

河套盆地临河坳陷烃源岩特征及资源潜力

郭泽清¹,赵文智¹,朱洁琼²,陈树光²,李小冬²,师玉雷²,李 谨¹,武 函²,冯广业²

(1. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油 华北油田公司, 河北 任丘 062552)

摘要:河套盆地临河坳陷是中国中-小型盆地及超深层油气勘探的重要突破区。虽已在该坳陷发现吉兰泰和巴彦等油田,但近期多口探井失利,分析表明“油源不足”为该区油气勘探关键制约因素。基于最新勘探成果与实验分析资料,采用“地质评价-盆地模拟-资源预测”一体化研究思路,系统研究烃源岩特征并计算其资源潜力。研究结果表明,河套盆地临河坳陷中-新生代具有“多期构造沉降、阶段性沉降中心迁移”的演化规律,其中淖西洼槽区为长期继承性沉降中心。坳陷发育固阳组、乌拉特组、临河组和五原组4套烃源岩。其中,临河组为主力烃源岩,具厚度大、分布广、有机质丰度高以及干酪根类型好等特征,且生烃活化能低,具早熟、早排、生油窗宽与转化效率高等优势,这些与其形成于强还原成化湖相沉积环境且有机质中富含藻类及硫元素密切相关。盆地模拟显示,该区烃源岩主要生油期为上新世—第四纪,生油量占比83.1%,匹配晚期构造活动,形成“晚期快速成藏”模式。资源评价结果表明,该区总生油量为 311.90×10^8 t,石油资源量为 22.99×10^8 t,探明率仅12.1%,勘探潜力巨大。生油中心集中在淖西洼槽及中央断裂带。下一步应重点勘探中央断裂带(包括兴隆构造带、纳林湖构造带和乌兰布和构造带)临河组构造-岩性复合圈闭、洼槽区临河组-五原组岩性圈闭以及位于这两个区带中的页岩油。

关键词:生油强度;资源量;盆地模拟;资源评价;烃源岩;临河坳陷;河套盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Characteristics and resource potential of source rocks in the Linhe Depression, Hetao Basin

GUO Zeqing¹, ZHAO Wenzhi¹, ZHU Jieqiong², CHEN Shuguang², LI Xiaodong², SHI Yulei², LI Jin¹,
WU Han², FENG Guangye²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu, Hebei 062552, China)

Abstract: The Linhe Depression in the Hetao Basin represents an important area for potential breakthroughs in hydrocarbon exploration of medium- and small-sized basins and ultra-deep strata in China. Although the Jilantai and Bayan oilfields have been discovered in recent years, multiple exploratory wells in this depression have failed to deliver expected results. The failure analysis suggests that insufficient oil sources represent a critical constraint on hydrocarbon exploration in the depression. Based on the latest exploration achievements and laboratory data, we systematically investigate the characteristics of source rocks therein and calculate their resource potential using an integrated approach that combines geological assessment, basin simulation, and resource prediction. The research results indicate that the Linhe Depression in the Hetao Basin experienced an evolutionary pattern during the Meso-Cenozoic characterized by multi-stage tectonic subsidence and staged migration of subsidence centers, with the Naoxi sub-sag acting as a long-term inherited subsidence center. The depression contains four suites of source rocks: source rocks of the Guyang, Wulate, Linhe, and Wuyuan formations. The source rocks of the Linhe Formation, among others, predominate, characterized by substantial thicknesses, extensive distribution, high organic matter abundance, and favorable kerogen types. Furthermore, these source rocks exhibit low activation energy for hydrocarbon generation, offering advantages including early maturity, early hydrocarbon expulsion, a wide oil window, and high efficiency of organic matter conversion. These

收稿日期:2025-09-04;修回日期:2025-10-10。

第一作者简介:郭泽清(1976—),男,博士、高级工程师,油气成藏和盆地模拟。E-mail: gzq69@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(U22B6002)。

characteristics and advantages are closely related to the deposition of the source rocks in a highly reducing, saline lacustrine sedimentary environment and the enrichment of algae and sulfur within organic matter. Basin simulation results identify the Pliocene-Quaternary as the major oil generation period of source rocks in the Linhe Depression, accounting for 83.1% of the total oil generated. This result aligns well with the late-stage tectonic activity and contributes to the formation of a rapid late-stage hydrocarbon accumulation model. Hydrocarbon resource evaluation indicates that the Linhe Depression has a total amount of generated oil of 31.19×10^9 t and petroleum resources of 2.299×10^9 t. Given that the current cumulative proven reserves account for merely 1.2% of the total petroleum resources, the Linhe Depression holds considerable potential for hydrocarbon exploration. Since the oil generation centers are concentrated in the Naoxi sub-sag and the central fault zone, future exploration efforts in the depression should focus on tectono-lithologic composite traps within the Linhe Formation in the central fault zone (including the Xinglong, Nalinhu, and Ulan Buh structural zones), as well as lithologic traps and shale oil in the Linhe and Wuyuan formations in the sub-sag.

Key words: oil generation intensity, resource volume, basin simulation, resource evaluation, source rock, Linhe Depression, Hetao Basin

引用格式:郭泽清,赵文智,朱洁琼,等.河套盆地临河拗陷烃源岩特征及资源潜力[J].石油与天然气地质,2026,47(2):555-573. DOI:10.11743/ogg20260213.

GUO Zeqing, ZHAO Wenzhi, ZHU Jieqiong, et al. Characteristics and resource potential of source rocks in the Linhe Depression, Hetao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 555-573. DOI: 10.11743/ogg20260213.

河套盆地临河拗陷的油气勘探始于20世纪70年代末期,先后经历了油气普查阶段(1977—1987年)、油气勘探停滞阶段(1988—2003)、油气勘探探索阶段(2004—2016年)和油气快速发现阶段(2017年至今)^[1]。2017年以来,华北油田借鉴渤海湾断陷盆地精细勘探经验,在系统油气成藏研究基础上,优选临河拗陷南部吉兰泰构造带加强物探部署,快速发现吉兰泰油田并实现增储上产^[1]。为扩大勘探成果,2019—2024年集中预探中央断裂构造带,发现兴华、临河和扎格等含油构造;同时,积极探索临河拗陷洼槽区深层碎屑岩含油气性,针对北部光明构造及中部扎格构造部署的河探1井和扎格1井分别在埋深5 000 m与6 000 m以深获得高产工业油流,快速发现并探明超亿吨级油田——巴彦油田^[2]。尤其是2022年部署的河探101井,于2023年在埋深6 557.0 ~ 6566.2 m的超深层段进行试油作业,直径10 mm油嘴自喷,获得日产油量1 285.77 m³(1 084.80 t)及日产气量 1.07×10^4 m³的高产工业油气流,一跃成为中国超深层碎屑岩领域首口千吨级油气井^[3]。2018年至今,吉兰泰油田和兴隆构造带累计提交探明地质储量达 2.79×10^8 t。河套盆地临河拗陷在勘探上不断取得突破,使其成为中国中-小型盆地和超深层领域的勘探和研究热点^[1-15],并成为中-小型盆地重大勘探突破的典型代表,为同类型盆地的勘探开发提供了技术范式。

近年来,扩展外带寻求高效勘探,探索内带寻求规模油气发现,期间钻探多口探井失利,面临勘探瓶颈与

技术难题。多口探井失利的核心原因可归结为“油源不足”,表现为有效烃源岩的空间展布特征及资源潜力尚待明确,进而难以把握勘探方向。目前,中国学者已围绕该区域烃源岩的地球化学特征^[1,16]、地震预测^[17]、油-源对比^[18-19]、沉积环境^[20]以及生烃机理^[21]等方向开展了研究。然而,针对有效烃源岩空间展布及资源潜力和主力生烃凹陷分布区等勘探实践中面临的关键问题,尚未见相关报道。为满足实际勘探需求、探索科学问题,本研究根据最新的地层划分方案和勘探资料,对烃源岩的空间展布与自身特征进行刻画,在此基础上,应用成因法计算烃源岩热演化过程、生油强度及生油量,最终得出各套烃源岩的资源量,对下一步战略选区和勘探部署具有重要的指导意义。

1 地质概况

河套盆地是典型的中-新生界陆相拗-断叠合型沉积盆地,整体呈弧形展布。该盆地东西长度约600 km,南北宽度介于30 ~ 90 km,总面积约 4×10^4 km²,在空间形态上呈北西陡深、南东浅缓的箕状形态特征^[22-25](图1a)。在地理区位上,该盆地北依阴山山脉,东连鄂尔多斯高原,东南毗邻贺兰山与桌子山,西至狼山。河套盆地自西向东依次发育临河拗陷、乌拉山隆起、乌前拗陷、包头隆起以及呼和拗陷,形成了独特的“三拗夹两隆”的构造格局^[10-13]。其中,临河拗陷北邻色尔腾山,东南与鄂尔多斯盆地、桌子山及贺兰山毗邻,西至

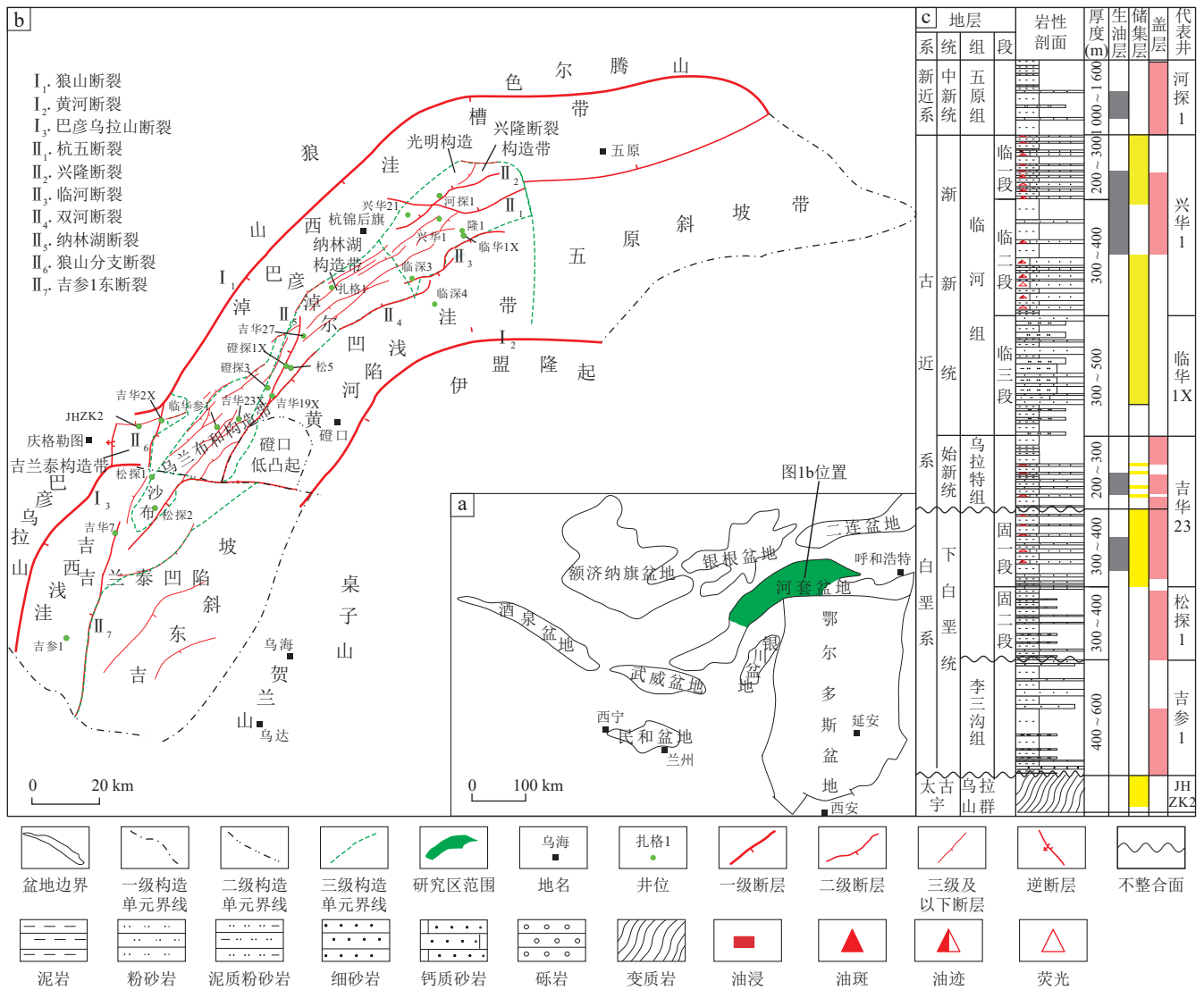


图1 河套盆地构造位置(a)、临河拗陷构造单元划分(b)以及地层综合柱状图(c)(据参考文献[1]修改)

Fig. 1 Tectonic location map (a), structural unit division map of the Linhe Depression (b), and composite stratigraphic column (c) of the Hetao Basin (modified after reference [1])

狼山,为北东向—东西向展布的弧形拗陷,面积约 $2.24 \times 10^4 \text{ km}^2$,是河套盆地最主要的生油拗陷和含油气区。临河拗陷整体具有“南北分区、东西分带”的结构特征。依据其现今结构构造特征,将整个拗陷南、北部划分为2个凹陷和1个低凸起:北部的巴彦淖尔凹陷整体埋深3 000 ~ 14 000 m;南部的吉兰泰凹陷埋藏较浅(埋深<3 000 m);中部的磴口低凸起为晚期隆升形成,埋藏较浅^[1]。其中,巴彦淖尔凹陷自西向东可划分为吉兰泰构造带、淖西洼槽带、兴隆构造带(包括光明构造、兴华构造、临华构造、临河构造和乌兰图克构造)、纳林湖构造带(包括纳林湖构造和扎格构造)、乌兰布和构造带、黄河浅洼带以及五原斜坡带;吉兰泰凹陷可划分为沙布构造带、吉西浅洼带和吉东斜坡带(图1b)。中央断裂带指的是兴隆构造带、纳林湖构造

带和乌兰布和构造带。

河套盆地基底为元古宇乌拉山群的变质岩系,沉积盖层为中生界白垩系以及新生界古近系、新近系和第四系,沉积岩层厚度一般为3 ~ 12 km,最厚处可达14 km。钻入基底探井显示,该盆地基底岩性为灰黑及浅灰色角闪石、黑云母和片麻岩,深绿及灰褐色花岗片麻岩,以及棕红、灰白及深绿色的花岗岩、石英岩和石英片岩。中-新生代沉积地层主要由砂、泥岩互层组成,并夹有碳酸盐岩和薄层含膏质泥岩。本区钻遇地层自上而下依次为:第四系河套群(Q),上新统乌兰图克组(N_2w),中新统五原组(N_1w),渐新统临河组一段(临一段, E_3l^1)、临二段(E_3l^2)和临三段(E_3l^3),始新统乌拉特组(E_2w),下白垩统固阳组一段(固一段, K_1g^1)、固二段(K_1g^2)和李三沟组(K_1l),以及太古代(Ar)(图1c)。

2 烃源岩特征

钻井资料显示,临河坳陷自下而上发育了下白垩统固阳组、始新统乌拉特组、渐新统临河组和中新统五原组4套烃源岩(图1c)。

2.1 地球化学特征

中新统五原组上部为棕红色、棕褐色及灰色泥岩与浅灰色粉砂岩不等厚互层,中部为棕褐色泥岩与浅灰色粉砂岩和泥质粉砂岩不等厚互层,下部为棕色及灰色泥岩与浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩及细砂岩不等厚互层,其中灰色泥岩为烃源岩。河探1井中五原组烃源岩累积厚度达200 m,地层厚度占比为11.7%;有机质丰度(总有机碳含量, TOC)介于0.44%~0.98%,平均值为0.59%,总生烃潜量(游离烃含量+裂解烃含量, S_1+S_2)介于1.28~2.54 mg/g,平均值达1.93 mg/g;氢指数(HI)介于240~281 mg/g;烃源岩最高热解峰温(T_{max})介于337~424 °C(表1);以 II_1 型干酪根为主,含少量 II_2 型干酪根^[9]。其生物标志化合物特征为植烷优势[姥鲛烷/植烷含量比值(Pr/Ph)为0.52]和较高的伽马蜡烷含量,且与临河组烃源岩类似,具有 γ -胡萝卜素优势^[9]。

渐新统临河组的岩性以浅灰色细砂岩,棕色、棕红色及灰色粉砂岩,以及灰色泥岩为主,局部夹杂灰黄色细砂岩和棕红色泥岩。其中,灰色泥岩为烃源岩,分布在临一段和临二段。洼槽区临一段烃源岩 TOC 介于0.47%~2.04%,平均值为1.16%; S_1+S_2 介于1.08~11.81 mg/g,平均值为5.26 mg/g; T_{max} 介于410~435 °C; HI

介于100~336 mg/g;以 $I-II_1$ 型干酪根为主。斜坡带临二段烃源岩 TOC 介于0.56%~1.59%,平均值为0.94%; S_1+S_2 介于1.00~4.37 mg/g,平均值为2.60 mg/g; T_{max} 介于410~450 °C; HI 介于125~260 mg/g;以 $I-II_1$ 型干酪根为主(表1)。临河组烃源岩生物标志化合物不仅显示出植烷优势(Pr/Ph 为0.30~0.70)和高伽马蜡烷含量,还具有独特的 γ -胡萝卜素优势。

始新统乌拉特组为一套厚层灰色砾岩,中部为灰色泥岩与灰色细砂岩不等厚互层,上部为棕红色泥岩夹杂色粉砂岩,其中烃源岩主要是中部的灰色泥岩。该组有机质丰度中等-好, TOC 介于0.51%~1.69%,平均值为0.77%; S_1+S_2 介于1.35~5.75 mg/g,平均值为2.45 mg/g;整体处于成熟演化阶段,镜质体反射率(R_o)介于1.10%~1.36%; HI 值介于100~400 mg/g;以 $I-II$ 型干酪根为主(表1)。其生物标志化合物特征显示为植烷优势($Pr/Ph < 0.50$),伽马蜡烷指数较高,无 γ -胡萝卜素检出。

下白垩统固阳组下部以棕紫色泥岩、棕灰色和棕黄色砾岩及杂色砂岩为主,中部以深灰色和灰黑色泥岩为主,夹浅灰色粉砂岩及灰岩薄层,上部为棕红、浅灰及紫褐色砂、泥岩互层。其中,中部深灰色和灰黑色泥岩为烃源岩。吉兰泰构造带和兴隆构造带的固阳组烃源岩特征有所不同。以兴隆构造带烃源岩为例,其 TOC 介于0.47%~2.82%, S_1+S_2 介于0.52~7.97 mg/g,氯仿沥青“A”含量介于0.01%~0.13%,总烃含量介于 $(100 \sim 1161) \times 10^{-6}$;以 II_2-III 型干酪根类为主, R_o 整体介于0.57%~1.36%(表1)。其生物标志化合物特征为无植烷优势($Pr/Ph > 1.00$)、低伽马蜡烷含量且无 γ -胡萝卜素检出。

表1 河套盆地临河坳陷主要烃源岩评价参数统计

Table 1 Statistics of primary geochemical parameters of source rocks in the Linhe Depression, Hetao Basin

地层		$TOC/\%$	干酪根类型	$(S_1+S_2)/(mg/g)$	$HI/(mg/g)$	成熟度
组	段					
五原组		$\frac{0.44 \sim 0.98}{0.59}$	II_1	$\frac{1.28 \sim 2.54}{1.93}$	240~281	$T_{max} = 337 \sim 424$ °C
临河组	临一段	$\frac{0.47 \sim 2.04}{1.16}$	$I-II_1$	$\frac{1.08 \sim 11.81}{5.26}$	100~336	$T_{max} = 410 \sim 435$ °C
	临二段	$\frac{0.56 \sim 1.59}{0.94}$	$I-II_1$	$\frac{1.00 \sim 4.37}{2.60}$	125~260	$T_{max} = 410 \sim 450$ °C
乌拉特组		$\frac{0.51 \sim 1.69}{0.77}$	$I-II$	$\frac{1.35 \sim 5.75}{2.45}$	100~400	$R_o = 1.10\% \sim 1.36\%$
固阳组		$\frac{0.47 \sim 2.82}{1.41}$	II_2-III	$\frac{0.52 \sim 7.95}{1.97}$	50~217	$R_o = 0.57\% \sim 1.36\%$

注:表中数据格式为“ $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ ”。 TOC 为总有机碳含量; S_1+S_2 为游离烃含量与裂解烃含量之和,即生烃潜量; HI 为氢指数; T_{max} 为最高

热解峰温; R_o 为镜质体反射率。

临河组是临河坳陷主力烃源岩,已通过多口钻井完成对该组烃源岩 R_o 的实测工作(图2)。基于这些数据,拟合得到 R_o (%)与埋深的定量关系式:

$$R_o = 2.31 \times 10^{-4} h - 0.216 \quad (1)$$

式中: h 为埋深,m。通过该关系式计算可知,当埋深达3 100 m时, R_o 为0.5%,标志烃源岩进入生烃门限;埋深达4 400 m时, R_o 达0.8%,进入成熟生油阶段;埋深达5 260 m时, R_o 为1.0%,生油效率达到峰值;埋深达6 562 m时, R_o 突破1.3%,进入高成熟生气阶段。

2.2 分布特征

根据最新的钻井资料和地震资料编制各套烃源岩地层等厚图(图3)。平面展布图显示,固阳组烃源岩分布在2个不同的区块,主体位于巴彦淖尔凹陷北部

的兴隆构造带及周缘,面积3 900 km²,最大厚度达200 m;另一部分位于吉兰泰凹陷,面积1 145 km²(图3a)。乌拉特组烃源岩主要分布在临河坳陷西部,面积约7 500 km²,淖西洼槽区最大厚度可达300 m(图3b),油-源对比结果表明^[18-19](注:文献中的固阳组现划归为乌拉特组),该套烃源岩为吉兰泰构造带、乌兰布和构造带以及纳林湖构造带的供烃源岩。临河组烃源岩分布在巴彦淖尔凹陷北部,最厚的地方位于兴隆构造带及周缘,最厚可达450 m,总面积约5 800 km²(图3c),油-源对比结果表明^[1, 18-19],该套烃源岩为兴隆构造带和纳林湖构造带的供烃源岩。五原组烃源岩主要分布在巴彦淖尔凹陷北部,面积约3 300 km²,兴隆构造带北部的洼槽区最大厚度可达450 m(图3d),目前尚未发现源自该套源岩的油藏。

2.3 生烃动力学特征

实验样品为临华1X井临河组的含膏泥岩,埋深3 371.3 m,有机地化相关参数分别为 $R_o = 0.61\%$, $TOC = 2.06\%$, $S_1 + S_2 = 11.65 \text{ mg/g}$, $HI = 520.39 \text{ mg/g}$,干酪根类型为II₁型。采用黄金管高压釜热模拟实验装置,由中科院广州地球化学研究所实验室,依据石油天然气行业标准《黄金管生烃热模拟实验方法》(SY/T 7035—2016)对上述原始样品(不提取干酪根)进行生烃热模拟实验。实验步骤如下:①将黄金管置于高压釜内,高压釜内水压设置为50 MPa,每个样品分别以2 °C/h和20 °C/h的速率升温,由室温加热至600 °C。每条升温曲线有12个温度点,间隔为24 °C。②热模拟实验结束后,对产物进行气体(含非烃气体)的定性、定量气相色谱分析,以及烃类气体(C₁—C₅)和二氧化碳的碳同位素分析。③对热模拟油的轻组分(C₆—C₁₄)进行气相色谱定性、定量分析;对重组分烃类(C₁₄₊)进行有机溶剂抽提和称重的定量分析;对热解油全组分进行气相色谱-质谱分析。通过以上实验分析,得到4种组分(C₁, C₂—C₅, C₆—C₁₄, C₁₄₊)在各温度点单位重量样品的生烃量及其拟合曲线(图4)。生烃动力学参数通过Kinetics专用软件拟合计算,形成4种组分的活化能分布图及指前因子(A, s⁻¹)(图5),具体计算方法见文献[26]。从生烃动力学参数看,液态烃生成所需的活化能显著低于气态烃,其中重烃生成所需的活化能阈值小于40 kcal/mol(167.48 kJ/mol)。该能量壁垒特征表明,有机质热演化过程具有明显的生油倾向;低温阶段即可启动生烃化学反应(活化能越低反应越易发生)。该活化能分

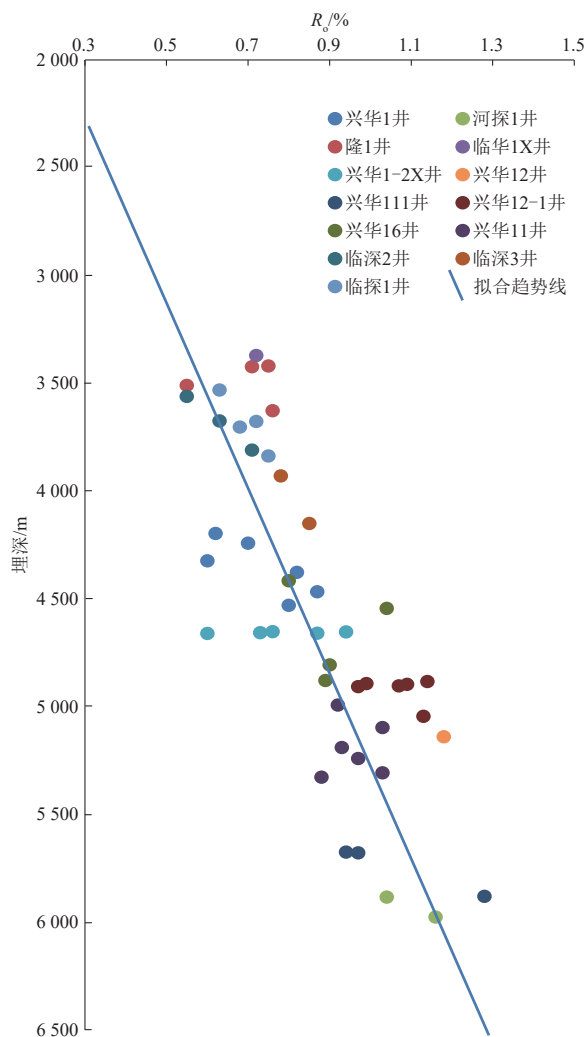


图2 临河坳陷临河组烃源岩实测镜质体反射率(R_o)与埋深的关系

Fig. 2 Scatter diagram showing the relationship between burial depth and vitrinite reflectance (R_o) of source rocks in the Linhe Formation, Linhe Depression

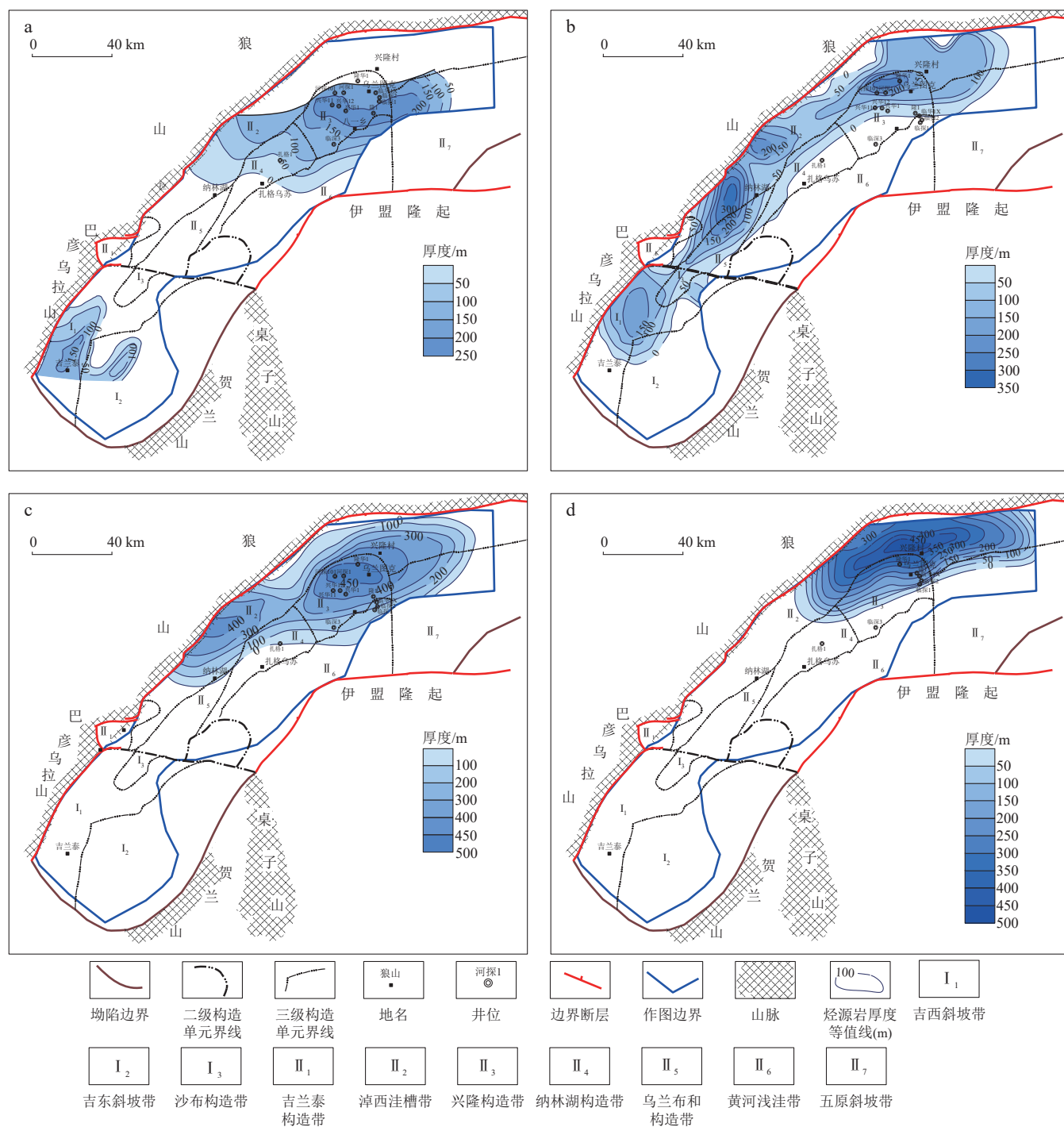


图3 临河拗陷不同层位烃源岩厚度等值线图

Fig. 3 Isopach maps of source rocks in the Linhe Depression

a. 固阳组; b. 乌拉特组; c. 临河组; d. 五原组

布规律受控于特殊的有机质形成环境,具体表现为:干酪根显微组分中腐泥组含量大于70%,镜质组含量小于10%,镜下荧光照射发现富含藻类,多见单胞藻,另外发现有黄铁矿,有机碳中还原硫含量最高达6%,生物标志化合物特征为低Pr/Ph比值和高伽马蜡烷含量,沉积环境表现为强还原条件下盐(咸)湖相沉积特征^[1]。

2.4 排烃门限

按照经典的“干酪根热降解生烃”模式,确定生烃门限一般以 R_o 是否达到0.5%为临界点,目前这一观点仍然被广泛采纳。在热解参数中, S_1+S_2 代表烃源岩的生烃潜力。地质条件下,烃源岩的生烃潜力表现为随热演化程度的提高先增大、后减小,拐点处对应的埋深为烃源

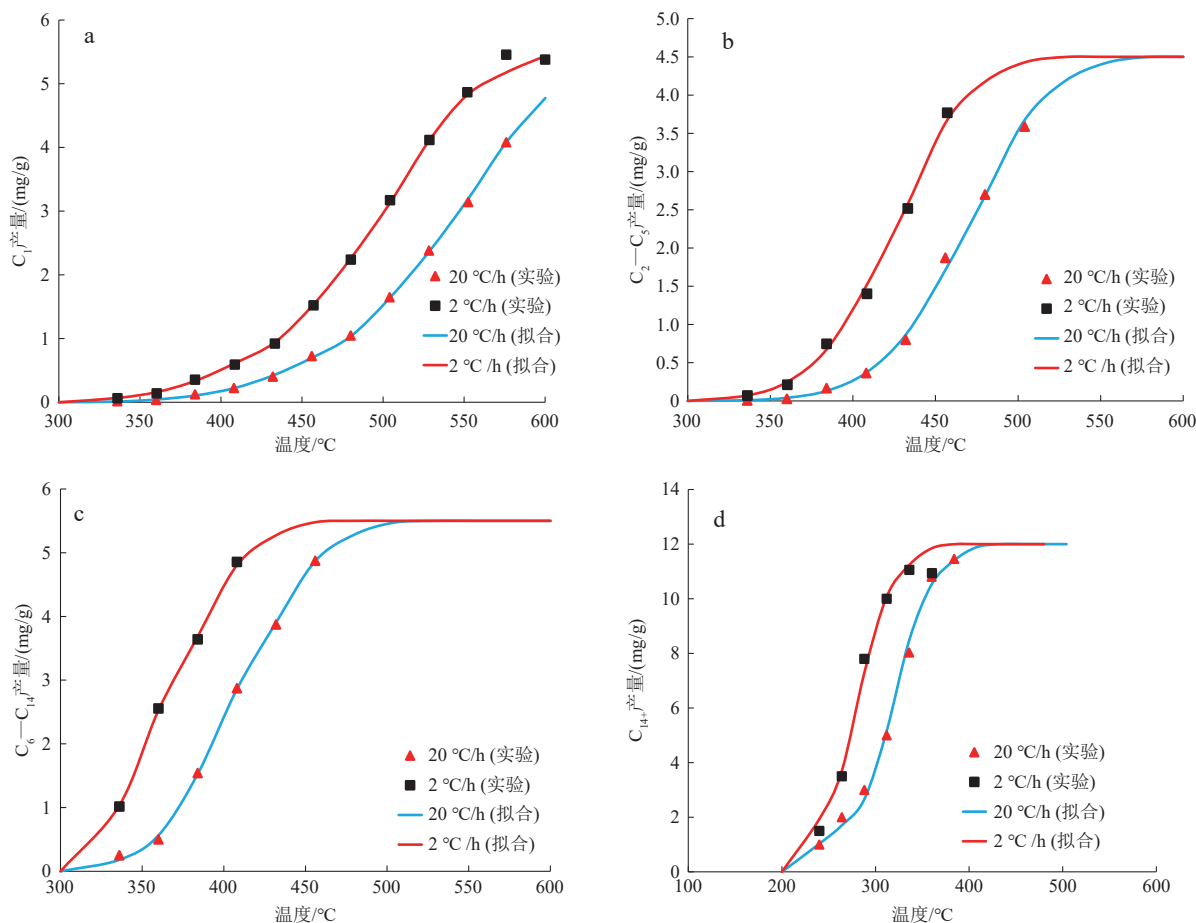


图4 临河坳陷临河组烃源岩不同升温速率下的生烃模式图及拟合曲线

Fig. 4 Hydrocarbon generation patterns and fitted curves of source rocks in the Linhe Formation at different heating rates ,
Linhe Depressiona. C_1 (甲烷); b. C_2-C_5 (轻烃); c. C_6-C_{14} (汽油); d. C_{14+} (重油)

岩排烃门限深度^[27-29],同样,拐点处对应的成熟度为烃源岩排烃门限成熟度。根据临河组烃源岩生烃潜力指数(HPI)与 T_{max} 的关系(图6),拐点对应的 T_{max} 为435℃,对应的 R_o 为0.6%,表明该烃源岩在进入生烃门限($R_o=0.5\%$)后不久的低成熟阶段即开始排烃,表现出排烃门限早的特征,利于其在浅埋藏条件下形成油藏。

2.5 有机质转化率及生油窗口

根据2.3节中的生烃模拟实验结果,绘制油(C_{6+})产率和总烃(C_{1+})产率随实验温度的变化曲线(图7)。实验结果显示,在黄金管封闭条件下,总烃产率最高达692.7 mg/g,油产率最高为664.1 mg/g。在地层压力条件下的热模拟实验中,总烃产率最高为640.0 mg/g,油产率最高为547.5 mg/g, R_o 介于0.50%~1.10%时为该烃源岩的主要生油期。为进一步评估其生烃潜力,本研究将与临河组烃源岩沉积环境相似的柴达木盆地和渤海湾盆地渤南地区的古近系咸化湖相烃源岩进行

了对比。柴达木盆地Ⅱ型干酪根油的最高产率为350.0 mg/g,主生油期为 R_o 介于0.70%~1.00%时^[30];而渤海湾盆地渤南地区Ⅱ型干酪根油的最高产率为509.3 mg/g,主生油期为 R_o 介于0.55%~0.86%时^[31]。对比表明,临河组烃源岩在产油率和生油窗宽度方面均优于同类环境盆地。

综上所述,临河组烃源岩在生烃过程中表现出以下4个方面显著优势:①有机质具有高含硫和富藻的特征,硫元素与藻类体的协同作用有效降低了生烃所需的活化能;②由于生烃活化能壁垒较低,该烃源岩表现出早熟、早排的特性,生烃门限深度相对较浅,在 R_o 达到0.5%时即开始生油,并于 R_o 达到0.6%时开始排油;③得益于热稳定性较高的藻类体,其液态烃的生成窗口较宽,可持续至 $R_o=1.1\%$,该生烃范围大于其他具有相似沉积环境的盆地;④其腐泥-腐殖型(Ⅱ型干酪根)有机质表现出很高的生烃转化效率,可达60%以上,显著高于同类咸化湖相烃源岩。

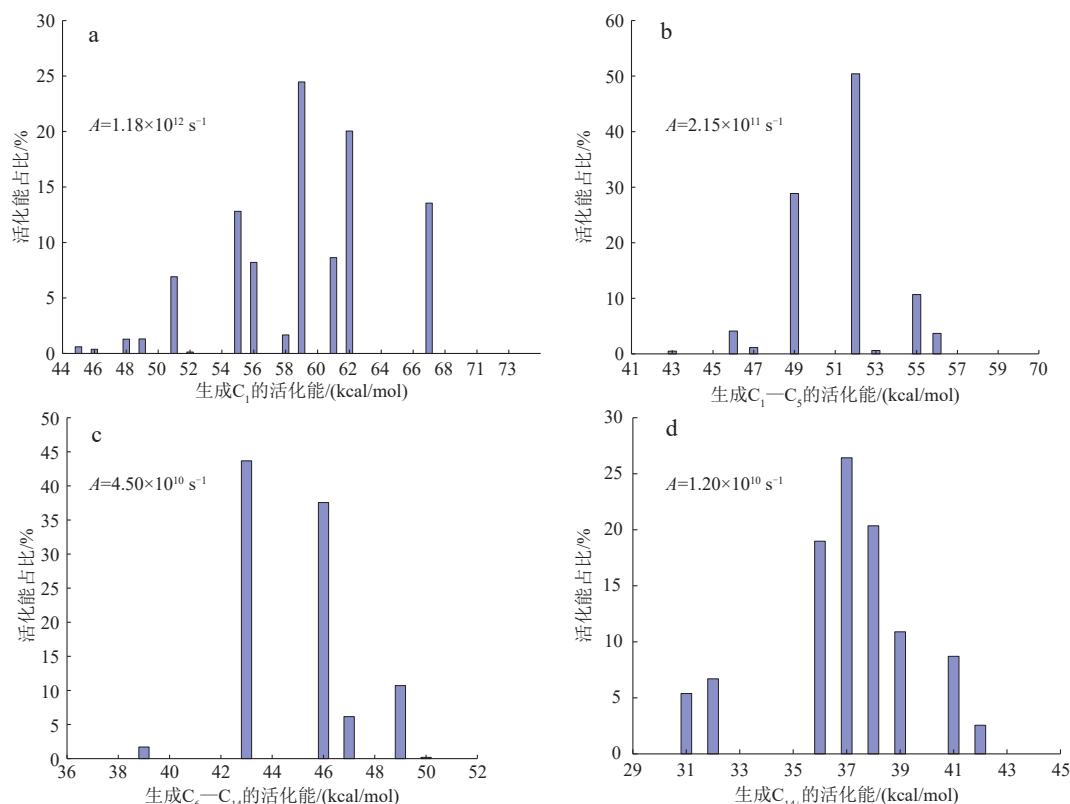


图5 临河坳陷临河组烃源岩4种生成组分的活化能(E)和指前因子(A)

Fig. 5 Columns showing the activation energy (E) and pre-exponential factor (A) of the four components generated by the source rocks of the Linhe Formation

a. C_1 (甲烷); b. C_2-C_5 (轻烃); c. C_6-C_{14} (汽油); d. C_{14+} (重油)

3 盆地模拟

当前油气资源评价领域常用的方法可归为3大类:①成因法,基于油气成藏地质过程的定量分析方法;②类比法,包括EUR(estimated ultimate recovery)类比法与资源丰度类比法等对比分析手段;③统计法,涵盖体积(容积)法和随机模拟法等数理统计方法。成因法以油气生成—运移—聚集的地质作用过程为理论基础,原理体系简明且技术成熟度高,但参数体系复杂(涉及烃源岩、储层、构造演化以及热史等多维度参数),需借助专业盆地模拟软件完成建模,计算过程具较强专业性。作为成因法的典型代表,盆地模拟技术具备全勘探阶段适用性,其技术优势体现在:①多维成果输出,包括资源量量化结果(烃源岩生烃潜力评估)及关键地质演化图件(R_o 演化史、生烃强度分布和埋藏史—热史模拟等)的动态过程重建;②实现了沉积盆地演化的全过程数值模拟。成因法凭借其对油气成藏过程的系统刻画能力,已成为中国常规油气藏资源评价的主导方法^[32]。特别是含油气系统模拟技术的发

展,通过融合地质学、地球物理学以及地球化学等多学科信息,为复杂油气藏勘探区带评价和目标优选提供技术支撑。

3.1 关键参数

PetroMod 作为由德国 IES 公司开发的国际知名含油气系统模拟软件,是当前同类技术中占据领先地位的专业分析工具,其技术先进性和应用广泛性已得到行业普遍认可^[32-42]。在运用 PetroMod 软件 3D 模块开展含油气系统模拟工作时,需构建多维参数体系,核心参数如下:①盆地几何形态与地层结构参数,包括盆地边界条件及地表地形特征、基于钻井资料与地震解释的地层厚度分布图、烃源岩地层厚度分布图、地层地质时代及岩性组合特征以及沉积相展布特征;②剥蚀事件与沉积间断参数,包括剥蚀量恢复量化图及剥蚀作用发生的时间序列界定;③烃源岩地球化学参数,包括干酪根类型划分(如 I 型、II 型和 III 型干酪根)、有机质丰度指标(TOC 等)、热成熟度参数(实测 R_o)以及生烃动力学特征参数体系;④边界条件参数,包括地表温度场分布特征、热流演化历史曲线、古水深环境以及地层压力等参数。前文

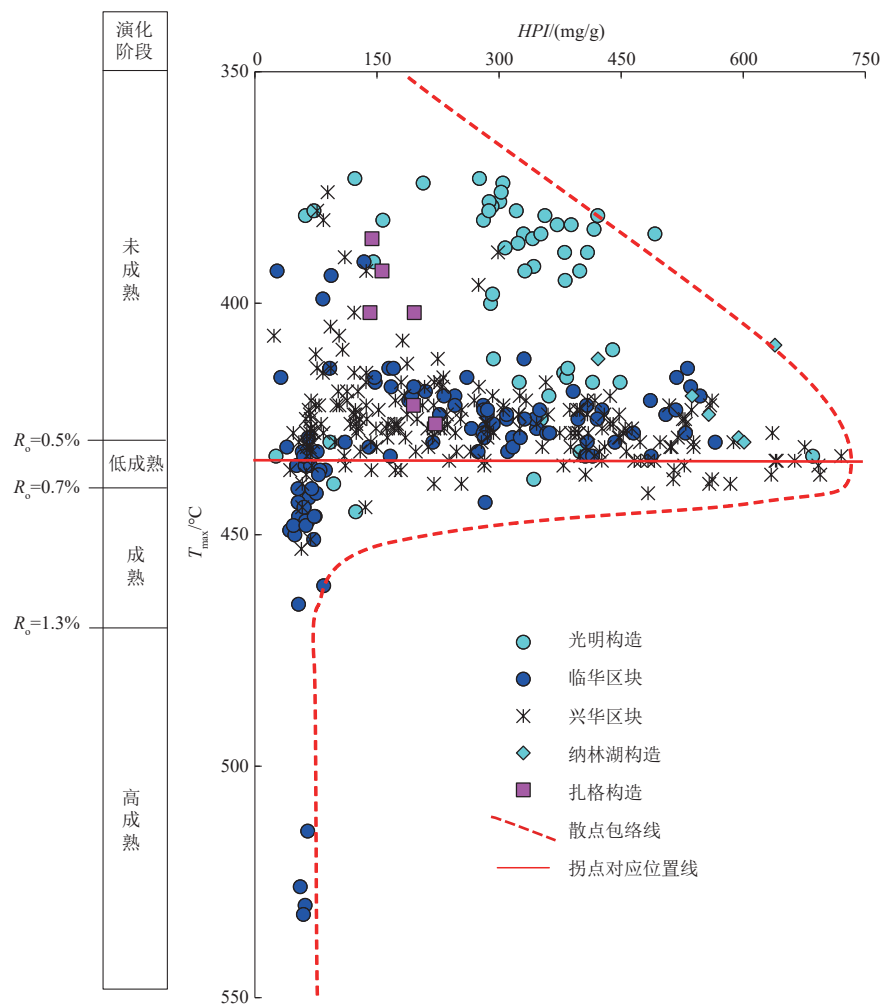


图6 临河坳陷临河组烃源岩热解生烃潜力指数(HPI)随成熟度的变化

Fig. 6 Maturity-varying hydrocarbon generation potential index (HPI) based on kerogen pyrolysis for source rocks in the Linhe Formation, Linhe Depression
($T_{\max}$ 为最高热解峰温。)

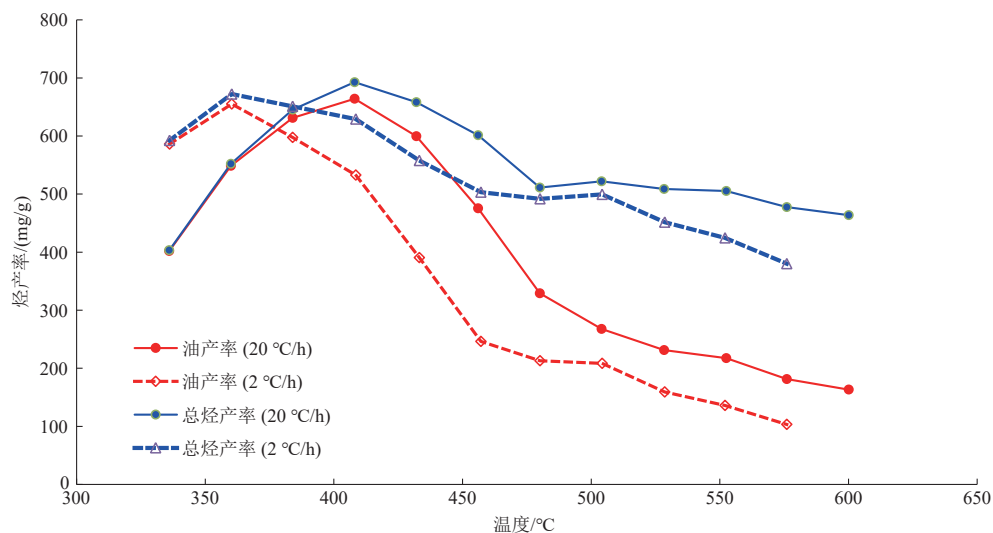


图7 临河坳陷临河组烃源岩在不同升温速率下油和总烃产率随温度的变化(黄金管实验)

Fig. 7 Temperature-varying oil yield and total hydrocarbon yield at different heating rates for source rocks of the Linhe Formation (derived from gold tube pyrolysis experiments), Linhe Depression

已针对烃源岩层等厚图及烃源岩地球化学特征开展了论述,下文将重点围绕各套地层等厚图、剥蚀量分布图以及现今热流场与地层压力特征展开分析。

3.1.1 地层厚度

本节以下白垩统固阳组、渐新统临河组、中新统五原组及上新统乌兰图克组等典型层位作为研究对象。白垩纪末期受构造抬升作用的影响,河套盆地遭受区域性剥蚀,现今固阳组呈残余分布状态,主要分布在吉

兰泰凹陷、吉兰泰构造带周缘以及巴彦淖尔凹陷中、北部地区,累计分布面积约 8 500 km²。该套地层最大残余厚度超过 1 000 m,平均厚度为 480 m,平面上呈不连续分布特征(图 8a)。临河组在坳陷范围内广泛发育,平均沉积厚度达 640 m,其沉积中心具有明显分异特征。其中,淖西洼槽区与兴隆构造带为主要沉降中心,吉兰泰构造带以东凹陷厚度达 1 300 m,兴隆构造带厚度达 1 200 m,纳林湖构造带以西凹陷厚度达 1 100 m,整体呈“三中心式”厚度分布格局,反映渐新世

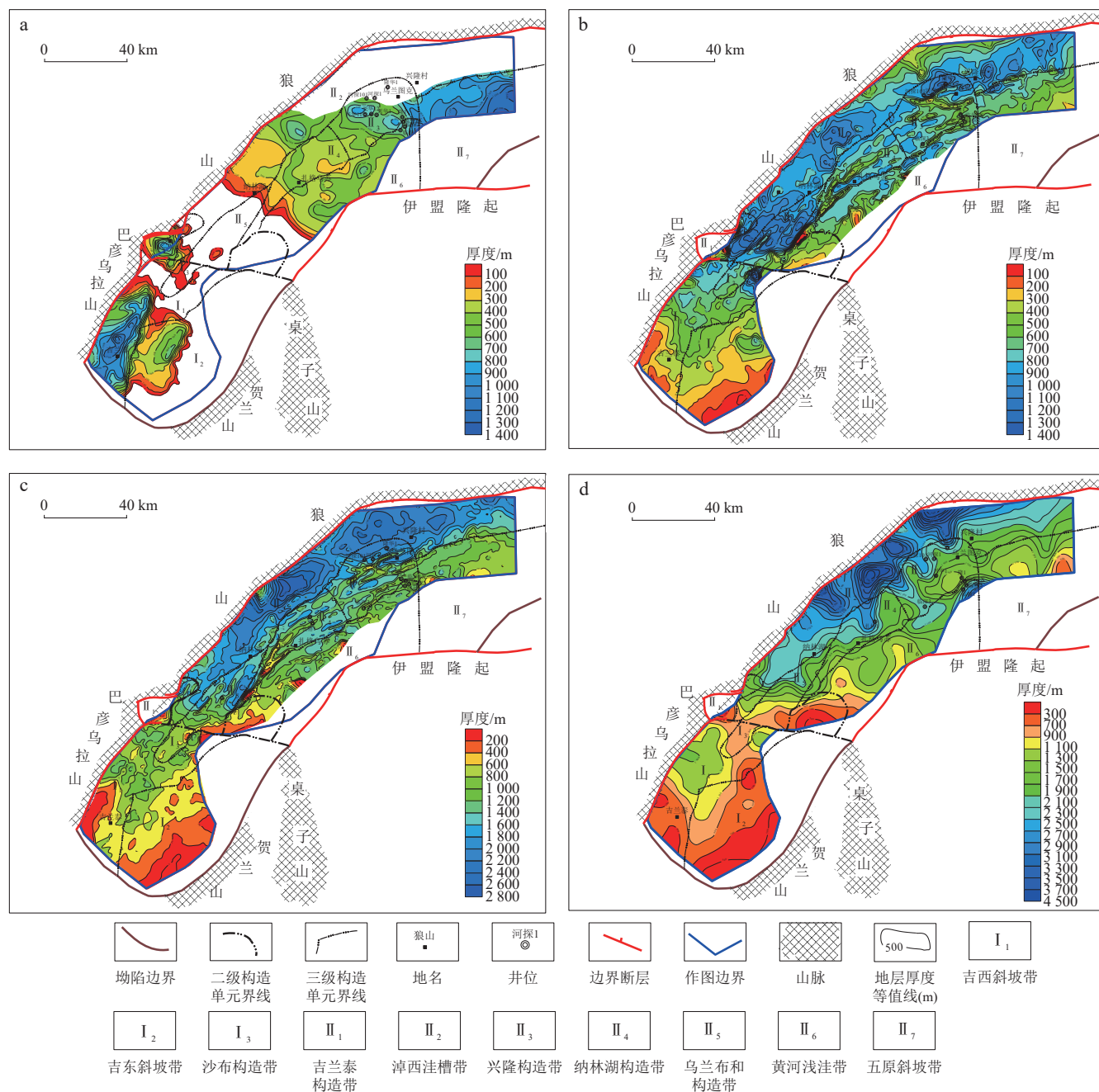


图8 临河坳陷不同层位地层厚度等值线图

Fig. 8 Isopach maps of various formations in the Linhe Depression

a. 固阳组; b. 临河组; c. 五原组; d. 乌兰图克组

期间多构造沉降中心的沉积特征(图8b)。五原组在坳陷内呈广泛覆盖式分布,平均沉积厚度达1 120 m,以淖西洼槽区为主要沉降中心,最大厚度达2 600 m,普遍超过1 600 m,并由洼槽区向南部与东部斜坡区减薄,显示中新世时期沉降中心的局限性强化特征(图8c)。乌兰图克组与五原组具有相似的空间展布特征,平均沉积厚度达1 690 m,为研究区最厚的沉积地层。淖西洼槽区仍为其主要沉降中心,地层厚度普遍超过2 200 m,最大沉积厚度超过4 000 m,厚度分布规律与五原组具有继承性,反映上新世期间构造沉降中心的持续稳定性(图8d)。上述层位的厚度分布特征揭示了河套盆地临河坳陷中-新生代“多期构造沉降、阶段性沉降中心迁移”的演化规律,其中淖西洼槽区为长期继承性沉降中心。

3.1.2 剥蚀事件

前人研究成果表明,河套盆地中生界存在明显剥蚀现象^[43],但中生代构造运动引发的剥蚀作用未对中生界烃源岩在新生代时期的生烃潜力造成实质性影响。因此,本研究不涉及中生代剥蚀作用。构造演化史研究显示,自新近纪晚期至第四纪,受喜马拉雅山脉快速隆升的影响,处于环青藏高原盆山体系的中国中、北部地区遭受强烈挤压剪切作用。在此背景下,河套盆地受区域右旋走滑应力场控制,发生不同程度的走滑扭动,部分区域呈现显著的隆升和掀斜现象,并遭受剥蚀,进入差异抬升演化阶段^[44-45]。徐泽阳^[44]综合运用钻井资料与地震剖面解析,采用趋势延伸法完成了河套盆地全区剥蚀厚度恢复工作,其研究成果为本次研究提供了可靠的数据支撑。

3.1.3 温-压场特征

河套盆地大地热流值变化幅度较小,一般在50~65 mW/m²,属于低温盆范畴^[46]。依据《中国陆域大地热流数据汇编(第五版)》^[47]编制的等值线图(图9),临河坳陷中心位置(跨越淖西洼槽与乌兰布和构造带-纳林湖构造带局部)为大地热流高值中心,最大值达62 mW/m²,热流值由洼槽区向南部和东部斜坡区呈梯度递减,表现出明显的热场分带性。基于32口井64个实测地层温度点的统计分析,建立地层温度与埋深的定量关系式:

$$T = 0.023\ 6h + 19.12 \quad (2)$$

式中: T 为地层温度,℃; h 为埋深,m。由此关系式得到地温梯度为2.36℃/(100 m),属于偏低地温梯度范畴。实测地层压力与埋深的关系表明,临河坳陷在洼槽区

光明构造出现异常高压(河探1井),洼槽区之外钻井所揭示的地层压力均为静水压力。

3.2 3D地质模型

层系模拟所涉及地层为从白垩系—第四系的所有地层,包括固阳组、乌拉特组上段和下段、临河组-五原组、乌兰图克组以及河套群。基于1:50 000精度的地面地形图数字化生成模型顶面,采用由上而下的正向建模方法,依据钻井和地震揭示的地层厚度等值线图构建3D地层格架;地层岩性设置主要依据钻井的综合录井资料;地层年代采用国际地层委员会(ICS)规定的标准年代表;地层最大埋深和模拟成熟度的校正参数主要是实测 R_o 值和实测地层温度;地层剥蚀量和剥蚀时间主要参考徐泽阳^[44]等的研究成果。同时,将前面论述的烃源岩综合评价图(包括烃源岩厚度、有机碳含量和干酪根类型)和生烃动力学等参数输入(五原组、临河组和乌拉特组烃源岩采用了临河组生烃动力学图版,而固阳组采用了软件内置的图版),建立河套盆地临河坳陷3D地质模型。

4 临河坳陷石油资源量

4.1 烃源岩热演化史

渐新世末期,始新统乌拉特组烃源岩大部分地区处于未成熟阶段,低熟烃源岩仅发育于纳林湖构造以西和兴隆构造以北的淖西洼槽区,面积约为2 300 km²(图10a);到中新世末期,吉兰泰凹陷处于未成熟阶段,巴彦淖尔凹陷大部分地区处于低成熟阶段,位于纳林湖构造带以西和兴隆构造带以北的区域可达到成熟阶段($0.8\% < R_o < 1.0\%$),总面积约2 000 km²(图10b);上新世末期,吉兰泰凹陷处于未成熟-低成熟阶段,巴彦淖尔凹陷处于成熟阶段,位于纳林湖构造带以西和兴隆构造以北的区域可达到过成熟阶段,面积约为1 000 km²(图10c)。现今,吉兰泰凹陷仍然处于未成熟-低成熟阶段,巴彦淖尔凹陷处于成熟-过成熟阶段,处于过成熟阶段区域的面积扩大到4 100 km²(图10d),表明乌拉特组主体进入高成熟演化阶段,以生成天然气为主,具备形成干气藏的地质条件。据此,当前有可能在处于过成熟阶段的区域内发现源于乌拉特组的气藏。乌拉特组烃源岩的演化特征受控于3个因素:①埋藏史差异,巴彦淖尔凹陷沉降幅度比吉兰泰凹陷大;②热流场分异,淖西洼槽区大地热流值(62.5 mW/m²)高出边缘区20%;③构造抬升事件,新近纪晚期差异抬

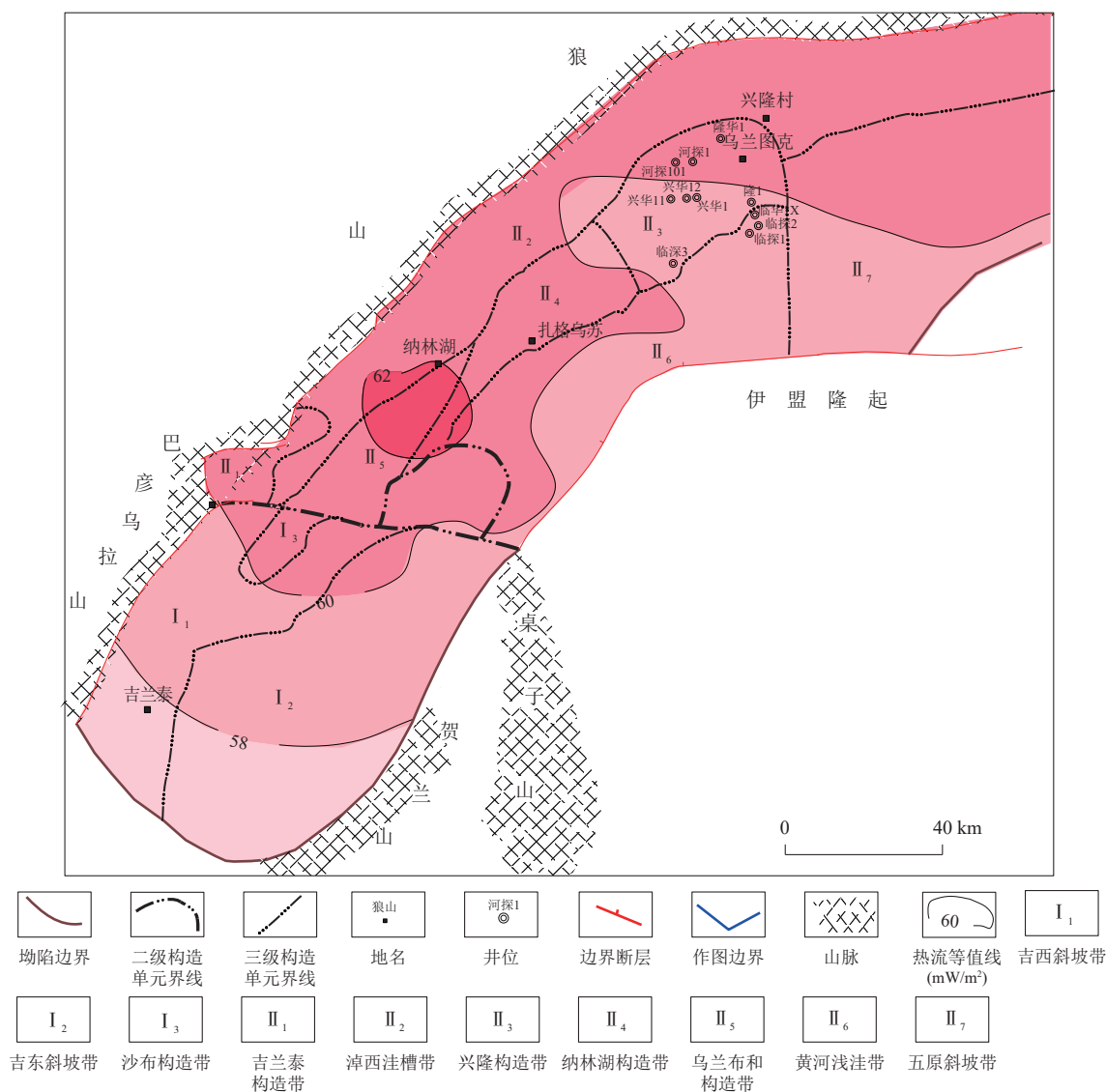


图9 临河坳陷现今地表热流等值线图

Fig. 9 Contour map showing present-day terrestrial heat-flow values of the Linhe Depression

升导致吉兰泰凹陷热演化停滞。

4.2 烃源岩生油强度

临河坳陷固阳组生油中心位于兴隆构造带及周缘(包括兴华构造、临华构造以及五原斜坡部分地区),生烃强度可达 $160 \times 10^4 \text{ t/km}^2$;吉兰泰凹陷由于埋藏浅,烃源岩成熟度低,生油量极少(图11a)。

临河坳陷乌拉特组烃源岩形成了2个生油中心:①兴隆构造带以北的光明构造及周缘;②乌兰布和构造带以西的洼槽区。油-源对比结果表明,吉兰泰油田的油源即来自于此^[18-19]。该套烃源岩最高生烃强度平均可达 $200 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,具有形成大规模油气藏的物质基础。同时,吉兰泰凹陷烃源岩成熟度低,生油量极少(图11b)。临河坳陷临河组生油强度最高,

平均值可达 $330 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,最高可达 $800 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。形成2个生油中心,一个位于兴隆构造带及以北,另一个位于纳林湖构造带以西的洼槽区。兴隆构造的生油中心是巴彦油田的主力供烃中心,目前探明储量已超过 $2 \times 10^8 \text{ t}$,这得益于该套烃源岩的超高生油强度(图11c)。

由于烃源岩分布范围有限,临河坳陷五原组只有1个生油中心,位于兴隆构造带以北的洼槽区,生烃强度最高可达 $140 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,目前该领域尚未发现规模油气藏。然而从生油强度看,在洼槽区完全可以形成具有一定规模的油气藏(图11d)。

从生油强度分布图中可以看出,生油中心主要集中于淖西洼槽以及中央断裂带(即兴隆构造带、纳林湖构造带和乌兰布和构造带)上,吉兰泰凹陷和黄河浅洼

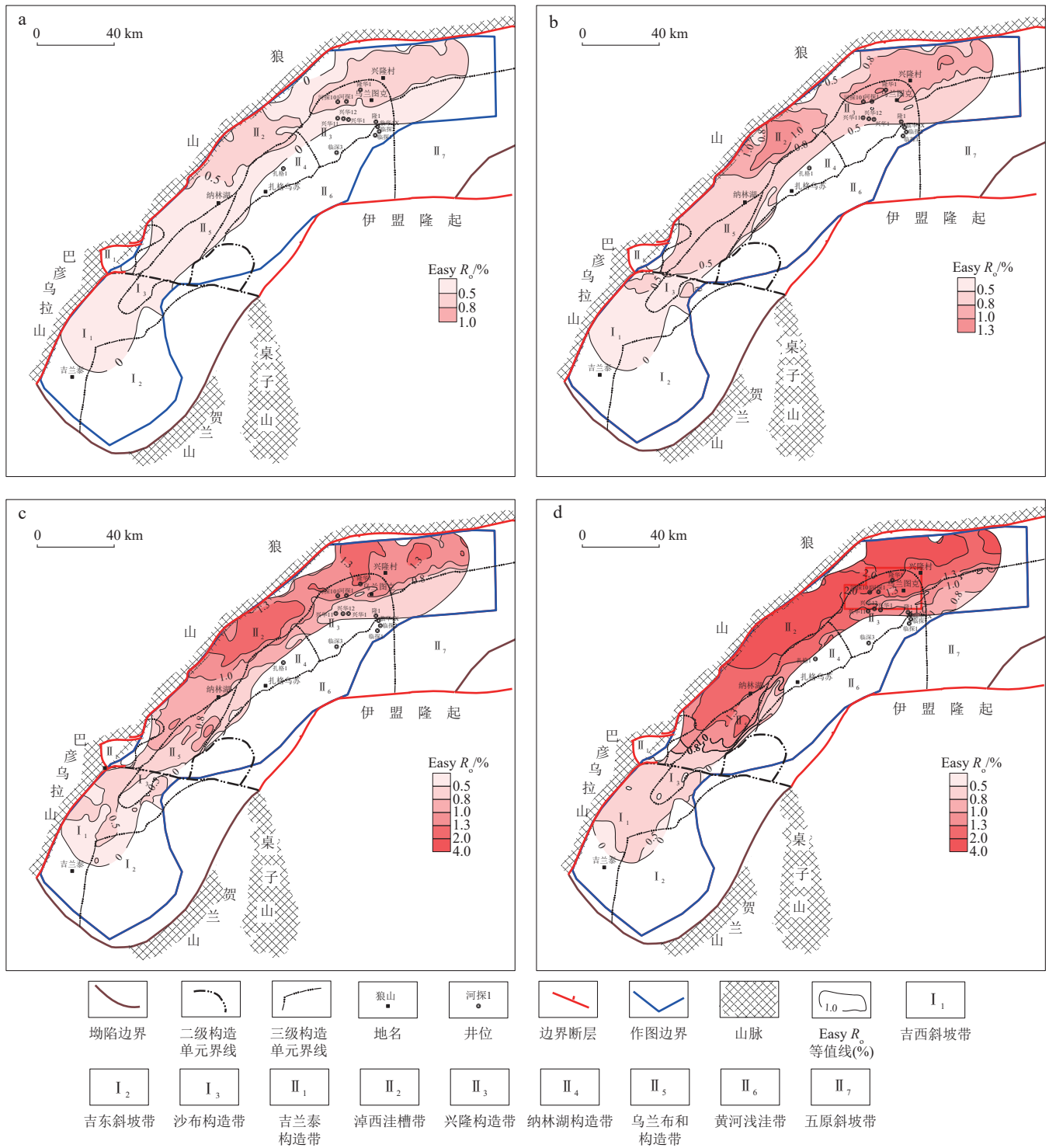


图10 临河坳陷乌拉特组烃源岩在各地质时期的成熟度平面分布等值线图

Fig. 10 Distribution of the source rock maturity of the Wulate Formation in the Linhe Depression across various geological periods

a. 渐新世末期; b. 中新世末期; c. 上新世末期; d. 现今

(图中 Easy R_o 表示计算得出的镜质体反射率值。)

带生油潜力小。

4.3 生油量与生油史

在得到生油强度的基础上, 根据公式: 生油量 =

生油强度 × 面积, 可以得到各个地质时期的生油量, 累加计算得到总的生油量, 统计结果如表2所示。可以看出固阳组和乌拉特组主要生油期为中新世—上新世, 临河组和五原组主要生油期为上新世—第四纪。

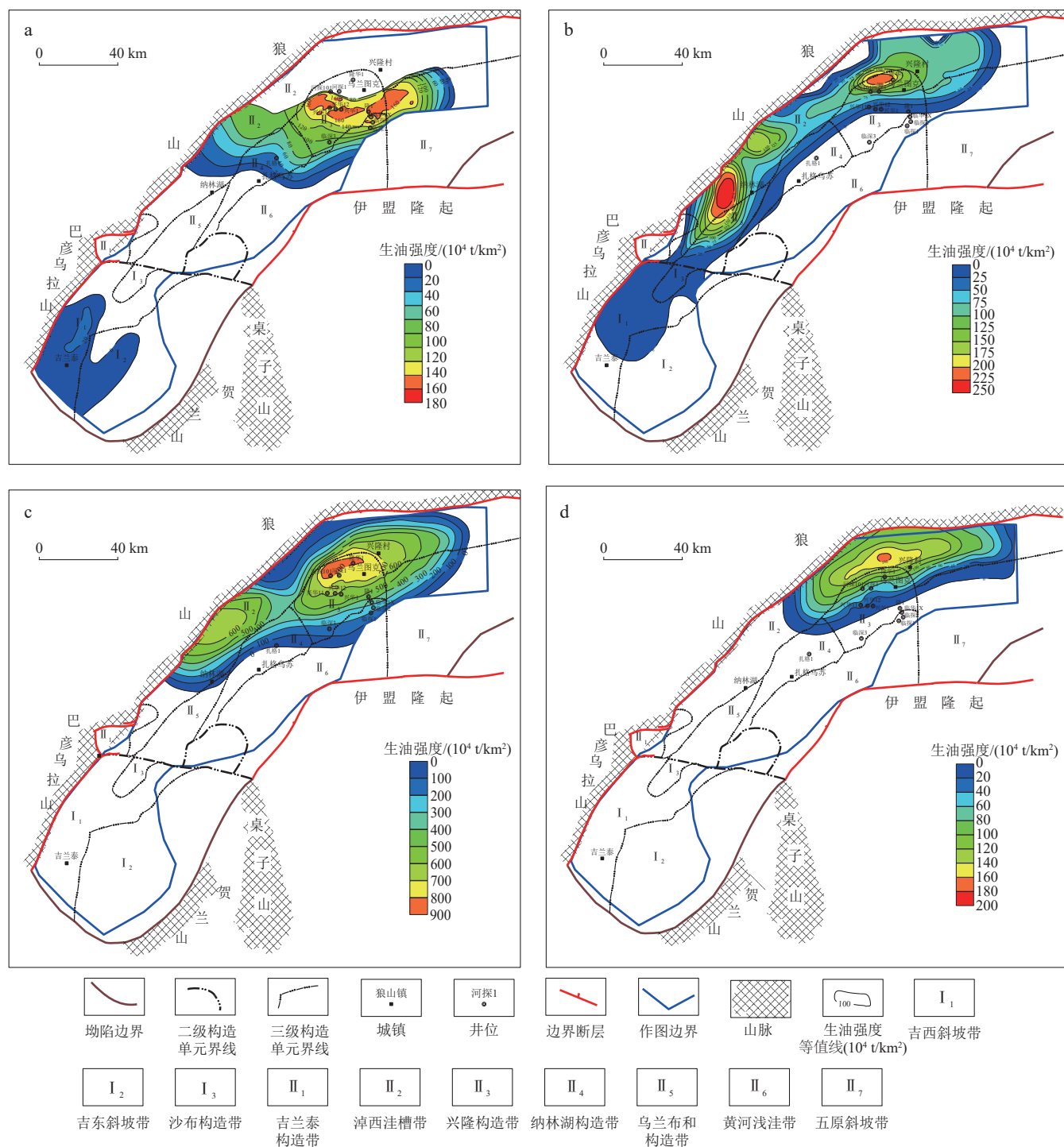


图 11 临河坳陷 4 套烃源岩生油强度平面分布等值线图

Fig. 11 Contour maps showing the oil generation intensities of the four suites of source rocks in the Linhe Depression

a. 固阳组; b. 乌拉特组; c. 临河组; d. 五原组

将 4 套烃源岩生油量累加,可以看出中新世开始大量生油(生油总量中占比 13.6%),上新世是主要生油期(生油总量中占比 47.2%),其次为第四纪(生油总量中占比 35.9%)(表 2)。临河坳陷 4 套烃源岩总的生油量为 311.90×10^8 t,其中临河组为主力烃源岩,生油量占比 65.4%,乌拉特组、固阳组和五原组烃源岩生油量依

次减少。

构造演化史研究表明,新近纪为强烈伸展断陷期,第四纪为走滑(或反转)改造期^[12]。因此,河套盆地生油高峰期(上新世—第四纪)与构造活动期匹配,具备晚期大规模成藏条件,形成“晚期快速成藏”模式。该模式内涵包括:①生、排烃阶段,上新世—第四纪烃源

表 2 临河坳陷 4 套烃源岩在各个地质时期的生油量

Table 2 Volume of oil generated by the four suites of source rocks in the Linhe Depression across various geological periods

层位	生油量/(10 ⁸ t)						合计
	晚白垩世—古新世	始新世	渐新世	中新世	上新世	第四纪	
五原组	0	0	0	0	14. 25	12. 40	26. 65
临河组	0	0	0	4. 38	107. 60	92. 01	203. 99
乌拉特组	0	0	3. 34	25. 34	14. 60	3. 90	47. 19
固阳组	4. 27	0. 20	2. 52	12. 57	10. 79	3. 73	34. 08
总计	4. 27	0. 20	5. 86	42. 29	147. 24	112. 04	311. 90

表 3 临河坳陷 4 套烃源岩石油资源量及总资源量

Table 3 Respective and total petroleum resources of the four suites of source rocks in the Linhe Depression

层位	生油量/(10 ⁸ t)	运聚系数/%	资源量/(10 ⁸ t)	本层系资源量占总资源量的比值/%
五原组	26. 65	7. 5	2. 00	8. 70
临河组	203. 99	7. 5	15. 30	66. 55
乌拉特组	47. 18	7. 0	3. 30	14. 35
固阳组	34. 08	7. 0	2. 39	10. 40
总计	311. 90		22. 99	100. 00

岩大量生油, 占总生油量的 83. 1%; ②运移、聚集阶段, 走滑断裂活动形成运移通道, 油气快速充注; ③圈闭定型阶段, 构造反转形成有效圈闭, 与油气充注同步。沈华等通过对临河坳陷流体包裹体和埋藏史进行分析研究, 确定河套盆地油气充注期为 3. 0 ~ 0. 5 Ma, 具有晚期成藏的特点^[4]。

4. 4 石油资源量

运聚系数是成因法中衡量油气资源量的核心参数, 指某一地质单元内石油/天然气资源量与生烃量的比值。该数值波动范围较大, 石油的运聚系数为 0. 73% ~ 25. 00%^[48], 直接影响最终资源量计算结果的准确性, 明确油气运聚系数是油气资源评价的关键环节。但是, 目前很难建立有效的数学模型确定运聚系数。常用的方法有两种: 传统方法和刻度区技术。前者通过估值或回归公式进行经验性求取, 缺乏精准的数学模型支撑; 后者通过类比已知油气富集区(刻度区)的运聚系数(常通过估值或回归公式的方式求取), 计算目标区域运聚系数^[39]。《华北探区“十四五”油气资源评价》(2024)评价了临河坳陷固阳组和临河组的石油资源量, 以兴隆构造带和吉兰泰碎屑岩作为石油刻度区, 计算得到兴隆构造带刻度区临河组的石油运聚系数为 10. 20%, 吉兰泰碎屑岩刻度区固阳组的石油运聚系数为 8. 60%。因为刻度区为石油富集区, 通过综合加权类比, 最终确定巴彦淖尔凹陷临河组的平均运聚系数为 7. 50%, 吉兰泰凹陷的平均运聚系数为 7. 00%。另外, 张蔚等系统建立了不同类型盆地石油和

天然气的运聚系数统计模型, 计算不同类型低勘探程度盆地油气运聚系数, 其中东部裂谷型盆地石油运聚系数为 5. 82% ~ 7. 89%^[49]。此计算结果与临河坳陷取值相吻合, 验证了该区系数的合理性。本研究借鉴以上研究成果, 采用的运聚系数分别是: 固阳组 7. 00%(基于吉兰泰凹陷石油运聚系数), 乌拉特组 7. 00%(与固阳组类比, 结合其烃源岩演化阶段), 临河组 7. 50%(基于巴彦淖尔凹陷刻度区数据), 五原组 7. 50%(参考临河组数据, 结合区域构造-岩性特征一致性确定)。因此, 临河坳陷各套烃源岩石油运聚系数的确定, 既参考了东部裂谷盆地的统计模型, 又结合了本地实际数据(如兴隆构造带和吉兰泰油田), 为后续资源量计算提供了关键参数。

基于成因法原理, 资源量 = 生油量 × 运聚系数, 计算结果见表 3。可以看出, 固阳组、乌拉特组、临河组和五原组的资源量分别为 2. 39 × 10⁸, 3. 30 × 10⁸, 15. 30 × 10⁸ 和 2. 00 × 10⁸ t, 总资源量为 22. 99 × 10⁸ t(表 3)。当前累计探明储量为 2. 79 × 10⁸ t, 探明率为 12. 1%, 仍处于勘探早期, 资源潜力巨大。

从生油强度图及资源量分布来看, 中央断裂带的临河组构造-岩性复合圈闭、洼槽区临河组-五原组的岩性圈闭以及位于这两个区带的页岩油是下一步的重点勘探领域。

5 结论

1) 临河坳陷自下而上发育了下白垩统固阳组、始

新统乌拉特组、渐新统临河组和中新统五原组4套烃源岩。其中,临河组烃源岩厚度大(最厚可达450 m)、分布广(覆盖面积5 800 km²)、TOC高且生油活化能低,具有早熟、早排、生烃窗口宽以及生烃转化效率高的特征。

2) 地层厚度分布特征显示,河套盆地临河坳陷具有中生代“多期构造沉降、阶段性沉降中心迁移”的演化规律,其中淖西洼槽区为长期继承性沉降中心。河套盆地大地热流值最高可达62 mW/m²,大地热流值由洼槽区向南部和东部斜坡区呈梯度递减。地温梯度为2.36 °C/(100 m),属于偏低地温梯度。临河坳陷在洼槽区光明构造出现异常高压,洼槽区之外地层压力均为静水压力。

3) 生油演化史表明,中新世开始大量生油,上新世是主要生油期,其次为第四纪,上新世—第四纪烃源岩生油量占总生油量的83.1%。这4套烃源岩的总生油量为311.9 × 10⁸ t,其中临河组为主力烃源岩,生油量占比达65.4%,之后依次为乌拉特组、固阳组和五原组。主要生油区集中在淖西洼槽和中央断裂带,吉兰泰凹陷和黄河浅洼带生油潜力小。河套盆地生油高峰期(上新世—第四纪)与构造活动期匹配,具备晚期大规模成藏的地质条件,可形成“晚期快速成藏”模式。

4) 临河坳陷固阳组、乌拉特组、临河组和五原组的资源量分别为2.39 × 10⁸、3.30 × 10⁸、15.30 × 10⁸以及2.00 × 10⁸ t,总资源量达22.99 × 10⁸ t。探明率为12.1%,处于勘探早期,勘探潜力大。中央断裂带的临河组构造-岩性复合圈闭、洼槽区临河组和五原组的岩性圈闭以及位于这两个区带的页岩油是下一步的重点勘探领域。

参 考 文 献

- [1] 张锐锋,何海清,朱庆忠,等. 河套盆地临河坳陷石油地质特征与油气富集规律[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 695-705.
ZHANG Ruifeng, HE Haiqing, ZHU Qingzhong, et al. Petroleum geological features and hydrocarbon enrichment of Linhe Depression in Hetao Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 695-705.
- [2] 黄福喜,汪少勇,李明鹏,等. 中国石油深层、超深层油气勘探进展与启示[J]. 天然气工业, 2024, 44(1): 86-96.
HUANG Fuxi, WANG Shaoyong, LI Mingpeng, et al. Progress and implications of deep and ultra-deep oil and gas exploration in PetroChina[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(1): 86-96.
- [3] 张锐锋,王浩宇,冯广业,等. 河套盆地河探101井超深层油气重大发现及勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(5): 77-90.
ZHANG Ruifeng, WANG Haoyu, FENG Guangye, et al. Major oil and gas discovery and exploration potential in ultra-deep formation in Well Hetan 101, Hetao Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(5): 77-90.
- [4] 沈华,刘震,史原鹏,等. 河套盆地临河坳陷油气成藏过程解剖及勘探潜力分析[J]. 现代地质, 2021, 35(3): 871-882.
SHEN Hua, LIU Zhen, SHI Yuanpeng, et al. Hydrocarbon accumulation process and exploration potential in Linhe Depression, Hetao Basin[J]. Geoscience, 2021, 35(3): 871-882.
- [5] 常德双,万照飞,刘冬民,等. 河套盆地临河坳陷构造脊成因模式及其与油气成藏的关系[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(6): 11-19.
CHANG Deshuang, WAN Zhaoifei, LIU Dongmin, et al. Genetic patterns of structural ridges in Linhe Depression of Hetao Basin and their relationship with oil and gas accumulation[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(6): 11-19.
- [6] 伍劲,刘占国,王少春,等. 河套盆地临河坳陷古近系临河组深层—超深层碎屑岩储层物性差异成因[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(11): 1961-1972.
WU Jin, LIU Zhanguo, WANG Shaochun, et al. Origin of differences in physical properties of deep and ultra deep elastic reservoirs in the Paleogene Linhe Formation of the Linhe Depression, Hetao Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(11): 1961-1972.
- [7] 史原鹏,刘占国,王少春,等. 深层—超深层优质碎屑岩储层成因及主控因素——以河套盆地临河坳陷古近系新统临河组为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 478-489.
SHI Yuanpeng, LIU Zhanguo, WANG Shaochun, et al. Genetic mechanism and main controlling factors of high-quality elastic rock reservoirs in deep and ultra-deep layers: A case study of Oligocene Linhe Formation in Linhe Depression, Hetao Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 478-489.
- [8] 武玺,史原鹏,陈树光,等. 河套盆地临河坳陷超深层碎屑岩油气勘探突破及富集高产因素[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 962-971.
WU Xi, SHI Yuanpeng, CHEN Shuguang, et al. Exploration breakthrough and factors for enrichment and high-yield of hydrocarbons in ultra-deep clastic rocks in Linhe Depression, Hetao Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 962-971.
- [9] 沈华,何海清,张锐锋,等. 河套盆地洼槽区河探1井风险勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1213-1222.
SHEN Hua, HE Haiqing, ZHANG Ruifeng, et al. Breakthrough and significance of risk exploration of Well Hetan 1 in the trough area of Hetao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(9): 1213-1222.

- [10] 张以明, 张锐锋, 王少春, 等. 河套盆地临河拗陷油气勘探重要发现的实践与认识[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(5): 1-11.
ZHANG Yiming, ZHANG Ruifeng, WANG Shaochun, et al. Practice and understanding of great discovery in oil and gas exploration in Linhe depression of Hetao Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(5): 1-11.
- [11] 陈树光, 朱庆忠, 张锐锋, 等. 河套盆地吉兰泰构造带形成演化及控藏作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2022, 49(5): 533-541.
CHEN Shuguang, ZHU Qingzhong, ZHANG Ruifeng, et al. Formation and evolution of Jilantai structural belt in Hetao Basin and its role in reservoir control[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(5): 533-541.
- [12] 张锐锋, 何海清, 陈树光, 等. 河套盆地临河拗陷石油地质新认识与重大发现[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(6): 1-12.
ZHANG Ruifeng, HE Haiqing, CHEN Shuguang, et al. New understandings of petroleum geology and great discovery in the Linhe Depression, Hetao Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(6): 1-12.
- [13] 张锐锋, 于福生, 刘喜恒, 等. 河套盆地临河拗陷及其周边地区中-新生代成盆演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6): 1139-1150.
ZHANG Ruifeng, YU Fusheng, LIU Xiheng, et al. Evolutionary characteristics of Linhe Depression and its surrounding areas in Hetao Basin from the Mesozoic to Cenozoic [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1139-1150.
- [14] 张锐锋, 陈树光, 冯广业, 等. 临河拗陷北部古近系临河组超深层油气藏形成条件与勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 119-129.
ZHANG Ruifeng, CHEN Shuguang, FENG Guangye, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration prospects of ultra-deep oil and gas reservoirs in the Paleogene Linhe Formation in the northern Linhe Depression, Hetao Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 119-129.
- [15] ZHANG Ruifeng, LU Jungang, SHI Yulei, et al. Sedimentary environment and controlling factors of carotane development: A case study of Linhe Depression in Hetao Basin [J]. Petroleum Science and Technology, 2025, 43(1): 25-39.
- [16] ZHANG Ruifeng, LU Jungang, SHI Yulei, et al. Hydrocarbon potential and sedimentary environment of organic matter in source rocks of Linhe and Guyang formations in Linhe Depression, Hetao Basin[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2022, 15(11): 1084.
- [17] 王权, 刘震, 李晨曦, 等. 河套盆地临河拗陷中-新生代烃源岩分布地震预测[J]. 现代地质, 2021, 35(3): 850-860.
WANG Quan, LIU Zhen, LI Chenxi, et al. Seismic prediction for Mesozoic-Cenozoic source rock distribution in the Linhe Depression, Hetao Basin[J]. Geoscience, 2021, 35(3): 850-860.
- [18] ZHAO Rongqian, CHEN Shijia, FU Xiaoyan, et al. Classification and source of crude oil in the Linhe Depression, Hetao Basin[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2022, 15(14): 1302.
- [19] 付晓燕, 路俊刚, 师玉雷, 等. 河套盆地临河拗陷不同构造带原油地球化学特征及来源[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(1): 176-191.
FU Xiaoyan, LU Jungang, SHI Yulei, et al. Geochemical characteristics and sources of crude oil in different structural belts of Linhe Depression, Hetao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(1): 176-191.
- [20] 陆鹿, 陈树光, 李壮福, 等. 河套盆地临河拗陷白垩纪-古近纪沉积环境演化及油气地质意义[J]. 古地质量, 2022, 24(2): 308-331.
LU Lu, CHEN Shuguang, LI Zhuangfu, et al. Sedimentary evolution and petroleum potential of the Cretaceous to Paleogene in Linhe Depression, Hetao Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2022, 24(2): 308-331.
- [21] 付晓燕, 路俊刚, 师玉雷, 等. 河套盆地临河拗陷咸湖烃源岩生烃机理[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(4): 704-717.
FU Xiaoyan, LU Jungang, SHI Yulei, et al. Hydrocarbon generation mechanism of saline lake source rocks in Linhe Depression, Hetao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(4): 704-717.
- [22] 赵重远, 郭忠铭, 惠斌耀. 河套弧形构造体系及其形成和演化机制[J]. 石油与天然气地质, 1984, 5(4): 349-361.
ZHAO Zhongyuan, GUO Zhongming, HUI Binyao. Hetao arcuate tectonic system and their mechanism of formation and evolution [J]. Oil and Gas Geology, 1984, 5(4): 349-361.
- [23] 赵孟为. 河套盆地断裂活动的特征及其与油气的关系[J]. 西北大学学报(自然科学版), 1988, 18(2): 85-94.
ZHAO Mengwei. Characteristics of the fault activity in Hetao Basin and its relation with oil and gas [J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 1988, 18(2): 85-94.
- [24] 郭忠铭, 于忠平. 河套弧形地堑系构造特征和演化机制及其油气勘探[J]. 石油勘探与开发, 1990, 17(3): 11-20.
GUO Zhongming, YU Zhongping. Structural characteristics, mechanism of evolution and petroleum prospecting of Hetao graben system [J]. Petroleum Exploration and Development, 1990, 17(3): 11-20.
- [25] 付锁堂, 付金华, 喻建, 等. 河套盆地临河拗陷石油地质特征及勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 749-762.
FU Suotang, FU Jinhua, YU Jian, et al. Petroleum geological features and exploration prospect of Linhe Depression in Hetao Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 749-762.
- [26] 刘金钟, 唐永春. 用于酪根生烃动力学方法预测甲烷生成量之一例[J]. 科学通报, 1998, 43(11): 1187-1191.
LIU Jinzhong, TANG Yongchun. A case study on predicting methane generation using kerogen hydrocarbon generation kinetics [J]. Chinese Science Bulletin, 1998, 43(11): 1187-1191.

- [27] 庞雄奇, 李素梅, 金之钧, 等. 排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用[J]. 地球科学, 2004, 29(4): 384-390.
PANG Xiongqi, LI Sumei, JIN Zhijun, et al. Geochemical evidences of hydrocarbon expulsion threshold and its application [J]. Earth Science, 2004, 29(4): 384-390.
- [28] 范柏江, 庞雄奇, 师良. 烃源岩排烃门限在生排油气作用中的应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(5): 65-70.
FAN Baijiang, PANG Xiongqi, SHI Liang. Application of hydrocarbon expulsion threshold in studying the hydrocarbon generation and expulsion [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(5): 65-70.
- [29] 庞雄奇, 贾承造, 郭秋麟, 等. 全油气系统理论用于常规和非常规油气资源评价的盆地模拟技术原理及应用[J]. 石油学报, 2023, 44(9): 1417-1433.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, GUO Qiulin, et al. Principle and application of basin modeling technology for evaluation of conventional and unconventional oil-gas resource based on whole petroleum system theory [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(9): 1417-1433.
- [30] 张斌, 何媛媛, 陈琰, 等. 柴达木盆地西部咸化湖相优质烃源岩地球化学特征及成藏意义[J]. 石油学报, 2017, 38(10): 1158-1167.
ZHANG Bin, HE Yuanyuan, CHEN Yan, et al. Geochemical characteristics and oil accumulation significance of the high quality saline lacustrine source rocks in the western Qaidam Basin, NW China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(10): 1158-1167.
- [31] 梁浩然. 渤海南部边缘凹陷古近系烃源岩地球化学特征及资源潜力评价[D]. 成都: 成都理工大学, 2020.
LIANG Haoran. Geochemical characteristics and resources evaluation of the Paleogene source rocks in the southern Bohai Sea [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020.
- [32] 郭泽清, 龙国徽, 周飞, 等. 咸化湖盆页岩油地质特征及资源潜力评价方法——以柴西坳陷下干柴沟组上段为例[J]. 地质学报, 2023, 97(7): 2425-2444.
GUO Zeqing, LONG Guohui, ZHOU Fei, et al. Geological characteristics and resource evaluation method for shale oil in a salinized lake basin: A case study from the upper member of the Lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Depression [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(7): 2425-2444.
- [33] 张庆春, 米石云, 杨秋琳, 等. 资源评价中的含油气系统模拟技术[J]. 石油学报, 2005, 26(增刊1): 40-44.
ZHANG Qingchun, MI Shiyun, YANG Qiulin, et al. Petroliferous system simulation technology used for resource assessment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(S1): 40-44.
- [34] 王斌, 赵永强, 罗宇, 等. 塔里木盆地草湖凹陷热演化与生烃史——基于 IES 软件盆地模拟技术[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 605-609.
WANG Bin, ZHAO Yongqiang, LUO Ning, et al. Thermal evolution and hydrocarbon generation in the Caohu Sag of the Tarim Basin-based on IES Basin simulation technology [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(6): 605-609.
- [35] 倪春华, 周小进, 王果寿, 等. 鄂尔多斯盆地南部平凉组烃源岩特征及其成烃演化分析[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 572-577.
NI Chunhua, ZHOU Xiaojin, WANG Guoshou, et al. Characteristics and hydrocarbon generation evolution of Pingliang Formation source rocks, southern Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(6): 572-577.
- [36] 杨小艺, 刘成林, 王飞龙, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷西南洼古近系东营组超压分布特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 96-112.
YANG Xiaoyi, LIU Chenglin, WANG Feilong, et al. Distribution and origin of overpressure in the Paleogene Dongying Formation in the southwestern sub-sag, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 96-112.
- [37] 郭泽清, 马寅生, 易士威, 等. 柴西地区古近系-新近系含气系统模拟及勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 82-92.
GUO Zeqing, MA Yinsheng, YI Shiwei, et al. Simulation and exploration direction of Paleogene-Neogene gas system in the western Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1): 82-92.
- [38] GUO Zeqing, XIE Zengye, LI Jian, et al. Resource potential of the Jurassic gas system, northern margin of the Qaidam Basin, northwestern China [J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(5): 883-917.
- [39] 郭泽清, 赵文智, 谢增业, 等. 原油裂解气资源评价的理论技术创新与评价应用——以四川盆地震旦系-寒武系为例[J]. 地质论评, 2024, 70(1): 309-329.
GUO Zeqing, ZHAO Wenzhi, XIE Zengye, et al. Theoretical and technological innovation and evaluation application of crude oil cracking gas resource evaluation——Taking the Sinian-Cambrian of Sichuan Basin as an example [J]. Geological Review, 2024, 70(1): 309-329.
- [40] 高阳东, 朱伟林, 彭光荣, 等. 珠江口盆地白云凹陷烃源岩评价及油气资源分布预测[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 986-996.
GAO Yangdong, ZHU Weilin, PENG Guangrong, et al. Evaluation of source rocks and prediction of oil and gas resources distribution in Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 986-996.
- [41] 杨海波, 冯德浩, 杨小艺, 等. 准噶尔盆地东道海子凹陷二叠系平地泉组烃源岩特征及热演化史模拟[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(5): 156-166.

- YANG Haibo, FENG Dehao, YANG Xiaoyi, et al. Characteristics of source rocks and thermal evolution simulation of Permian Pingdiquan Formation in Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(5): 156-166.
- [42] 贾承造, 庞雄奇, 郭秋麟, 等. 基于成因法评价油气资源: 全油气系统理论和新一代盆地模拟技术[J]. *石油学报*, 2023, 44(9): 1399-1416.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, GUO Qiulin, et al. Assessment of oil-gas resources based on genetic method: Whole petroleum system theory and new generation basin modeling technology [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1399-1416.
- [43] 刘天顺, 张锐锋, 丁文龙, 等. 河套盆地临河坳陷下白垩统内部不整合的发现及对构造演化的启示[J]. *中国地质*, 2021, 48(2): 593-604.
- LIU Tianshun, ZHANG Ruifeng, DING Wenlong, et al. Discovery of Lower Cretaceous unconformity in Linhe Depression of Hetao Basin and its implication to structural evolution [J]. *Geology in China*, 2021, 48(2): 593-604.
- [44] 徐泽阳. 临河坳陷中-新生代盆地差异叠合及油气富集机制研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- XU Zeyang. Characteristics of differential superposition between Meso-Cenozoic basins and mechanism of hydrocarbon enrichment in the Linhe Depression, Hetao Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [45] 刘滨莹, 张宏伟, 王芳, 等. 河套盆地吉兰泰构造带狼山分支断层活动特征及其控藏作用[J]. *地质科技通报*, 2023, 42(2): 247-257.
- LIU Binying, ZHANG Hongwei, WANG Fang, et al. Activity characteristics of Langshan branch fault in Jartai structural belt, Hetao Basin and its control on hydrocarbon accumulation [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42(2): 247-257.
- [46] 张薇, 王贵玲, 刘峰, 等. 中国沉积盆地地热资源特征[J]. *中国地质*, 2019, 46(2): 255-268.
- ZHANG Wei, WANG Guiling, LIU Feng, et al. Characteristics of geothermal resources in sedimentary basins [J]. *Geology in China*, 2019, 46(2): 255-268.
- [47] 王一波, 刘绍文, 陈超强, 等. 中国大陆大地热流数据汇编(第五版)[J]. *地球物理学报*, 2024, 67(11): 4233-4265.
- WANG Yibo, LIU Shaowen, CHEN Chaoqiang, et al. Compilation of terrestrial heat flow data in continental China (5th edition) [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2024, 67(11): 4233-4265.
- [48] 柳庄小雪, 郑民, 于京都, 等. 油气资源评价中石油运聚系数的量化分析与预测模型[J]. *海相油气地质*, 2021, 26(1): 35-42.
- LIU Zhuangxiaoxue, ZHENG Min, YU Jingdou, et al. Quantitative analysis and prediction model of oil migration and accumulation coefficient in hydrocarbon resources evaluation [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2021, 26(1): 35-42.
- [49] 张蔚, 刘成林, 张道勇, 等. 油气运聚系数统计模型建立及其在低勘探程度盆地的应用[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(1): 115-122.
- ZHANG Wei, LIU Chenglin, ZHANG Daoyong, et al. Establishment of statistical models for oil and gas migration and accumulation coefficients and their applications in frontier exploration basins [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(1): 115-122.

(编辑 张 晟)