	1.73	—	2.13	0.06	0.65
64-22	山 2 ₂	0.82	1.11	1.51	0.02	1.60
74-22	山 2 ₂	1.00	5.49	2.09	0.21	0.22
98-23	山 2 ₃	0.65	0.59	0.65	0.05	1.27
127-23	山 2 ₃	0.61	0.48	0.44	0.10	1.30
128-23	山 2 ₃	1.00	0.13	0.51	0.09	1.81
72-太原	太原	1.30	6.75	14.30	0.04	0.24
93-太原	太原	1.17	—	8.24	0.13	0.26
127-太原	太原	1.59	4.83	1.25	0.10	0.99
128-太原	太原	1.23	—	—	0.05	1.78
142-太原	太原	1.39	3.14	0.97	0.36	0.60

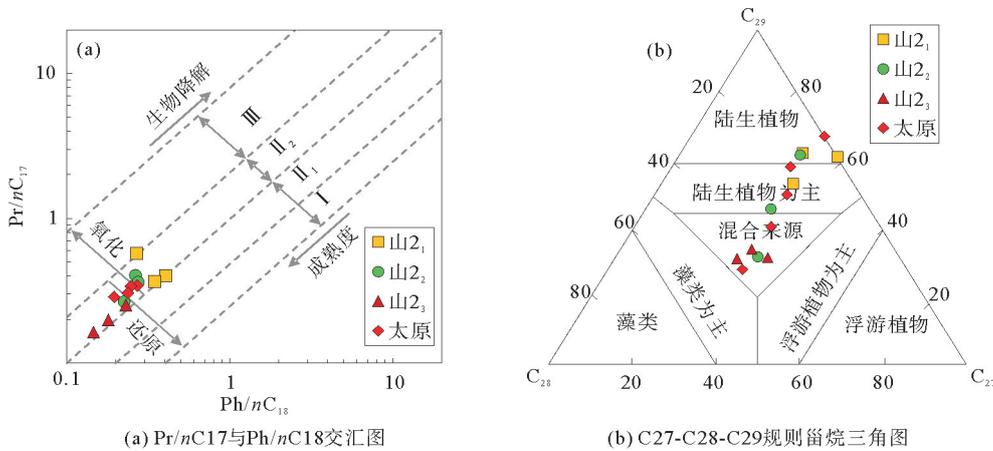


图 4 神木北地区有机质来源判别图

Fig. 4 Identification diagram of organic matter source in the northern Shenmu area

低等水生生物富含 C₂₇ 规则甾烷,高等植物则富含 C₂₉ 规则甾烷^[15],因此可用 C₂₇/C₂₉ 值指示烃源岩的母质来源。研究区 C₂₇-C₂₈-C₂₉ 规则甾烷三角图(图 4(b))显示,山 2₁、山 2₂ 亚段及太原组烃源岩落在以陆生植物为主的区域,山 2₃ 亚段则位于混合来源区域。质量色谱图(图 5(a)、5(b)、5(d))显示,山 2₁、山 2₂ 亚段及太原组 C₂₉ 规则甾烷含量高,C₂₇-C₂₈-C₂₉ 峰形呈反“L”形,且 C₂₇/C₂₉ 值为 0.22~1.78,平均 0.7(表 3),表明其母质来源以陆生植物为主;山 2₃ 亚段 C₂₇-C₂₈-C₂₉ 峰形呈“L”形(图 5(c)),且 C₂₇/C₂₉ 值为 1.27~1.81(表 3),平均 1.46,虽指示低等水生生物母质,但又会受到成熟度的影响^[16],因此,该参数判别结果不可靠。结合显微组分与干酪根碳同位素分析,认为山 2₃ 亚段母质以高等植物为主。

综上,研究区山 2 段及太原组烃源岩均形成于弱氧化-弱还原环境的淡水-微咸水体系,且母质来源均以陆生植物为主。

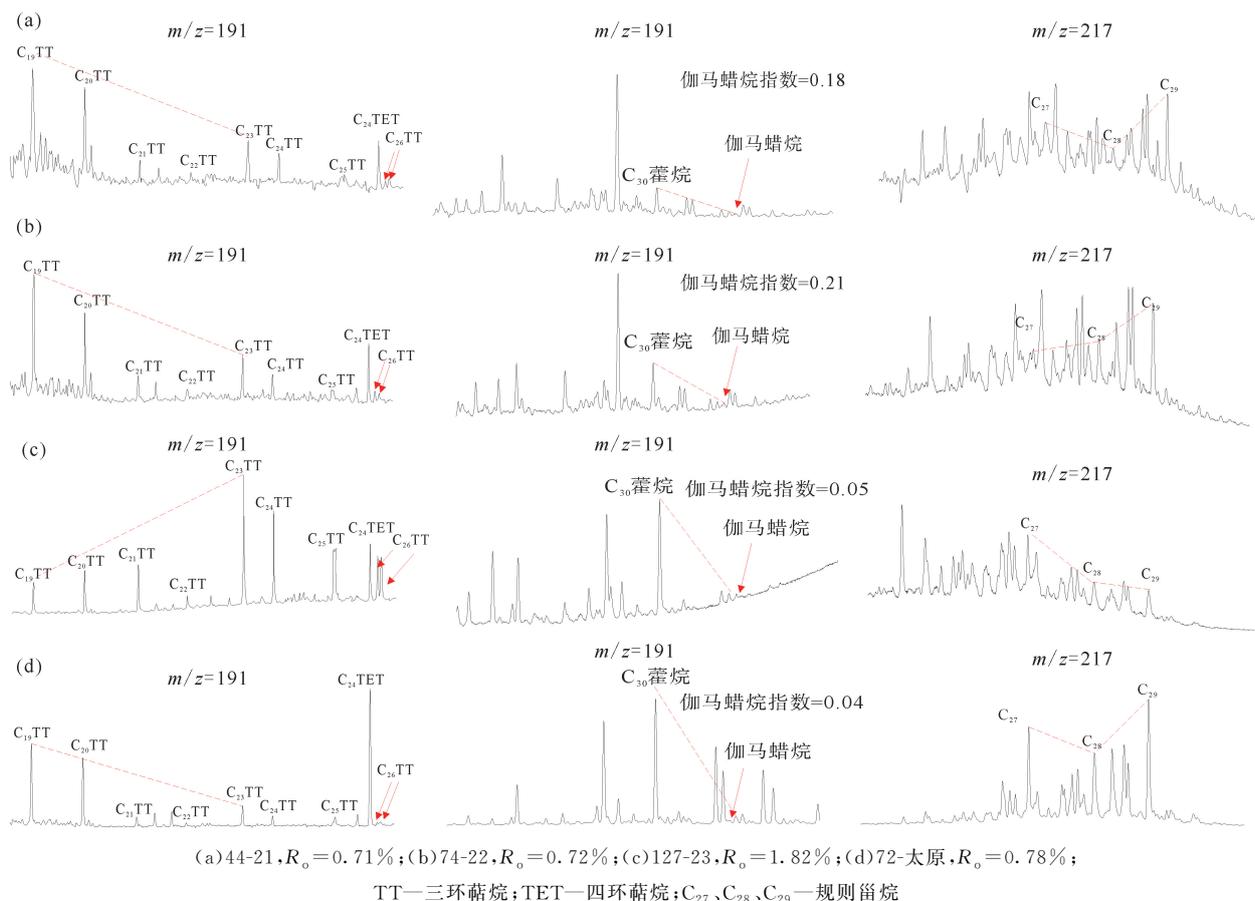


图 5 研究区生物标志化合物质量色谱图

Fig. 5 Mass chromatograms of biomarkers in source rocks from the study area

4 天然气特征及充注过程

4.1 天然气成因及来源

研究区天然气以烃类气体为主,其中甲烷含量最高,为 51.50%~93.64%(平均 79.86%),乙烷次之,为 1.31%~6.89%(平均 4.14%),丙烷为 0.37%~3.88%(平均 1.54%);非烃气体中氮气占比为 0.40%~41.68%(平均 13.53%),天然气干燥系数为 0.87~0.98(平均 0.93)。甲烷碳同位素值($\delta^{13}C_1$)为 -39.42‰~-35.38‰(表 4),其中,盒 8 段、山西组及太原组的 $\delta^{13}C_1$ 均值分别为 -36.73‰、-38.93‰、

表 4 研究区典型天然气组分及碳同位素值

Table 4 Component and carbon isotope values of typical natural gas in the study area

编号	层位	组分含量/%									$\delta^{13}C/\text{‰}$		
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	C ₁ /C ₁ -C ₅	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃
82-盒 8	盒 8	86.58	6.18	1.72	0.33	0.43	0.20	0.14	90.58	3.92	-35.38	-24.00	-26.16
179-盒 8	盒 8	87.25	5.50	2.28	0.47	0.72	0.34	0.26	90.12	2.40	-36.83	-27.83	-28.01
53-盒 8	盒 8	78.44	4.22	0.62	0.04	0.02	0	0	94.12	16.50	-38.01	-26.05	-25.97
44-山西	山西	68.67	3.56	1.13	0	0	0	0	93.61	25.89	-38.38	-26.80	-26.13
71-山西	山西	84.14	1.31	0.32	0	0	0	0	98.10	13.64	-39.42	-27.12	-
131-山西	山西	51.50	3.68	3.88	0	0	0	0	87.20	41.68	-38.58	-26.03	-24.20
48-太原	太原	88.62	6.89	2.02	0.39	0.42	0.15	0.10	89.89	0.40	-38.25	-25.82	-24.78
119-太原	太原	93.64	1.81	0.37	0.09	0.07	0.04	0.01	97.52	3.84	-38.71	-26.31	-23.36

注: $\delta^{13}C_1 = 48.77 \lg R_o - 34.1$ ($R_o < 0.9\%$); $\delta^{13}C_1 = 22.42 \lg R_o - 34.8$ ($R_o \geq 0.9\%$)^[17]。

-38.48‰;乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$)为-27.12‰~-24.00‰;盒 8 段、山西组及太原组的 $\delta^{13}C_2$ 均值分别为-25.96‰、-26.65‰、-26.01‰。由 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 交汇图可见(图 6),盒 8 段及山西组天然气以成熟-高成熟煤型气为主,太原组天然气为成熟偏煤型混合气。根据煤型气 $\delta^{13}C-R$ 经验公式^[17]计算,盒 8 段天然气的 R_o 为 0.83%~0.94%(平均 0.88%),山西组 R_o 为 0.78%~0.82%(平均 0.80%),太原组 R_o 为 0.67%~0.92%(平均 0.82%),该计算结果与山 2₁、山 2₂ 亚段及太原组烃源岩实测 R_o 结果吻合,表明天然气来源于山西组及太原组煤系烃源岩,这与前人提出的“神木北地区山西组-太原组成藏属于自生自储式组合”^[8-9]的结论一致。

4.2 天然气混源比例计算

前文分析表明,山西组及太原组天然气均为自身的烃源岩供给,而盒 8 段天然气气源尚不明确。从纵向分布看,研究区二叠系气源岩以山西组及太原组煤系烃源岩为主,其中盒 8 段、山西组及太原组天然气 R_o 值较接近(平均 0.88%、0.80%、0.82%),但组分及碳同位素均存在差异(表 4),据此推测盒 8 段天然气受山西组与太原组烃源岩的双重供给。陈延贵等^[18]认为,当混源天然气与端元气成熟度相近但组分含量与碳同位素值存在差异时,可采用端元气混合模型替代模拟实验分析的混源比例,因此采用以下方法计算山西组与太原组对盒 8 段天然气的贡献比例。

天然气混合过程可视为化学成分保持稳定的过程^[18]。根据物质守恒定律,混合后天然气的各组分含量与碳同位素值,受到混合气源组成以及混合比例的影响。混合气体的碳同位素值可通过加权平均计算得到:

$$\delta^{13}C_{混} = \frac{\alpha \times N_{iA} \times \delta^{13}C_{iA} + (100 - \alpha) \times N_{iB} \times \delta^{13}C_{iB}}{\alpha \times N_{iA} + (100 - \alpha) \times N_{iB}} \quad (1)$$

式中:A、B 分别表示 A 端元气和 B 端元气; i 表示某一组分(如甲烷、乙烷等); α 、 $100-\alpha$ 分别表示 A、B 端元气所占比例; N_{iA} 表示 A 端元气中 i 气体所占的百分含量%; $\delta^{13}C_{iA}$ 为端元气中 i 气体的碳同位素值,‰。陈延贵等^[18]研究指出, $\delta^{13}C_1$ 受到天然气热演化的显著影响,适用于判别同源不同演化阶段的天然气混源,而 $\delta^{13}C_2$ 对天然气原始母质的继承性更强。因此,在分析天然气混源比例时,优先选用 $\delta^{13}C_2$ 作为特征参数。由于未采集到山 2₁、山 2₂ 亚段的天然气样品,本次选取山西组与太原组天然气分别作为两个端元组分。结合本次天然气测试数据(表 5)及前人^[6]研究(表 5 数据为所选取山西组、太原组天然气数据的平均值),通过代表性端元气样本的不同比例混合模拟,分别得到烃源岩对混源天然气的贡献比例(表 6),并基于 $\delta^{13}C_2$ 值建立混源比例图版(图 7)。

表 5 端元气组成及碳同位素特征

Table 5 Composition and carbon isotope characteristics of end-member gases

端元气	CH ₄ /%	C ₂ H ₆ /%	C ₃ H ₈ /%	N ₂ /%	CO ₂ /%	$\delta^{13}C_1$ /‰	$\delta^{13}C_2$ /‰
山西组	68.10	2.92	0.89	27.07	0.04	-38.79	-26.65
太原组	91.13	4.35	1.20	2.12	0.43	-36.81	-23.73

注:表中各组分含量与碳同位素值均为平均值。

结果显示,盒 8 段天然气受到山西组及太原组烃源岩的双重供给,其中山西组和太原组烃源岩贡献比例分别为 43%~97%(平均 72%)、3%~57%(平均 28%),表明尽管研究区盒 8 段混源比例差异较大,但仍以山西组供气为主。需要说明的是,本研究未考虑同位素分馏的影响,可能导致混源比例估算存在误

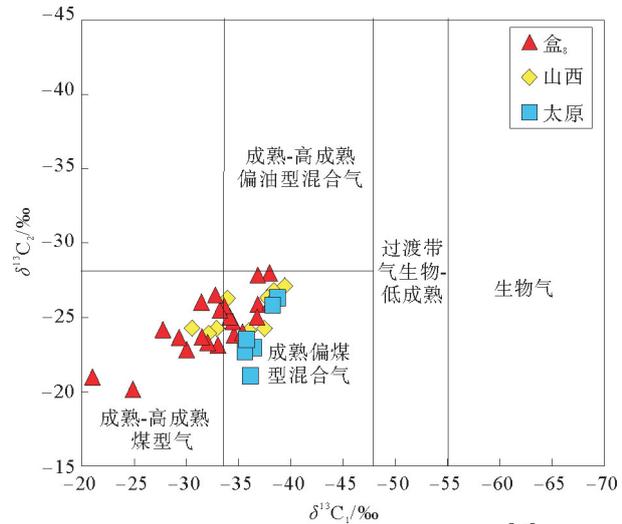


图 6 研究区甲烷、乙烷碳同位素交汇图^[17]

Fig. 6 Cross-plot of carbon isotope values of methane and ethane in natural gas from the study area

差,但该结果基本符合实际地质条件,可初步实现研究区山西组、太原组烃源岩对盒8段天然气贡献的定量化研究。

表6 不同比例端元气混合后碳同位素含量
Table 6 Carbon isotope content of mixed end-member gases in different ratios ‰

混合比例	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$
0 : 100	-36.81	-23.73
10 : 90	-36.96	-23.93
20 : 80	-37.12	-24.15
30 : 70	-37.29	-24.38
40 : 60	-37.47	-24.63
50 : 50	-37.66	-24.90
60 : 40	-37.86	-25.19
70 : 30	-38.07	-25.51
80 : 20	-38.30	-25.86
90 : 10	-38.54	-26.24
100 : 0	-38.79	-26.65

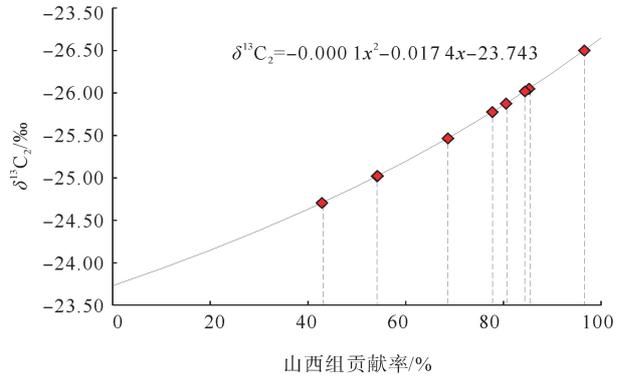


图7 盒8段乙烷碳同位素特征及混源比例分析^[18]
Fig. 7 Ethane carbon isotope characteristics and mixed source proportion analysis of Member He 8

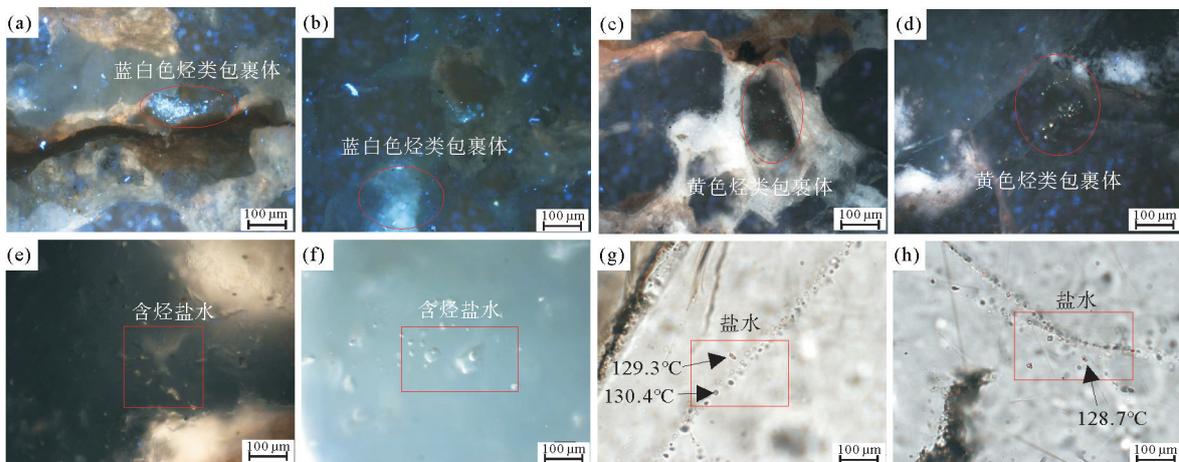
4.3 天然气成藏期次

4.3.1 包裹体岩相特征

通过显微镜观察流体包裹体的形状、大小、相态、赋存位置、荧光颜色、透射光颜色及气液比等特征,发现研究区存在蓝白色荧光和黄色荧光两类包裹体。其中,蓝白色荧光包裹体主要存在石英裂缝中(图8(a)、8(b)),少数见穿石英裂缝中,该类包裹体数量较多且亮度大,透射光下呈无色透明状,荧光下呈亮蓝白色,以球状密集分布,直径平均4 μm,气液比为3%~37%(平均11%);黄色荧光包裹体数量较少,透射光下呈无色(图8(c)、8(d)),荧光下呈微弱黄色,主要发育于穿石英颗粒裂缝中,少数赋存于石英颗粒裂缝中,呈线状分布,直径平均4 μm,气液比平均8%。

研究区含烃盐水包裹体数量少于烃类包裹体,多数赋存于穿石英颗粒裂缝内,少数发育在石英颗粒裂缝内,该类包裹体透射光下呈无色,荧光下可见黑色气泡,其周围显弱黄色荧光(图8(e)、8(f)),内部呈气液两相,形状以球状或椭圆状为主,少数为不规则状,直径1~12 μm(平均4 μm),气液比平均8%。

非烃包裹体以盐水包裹体为主,发育特征与含烃盐水包裹体相近,透射光下呈无色,荧光照射时无荧光反应(图8(g)、8(h)),形态多呈不规则状,直径平均4 μm,气液比为3%~20%(平均8%)。



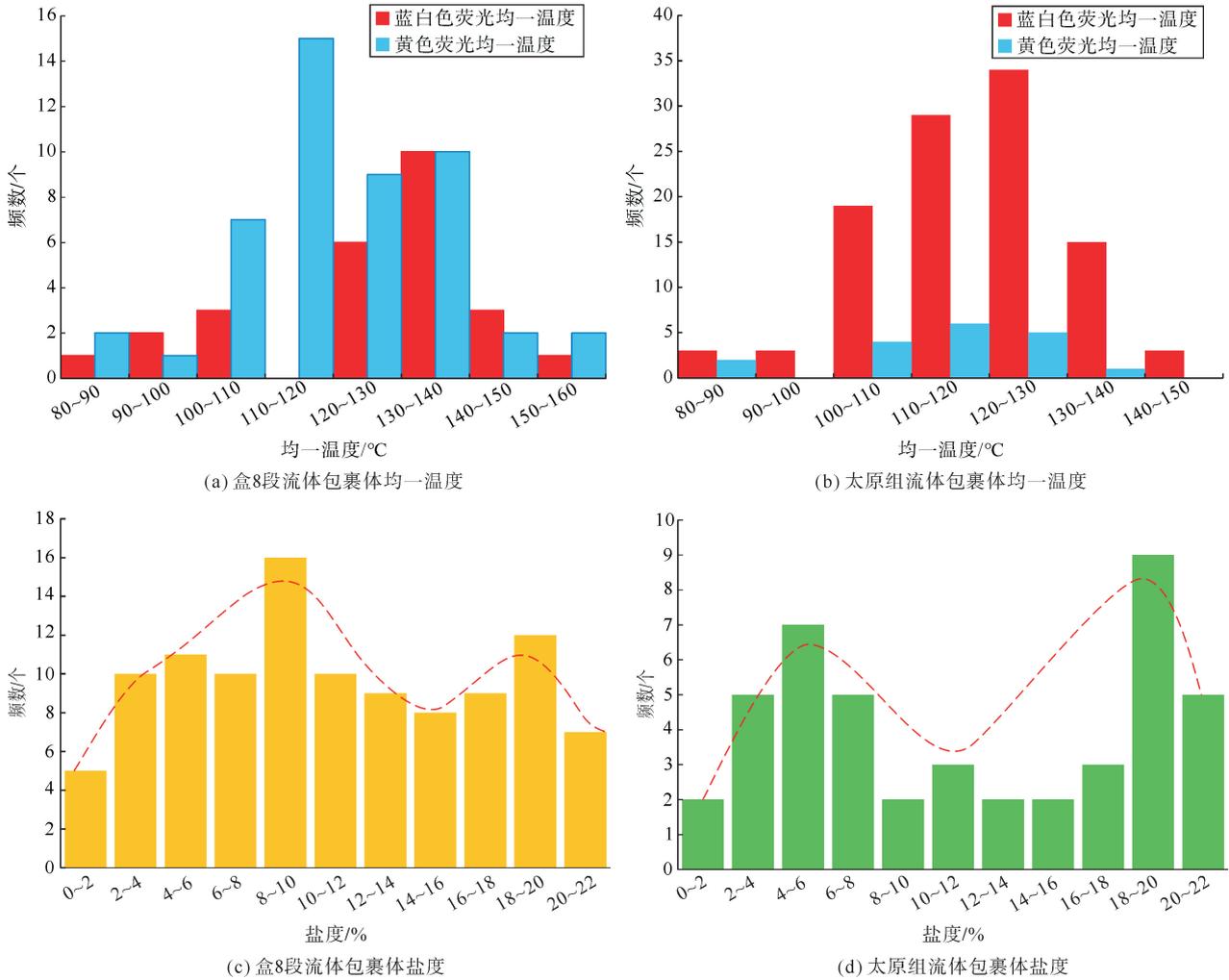
(a)22-盒8,蓝白色烃类包裹体;(b)39-盒8,蓝白色烃类包裹体;(c)83-太原,黄色烃类包裹体;(d)150-太原,黄色烃类包裹体;
(e)142-太原,微黄色含烃盐水包裹体;(f)150-太原,微黄色含烃盐水包裹体;(g)35-太原,盐水包裹体;(h)22-盒8,盐水包裹体

图8 研究区液态烃包裹体荧光岩相特征

Fig. 8 Fluorescent petrographic characteristics of liquid Hydrocarbon inclusions

4.3.2 流体包裹体均一温度

烃类包裹体在测温时难以达到稳定均一温度,而同期的盐水包裹体均一温度却更稳定,因此常采用同时期烃类盐水包裹体的均一温度,指示油气捕获的最早时期^[19]。本次主要对盒 8 段及太原组砂岩中与油气伴生的盐水包裹体的均一温度进行测定:盒 8 段,与黄色荧光烃类伴生的盐水包裹体均一温度为 85.7~128.9 °C(图 9(a)),峰值为 110~120 °C,与蓝白色荧光烃类伴生的盐水包裹体均一温度为 85.7~191.7 °C,峰值为 120~130 °C;太原组,与黄色荧光烃类伴生的盐水包裹体均一温度为 76~165 °C(图 9(b)),峰值为 110~120 °C,与蓝白色荧光烃类伴生的盐水包裹体均一温度为 73.9~150 °C,峰值为 130~140 °C。因此,盒 8 段和太原组均存在两期油气充注。



(a)盒 8 段流体包裹体均一温度;(b)太原组流体包裹体均一温度;(c)盒 8 段流体包裹体盐度;(d)太原组流体包裹体盐度

图 9 研究区流体包裹体均一温度及盐度频率分布直方图

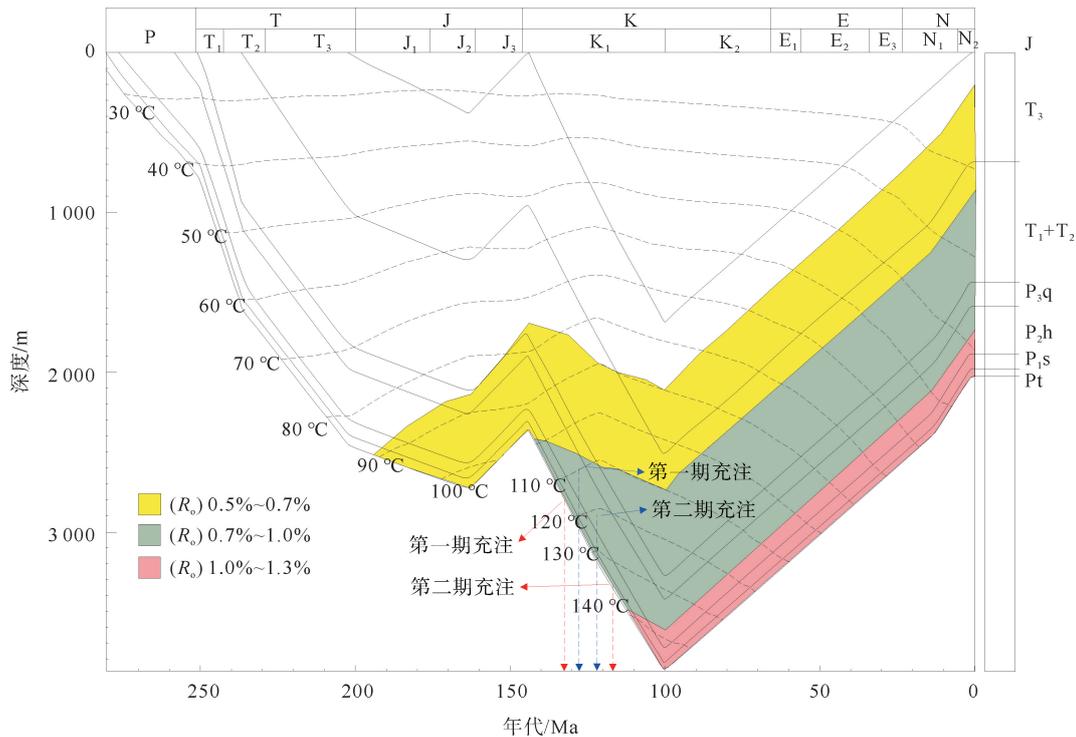
Fig. 9 Frequency distribution histograms of homogenization temperature and salinity of fluid inclusions

4.3.3 流体包裹体盐度

盐水包裹体的盐度无法直接测定,实验室常采用经验公式法计算^[19],本次依据 Bodnar 盐度与冰点温度之间的关系,对盒 8 段及太原组盐水包裹体的盐度进行分析:盒 8 段盐水包裹体盐度为 0.35%~21.61%(质量百分比),存在两个峰值区间 8%~10%和 18%~20%(图 9(c));太原组盐水包裹体盐度为 1.22%~21.61%,也存在两个峰值区间 4%~6%和 18%~20%(图 9(d))。上述盐水包裹体盐度的双峰值指示研究区存在两期油气充注,这与包裹体均一温度的双峰特征一致,说明研究区盒 8 段及太原组均经历了两期油气成藏过程。

4.3.4 油气充注过程

结合神木北地区单井埋藏史(图 10)以及流体包裹体均一温度、盐度特征分析,太原组存在两期油气充注(剥蚀厚度及大地热流值参考任占利等^[20]):早期充注时间为早白垩世初期(约 134~128 Ma),烃源岩进入生烃门限后生成的烃类(以油为主)开始充注太原组砂岩储层,且主要赋存于穿石英颗粒裂缝内,包裹体荧光呈黄色或淡黄色,埋深 2 631 m, R_o 为 0.77%;晚期充注发生于早白垩世末期(约 122~105 Ma),太原组烃源岩 R_o 升至 0.90%~1.10%,进入生气阶段,烃类主要赋存于石英颗粒裂缝,包裹体荧光以蓝白色为主,此阶段为油气主要成藏期,埋深 3 055 m。



Pt—太原组; P_{1s}—山西组; P_{2h}—石盒子组; P_{3q}—石千峰组

图 10 研究区单井埋藏史图

Fig. 10 Single-well burial history map of the study area

盒 8 段油气来源于山西组及太原组,存在两期成藏:早期成藏于早白垩世中期(约 129~122 Ma),此时山西组与太原组烃源岩均进入生烃门限,生成的烃类在水的浮力作用下运移至盒 8 段储层聚集成藏;晚期成藏于早白垩世末期(约 122~100 Ma),山西组烃源岩已演化至生气阶段,生成的天然气持续充注盒 8 段储层(储层中主要捕获液态甲烷包裹体)。太原组生成的天然气也向盒 8 段运移,但因山西组与盒 8 段在纵向上距离更近,故天然气供给以山西组为主导。从成藏时间与烃源岩生烃阶段的匹配关系来看,盒 8 段与山西组、太原组在时空上具有良好的对应关系。

5 结论

1) 显微组分与干酪根碳同位素分析表明,神木北地区山 2 段及太原组煤系烃源岩有机质类型均为 II₂~III 型(腐殖型)。其中,山 2₁ 亚段处于成熟阶段(R_o 平均 0.98%),山 2₂ 亚段与太原组处于成熟-高成熟阶段(R_o 平均 0.99%、1.10%),山 2₃ 亚段处于高熟阶段(R_o 平均 1.95%)。

2) 姥植比与伽马蜡烷指数指示,神木北地区山 2 段与太原组烃源岩形成于弱氧化-弱还原的淡水-微咸水环境。萜烷、甾烷化合物特征显示,山 2₁、山 2₂ 亚段及太原组烃源岩具高 C₁₉₊₂₀ TT/C₂₃ TT、C₂₄ TET/C₂₆ TT 及低 C₂₇/C₂₉ 规则甾烷特征,表明其母质以高等植物输入为主;综合生物标志化合物、显微组分及干酪根碳同位素分析,认为山 2₃ 亚段母质来源同样以高等植物为主。

3) 神木北地区盒8段、太原组天然气以煤型气为主。其中,山西组、太原组天然气源自自身烃源岩,盒8段天然气来自山西组与太原组混源。基于天然气组分与碳同位素图版投点,山西组烃源岩对盒8段天然气贡献率为43%~97%(平均72%),太原组贡献率为3%~57%(平均28%)。由流体包裹体均一温度与盐度特征,太原组存在两期油气充注:第一期为早白垩世初期(约134~128 Ma),以油为主;第二期为早白垩世末期(约122~105 Ma),以气为主。盒8段同样存在两期油气充注:第一期为早白垩世中期(约129~122 Ma),以油为主;第二期为早白垩世末期(约122~100 Ma),以气为主。

因未采集到神木北地区山西组天然气样品,盒8段天然气混元比例计算可能与真实值存在偏差。后续将补充采集该地区天然气样品,重新建立盒8段天然气混元比例计算图版,以更精准地反映研究区盒8段天然气成藏贡献。

参考文献:

- [1] 付金华,范立勇,刘新社,等.鄂尔多斯盆地天然气勘探新进展、前景展望和对策措施[J].中国石油勘探,2019,24(4):418-430.
FU Jinhua, FAN Liyong, LIU Xinshe, et al. New progresses, prospects and countermeasures of natural gas exploration in the Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 418-430.
- [2] 李勇,许卫凯,高计县,等.“源-储-输导系统”联控煤系气富集成藏机制:以鄂尔多斯盆地东缘为例[J].煤炭学报,2021,46(8):2440-2453.
LI Yong, XU Weikai, GAO Jixian, et al. Mechanism of coal measure gas accumulation under integrated control of “source reservoir-transport system”: A case study from east margin of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2440-2453.
- [3] 李勇,徐凤银,唐书恒,等.鄂尔多斯盆地煤层(岩)气勘探开发进展及发展方向[J].天然气工业,2024,44(10):63-79.
LI Yong, XU Fengyin, TANG Shuheng, et al. Progress and development direction of coalbed methane (coal-rock gas) exploration and development in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 63-79.
- [4] 刘建良,刘可禹,桂丽黎.鄂尔多斯盆地中部上古生界流体包裹体特征及油气充注史[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(2):13-24.
LIU Jianliang, LIU Keyu, GUI Lili. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbon charge history in the Upper Paleozoic, central Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(2): 13-24.
- [5] 吴小奇,倪春华,陈迎宾,等.鄂尔多斯盆地定北地区上古生界天然气来源[J].天然气地球科学,2019,30(6):819-827.
WU Xiaoqi, NI Chunhua, CHEN Yingbin, et al. Source of the Upper Paleozoic natural gas in Dingbei area in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6): 819-827.
- [6] 杨丽丽,徐飞,陈斗,等.鄂尔多斯盆地东北部天然气地球化学特征及成藏分析[J].长江大学学报(自然科学版),2022,19(5):18-26.
YANG Lili, XU Fei, CHEN Dou, et al. Geochemical characteristics and accumulation analysis of natural gas in north-eastern Ordos Basin[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2022, 19(5): 18-26.
- [7] 张佳琦,赵靖舟,李军,等.鄂尔多斯盆地东南部大宁-吉县区块上古生界盒8段流体包裹体特征及成藏意义[J].西安石油大学学报(自然科学版),2024,39(3):34-41.
ZHANG Jiaqi, ZHAO Jingzhou, LI Jun, et al. Characteristic of fluid inclusions in upper Paleozoic He 8 member of Daning-Jixian block, southeastern Ordos Basin and its significance for hydrocarbon accumulation[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2024, 39(3): 34-41.
- [8] 赵凡凡,崔军平,任战利,等.鄂尔多斯盆地中部二叠系油气充注期次分析:以陕西吴起地区山西组-石盒子组为例[J].地质通报,2025,44(5):778-791.
ZHAO Fanfan, CUI Junping, REN Zhanli, et al. Analysis of oil and gas accumulation periods in the Permian system in the central Ordos Basin: A case study of Shanxi-Shihezi Formation in Wuqi area[J]. Geological Bulletin of China, 2025, 44(5): 778-791.
- [9] 杨华,刘新社,闫小雄,等.鄂尔多斯盆地神木气田的发现与天然气成藏地质特征[J].天然气工业,2015,35(6):1-13.
YANG Hua, LIU Xinshe, YAN Xiaoxiong, et al. The Shenmu Gas Field in the Ordos Basin: Its discovery and reservoir-

- forming geological characteristics[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6): 1-13.
- [10] ZHAO J Z, ZHANG W Z, LI J Y, et al. Genesis of tight sand gas in the Ordos Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 74: 76-84.
- [11] 冯乔, 李海斌, 周海峰, 等. 准噶尔盆地东南缘西大龙口梧桐沟组-锅底坑组烃源岩地球化学特征[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2017, 36(2): 1-10.
FENG Qiao, LI Haibin, ZHOU Haifeng, et al. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rock in Wutonggou-Guodikeng Formation of west Dalongkou, southeast of Junggar Basin[J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science)*, 2017, 36(2): 1-10.
- [12] 廖永胜. 高-过成熟气源岩评价的若干问题[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(4): 147-152.
LIAO Yongsheng. Some issues about evaluation on high-over matured gas source rocks[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(4): 147-152.
- [13] 赵娅, 何涛华, 曾强浩, 等. 苏北盆地高邮凹陷阜二段页岩有机质显微特征及富集机制[J]. *天然气地球科学*, 2025, 36(4): 734-748.
ZHAO Ya, HE Taohua, ZENG Qianghao, et al. Microscopic characteristics and enrichment mechanism of organic matter in the second member of Funing Formation shale in the Gaoyou Sag, Subei Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2025, 36(4): 734-748.
- [14] 曹晶晶, 刚文哲, 杨尚儒, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘平凉地区长8油藏油源对比及油气充注特征[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(1): 149-163.
CAO Jingjing, GANG Wenzhe, YANG Shangru, et al. Oil-source correlation and hydrocarbon charging characteristics of Chang 8 reservoir in the Pingliang area, southwest Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(1): 149-163.
- [15] 刘兵兵, 马东正, 秦臻, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔南部中上二叠统沉积古环境分析: 来自泥页岩生物标志化合物和元素地球化学方面的证据[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(10): 1571-1584.
LIU Bingbing, MA Dongzheng, QIN Zhen, et al. Analysis of sedimentary paleoenvironment of Middle and Upper Permian in southern Jimsar, Junggar Basin: Evidence from biomarkers and elemental geochemistry of mudstone[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(10): 1571-1584.
- [16] 钟鸣宇, 徐建永, 徐耀辉, 等. 咸水湖相烃源岩热演化过程中排出油和滞留油分子地球化学特征及其地质意义[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2025, 44(1): 134-146.
ZHONG Mingyu, XU Jianyong, XU Yaohui, et al. Molecular geochemical characteristics of expelled and retained oil during thermal evolution of source rocks in the brackish lake phase and their geological significance[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2025, 44(1): 134-146.
- [17] 张宇, 李二庭, 米巨磊, 等. 准噶尔盆地东部古生界深层天然气轻烃地球化学特征[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(10): 1847-1861.
ZHANG Yu, LI Erting, MI Julei, et al. Geochemical characteristics of light hydrocarbons associated with deep natural gas in the Paleozoic of the eastern Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(10): 1847-1861.
- [18] 陈延贵, 焦勇飞, 陈骁, 等. 川中栖霞组天然气地球化学特征与混源比例定量判别[J]. *天然气地球科学*, 2025, 36(4): 677-688.
CHEN Yangui, JIAO Yongfei, CHEN Xiao, et al. Quantitative assessment of natural gas geochemical characteristics and mixed source contributions in the Qixia Formation, central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2025, 36(4): 677-688.
- [19] 王振豪, 白栋. 神木北地区二叠系太原组储层流体包裹体特征与成藏期次[J]. *中外能源*, 2022, 27(5): 29-34.
WANG Zhenhao, BAI Dong. Characteristics of fluid inclusions and hydrocarbon accumulation period of Permian Taiyuan Formation reservoirs in Northern Shenmu[J]. *Sino-Global Energy*, 2022, 27(5): 29-34.
- [20] 任战利, 于强, 崔军平, 等. 鄂尔多斯盆地热演化史及其对油气的控制作用[J]. *地学前缘*, 2017, 24(3): 137-148.
REN Zhanli, YU Qiang, CUI Junping, et al. Thermal history and its controls on oil and gas of the Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2017, 24(3): 137-148.

(责任编辑:高丽华)