

文章编号: 0253-2697(2024)03-0500-17 DOI:10.7623/syxb202403002

渤海湾盆地保定凹陷早熟低熟油特征及成烃机制

李志军 马学峰 罗强 肖阳 王权 庞秋菊 吴小梅 邵彦蕊 金娟娟 钟雪梅 宋军美

(中国石油华北油田公司勘探开发研究院 河北任丘 062552)

摘要:早熟低熟油是生烃活化能低的特定有机母质在低温早熟条件[镜质体反射率(R_o)为 0.3%~0.6%,地温为 60~100 °C]下生成的石油,较未成熟油的成熟度高、油质好,易于形成商业油藏及自然工业产能。这类石油在中国发现早,但其成烃机制和成藏潜力并未被充分认识。近年来,中国石油华北油田公司勘探开发研究院对早熟低熟油进行了探索并在冀中坳陷保定凹陷中一浅层东营组钻获高产油流和规模效益储量,突破了传统认知。对保定凹陷原油和烃源岩开展的有机地球化学分析、储层含烃包裹体分析和生/排烃热模拟实验等成烃机制研究揭示,沙河街组一段下亚段有机质富集层中的低活化能菌藻类和可溶有机质在成岩晚期的强还原成化水体、高地温场演化环境下,经生化作用、低温热催化作用生成了大量的早熟低熟油,产油量达 190 mg/g,排油量达 86 mg/g;生油量和排油量分别占干酪根生油高峰阶段(R_o 为 0.8%~1.3%,地温>120 °C)生油量和排油量的 46.4%和 37.3%,这为早熟低熟油藏的形成提供了充足的油源。早期生成的石油经通源断裂网络和砂体输导,完成了从源到藏的运聚过程,呈现出近源富集的规律。

关键词:保定凹陷;早熟低熟油;地球化学特征;形成机制;富集规律

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Characteristics and hydrocarbon generation mechanism of early low-mature oil in Baoding sag, Bohai Bay Basin

Li Zhijun Ma Xuefeng Luo Qiang Xiao Yang Wang Quan Pang Qiuju Wu Xiaomei
Shao Yanrui Jin Juanjuan Zhong Xuemei Song Junmei

(Exploration and Development Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China)

Abstract: Early low-mature oil is formed by specific organic parent materials with low activation energy for hydrocarbon generation under low temperature and early mature conditions [vitrinite reflectance (R_o) of 0.3% to 0.6%, geothermal temperature of 60 °C to 100 °C]. It has higher maturity and better oil quality than immature oil, and is easy to form commercial oil reservoirs and natural industrial capacity. This type of oil was discovered early in China, but there is less understanding of its hydrocarbon generation mechanism and reservoir potential. In recent years, the Exploration and Development Research Institute of PetroChina Huabei Oilfield Company has been exploring early low-mature oil and obtained high-yield oil flows and large-scale cost-effective reserves in the middle-shallow strata of Dongying Formation of Baoding sag in Jizhong depression, thus achieving a breakthrough in traditional cognition. The research on the hydrocarbon generation mechanism, including the organic geochemical analysis of crude oil and source rocks, analysis of hydrocarbon inclusions in reservoirs, and thermal simulation experiments of hydrocarbon generation and expulsion in Baoding sag, reveals that under the environment of strong-reduced saline water bodies and high geothermal field, the bacteria and algae with low activation energy and soluble organic matter in the organic-rich strata of the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation have generated large amounts of early low-mature oil by biochemical action and low-temperature thermocatalysis in the late diagenesis stage, with the oil rate of 190 mg/g and oil expulsion of 86 mg/g, respectively. They account for 46.4% and 37.3% of the oil generation and expulsion of kerogens in source rocks during the peak stage of oil generation (R_o of 0.8% to 1.3%, geothermal temperature over 120 °C), providing sufficient oil sources for the formation of early low-mature oil reservoirs. The early generated oil completed the migration and accumulation process from source to reservoir by fault networks and sand bodies, showing a regularity of near source enrichment.

Key words: Baoding sag; early low-mature oil; geochemical characteristics; formation mechanism; enrichment regularity

引用:李志军,马学峰,罗强,肖阳,王权,庞秋菊,吴小梅,邵彦蕊,金娟娟,钟雪梅,宋军美.渤海湾盆地保定凹陷早熟低熟油特征及成烃机制[J].石油学报,2024,45(3):500-516.

基金项目:中国石油华北油田探区“十四五”油气资源评价项目(2023YQX20106)和中国石油华北油田探区“十三五”油气资源及经济、环境评价项目(135ZYPJ-KT06)资助。

第一作者:李志军,男,1968年12月生,2010年获中国科学院地质与地球物理研究所博士学位,现为中国石油华北油田公司勘探开发研究院院长,主要从事油气勘探开发研究工作。Email: hzb_lzj@petrochina.com.cn

通信作者:马学峰,女,1980年9月生,2008年获中国石油大学(北京)硕士学位,现为中国石油华北油田公司勘探开发研究院二级工程师,主要从事有机地球化学与资源评价工作。Email: yjy_mxf@petrochina.com.cn

Cite: LI Zhijun, MA Xuefeng, LUO Qiang, XIAO Yang, WANG Quan, PANG Qiuju, WU Xiaomei, SHAO Yanrui, JIN Juanjuan, ZHONG Xuemei, SONG Junmei. Characteristics and hydrocarbon generation mechanism of early low-mature oil in Baoding sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(3): 500-516.

早熟低熟油是烃源岩中的有机质(主要是可溶有机质和藻类生物类脂物等)在成岩演化阶段达到干酪根晚期热降解生烃门限之前所生成的石油,通常以镜质体反射率(R_o) $<0.6\%$ 标定。这类石油很早就被国内外学者关注和研究^[1-3],王铁冠等^[4]、刘立峰等^[5]和饶松等^[6]将这种生烃活化能低的特定有机母质所生成的烃称为“低温早熟生成油气”;黄第藩等^[7]、宋一涛等^[8]、张林晔等^[9]、秦建中^[10]和姚亚明等^[11]将其归纳为可溶有机质、脂肪酸、树脂体、藻类生物类脂物、细菌作用、木栓质体和富硫干酪根7种成因的“早期生烃”模式。由于受干酪根晚期热降解生油理论和勘探程度限制,早熟低熟油的成烃机制和成藏潜力并未被充分认识。例如,在原油分类和油窗划分时,仍依据干酪根晚期热降解生油门限的热应力参数[R_o 、时温指数(TTI)等]来划分,而不是依据石油生成或转化参数[氯仿沥青“A”含量、总烃含量(HC)、游离烃量(S_1)、氯仿沥青“A”含量与总有机碳(TOC)含量的比值、HC/TOC比值、烃指数(S_1 /TOC)等]来划分,并将这类具有成熟原油性质的商业石油称为“未成熟油”“未成熟—低成熟油”,甚至将其划归于成熟原油运移增溶作用裹挟的污染油^[12-14],或成熟原油与未成熟原油的混源油^[15-17],没有充分认识到特定的有机质在低温早熟条件下独立形成商业油气这一客观存在。在进行成藏潜力评价时,多认为这类油的生成量有限、成藏规模不大、油品稠且产量低,未引起产业界足够重视。近年来,中国石油华北油田公司勘探开发研究院加强了对这一类油藏的探索,在冀中坳陷保定凹陷钻探取得了重大发现,在BQ1X井埋深1770.0~1795.8 m的东营组获得了日产百立方米的高产早熟低熟油流,并落实了亿吨级的规模效益储量,突破了传统认知。笔者通过对保定凹陷及毗邻的饶阳凹陷蠡县斜坡的原油和烃源岩进行系统有机地球化学分析、储油层流体包裹体分析和生/排烃热模拟实验,对早熟低熟油的特征、成烃机制及富集规律开展了研究,以期为今后保定凹陷乃至冀中坳陷中一浅层早熟低熟油领域的勘探决策提供依据。

1 地质背景

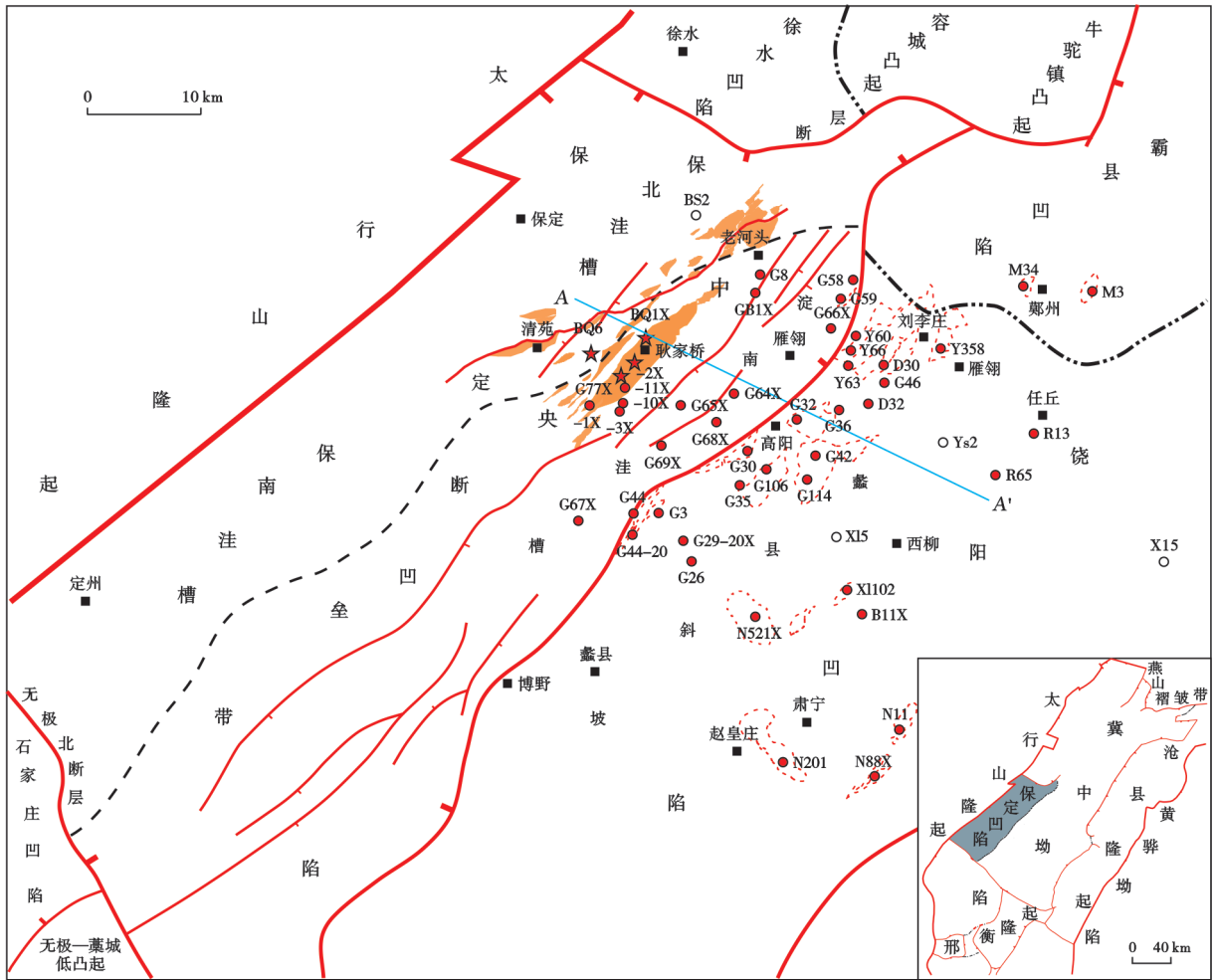
保定凹陷位于渤海湾盆地冀中坳陷中西部,展布在太行山隆起与高阳低凸起之间,其南北两端受无极北断裂和黑龙江口断裂两条横向大断裂制约,整体呈NE向,面积约为4000 km²,基底最大埋深达7600 m。

依据基岩隆升幅度、沉积岩厚度和主要断裂的分布,保定凹陷自西向东可划分为保北—保南洼槽、中央断垒带和淀南洼槽3个次级构造单元[图1(a)]。垂向上可划分为下、中、上3套大的构造层系[图1(b)]:下构造层的主体在保北—保南洼槽,发育厚度为5000余米的古新统一始新统孔店组—沙河街组二段(沙二段)山前河湖相沉积,至中央断垒带和淀南洼槽,地层厚度减薄为750~1000 m;中构造层总体为不对称的“一隆两洼”地质结构,中央断垒带的地层厚度小于1100 m,发育厚度为100~1650 m的渐新统沙河街组一段(沙一段)—东营组湖相—河流相沉积,其中,沙一段下亚段烃源岩的厚度为50~200 m;上构造层整体为东倾的拗陷结构,受高阳断层、耿家桥断层分割和控制,发育厚度为1000~1500 m的新近系和第四系河流相沉积,与饶阳凹陷蠡县斜坡分别经历了相对独立的构造演化和沉积埋藏过程。主要的生-储-盖组合包括元古宇碳酸盐岩储集体与古近系源岩构成的新生古储组合、古近系自生自储组合和新近系下生上储组合^[18]。

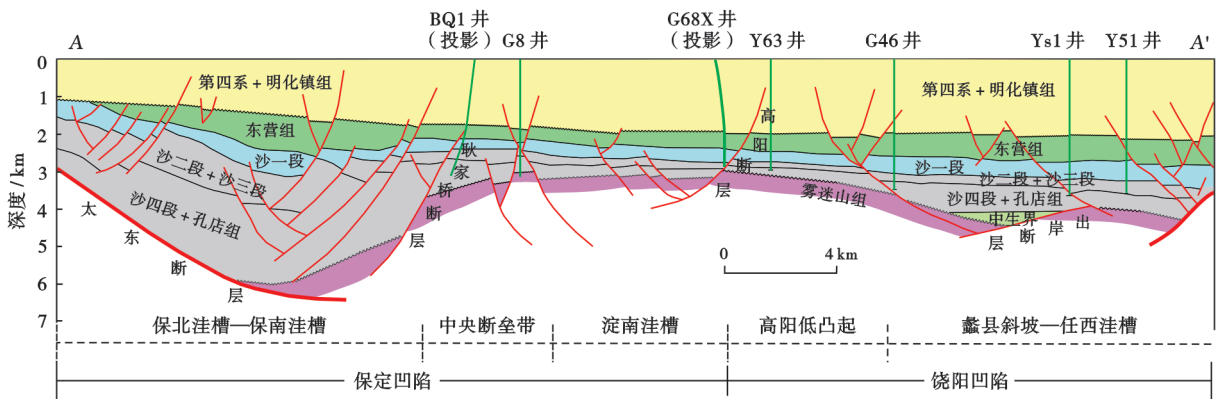
2009年之前,油公司在保定凹陷进行了数十年的勘探,但一直没有突破工业油流关。制约勘探进程的重要因素是没有找到有效的烃源岩。钻井揭示,孔店组和沙河街组三段(沙三段)2套河湖相沉积虽然埋深在3500~6000 m,但其暗色泥岩的占比小于12%,TOC含量大多小于0.5%,生烃潜量($S_1 + S_2$)为0.1~1.0 mg/g,为差—非烃源岩。沙一段下亚段的暗色泥岩和油页岩虽然有机质丰度高、类型好,但埋深大多在2500 m以浅、温度低于100℃,按照干酪根晚期热降解成烃模式及其生油门限标准,被划归为未成熟烃源岩^[10,19]。油源潜力不明,油气勘探几度陷入停滞。

2009年,油公司加强饶阳凹陷蠡县斜坡高阳油田的“扩边外甩”勘探工作,在保定凹陷淀南洼槽部署钻探了G64X井,在未成熟烃源岩区揭露到工业油流。随后10年间,在保定凹陷淀南洼槽又陆续钻获工业油流井4口,虽然储量规模较小,但与在蠡县斜坡主体揭露的油藏原油的地球化学特征存在明显差异,这预示着保定凹陷存在油源层。

2021年,油公司在保定凹陷淀南洼槽部署实施了GB1X井、G58井等钻井,对沙一段下亚段烃源岩重新进行了有机地球化学测试,进一步查明埋深在2118 m以浅的沙一段下亚段烃源岩已经大量生烃、排烃,其烃类抽提物与在该地区已揭示的原油生物标志物有良好的亲缘关系。由此认识到沙一段下亚段烃源岩的成烃



(a) 构造单元特征



(b) 地质结构剖面



图1 保定凹陷—饶阳凹陷蠡县斜坡构造单元划分及地质结构剖面

Fig. 1 Tectonic units and geological structural section from Baoding sag to Lixian slope of Raoyang sag

机制与传统的干酪根晚期热降解的成烃模式不完全相同,并据此构建了富有机质藻烃源岩“早期成烃、多期成烃”模式。早熟低熟油的生油门限深度较传统的干酪根生油门限深度浅 500~1 000 m,有效烃源岩区面积扩大了 1 000~1 500 km²。采用多种资源评价方法

预测,研究区内早熟低熟油的资源量较大,中央断垒带的中—浅层是有利勘探目标区。基于新认识的指导,先后部署钻探了 G77X 井、BQ1X 井、BQ6 井等钻井,实现了早熟低熟油勘探的重大发现,2022—2023 年连续新增亿吨级规模储量。

2 样品采集与测试

样品主要采自保定凹陷耿家桥地区和饶阳凹陷蠡县斜坡东营组至沙一段中—浅层,其中,14口井采集到17件原油样品,4口井采集到10件泥页岩(岩心)样品,2口井采集到10件储(油)层包裹体样品;此外,还收集了以往74口井的原油样品、21口井的301件烃源岩样品和1组未成熟源岩生/排烃热模拟实验的测试结果。

采用日本产的棒状薄层色谱仪(型号为IATROSCAN MK-6S)对原油和岩样的氯仿沥青抽提物进行族组分定量分析,选用Accelesep型石油组分快速分离系统进行组分分离,并将非极性组分上机测试。采用美国产的Agilent 8890型气相色谱仪开展生物标志化合物测试与分析。采用TRACE-1300-ISQ型单四级杆质谱-质谱分析仪进行色谱-质谱分析。色谱柱为HP-5MS型弹性石英毛细管色谱柱(长度、内径和膜厚分别为30 m、0.25 mm和0.25 μm);升温程序:起始温度为80 $^{\circ}\text{C}$,以8 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的升温速度升至160 $^{\circ}\text{C}$,然后以2.8 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的

升温速度升至310 $^{\circ}\text{C}$,恒温15 min。色谱-质谱接口温度为280 $^{\circ}\text{C}$,采用多离子检测,电子轰击电离源(EI),电离能量为70 eV。样品的抽提、分离与测试分析全部在中国石油华北油田公司勘探开发研究院地质实验中心完成。

未成熟烃源岩的生/排烃热模拟实验样品采自饶阳凹陷X15井埋深在1311.14 m处的沙一段下亚段深灰色纹层状泥页岩岩心,其有机地球化学特征见表1。生/排烃模拟实验采用原样高压釜低温加水热模拟法,实验仪器选用大连自控设备厂生产的GCF-0.25L型反应釜,采用XMT-131型温控仪。模拟温度点分别为175 $^{\circ}\text{C}$ 、200 $^{\circ}\text{C}$ 、225 $^{\circ}\text{C}$ 、250 $^{\circ}\text{C}$ 、275 $^{\circ}\text{C}$ 、300 $^{\circ}\text{C}$ 、325 $^{\circ}\text{C}$ (恒温24 h)和325 $^{\circ}\text{C}$ (恒温72 h)共计8个温度点。样品用量为70~80 g,样品颗粒的粒径为2.5~10 mm,加水量为原样品重量的20%,加温72 h,釜内最大压力为19.6 MPa。对每个温度点的热解烃、排出烃和残留烃进行收集并上机测试,测试仪器和实验条件同上。对残样分别进行了岩石热解、TOC含量、 R_o 和干酪根组成等分析。

表1 X15井沙一段下亚段烃源岩生/排烃热模拟实验样品的地球化学特征

Table 1 Geochemical characteristics of source rock sample from the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation in Well X15 for hydrocarbon generation/expulsion simulation

TOC/ %	还原硫/ %	氯仿沥青 “A”/%	$(S_1 + S_2)/$ (mg/g)	HI/ (mg/g)	$T_{\text{max}}/$ $^{\circ}\text{C}$	$R_o/$ %	C_{29} 甾烷 20S/ (20S+20R)	干酪根 类型	菌解无定形体/%			
									结构藻	菌解 A	菌解 B	菌解 D
3.42	2.51	0.3645	25.63	699	422	0.34	0.115	II ₁	6	46	29	19

注:TOC—总有机碳; $S_1 + S_2$ —生烃潜量;HI—氢指数; T_{max} —最高热解峰温; R_o —镜质体反射率。

储(油)层包裹体的测试包括:采用Nikon E400型双通道荧光显微镜对烃类包裹体进行荧光显微观察;采用Lucic型微束($\geq 2 \mu\text{m}$)荧光光谱分析仪对油包裹体的荧光光谱特征进行测定;采用英国THMS 600G型冷热台对流体包裹体的温度进行测定。包裹体的薄片制作和测试分别在核工业北京地质研究院流体包裹体地球化学实验室和长江大学地球科学学院实验中心完成。

3 早熟低熟油的地球化学特征

中国石油华北油田公司勘探开发研究院在“十四五”(2021—2025年)规划期间加强了低熟油领域的研究。原油类型和油品的研究表明,早熟低熟油较未成熟油的成熟度高、油质好(表2),易于形成商业油藏及自然工业产能。冀中坳陷已揭露的早熟低熟油主要分布在坳陷的中南部,其中,保定凹陷和

表2 原油类型、油质及成熟度对比

Table 2 Comparison of crude oil type, quality and maturity

成因	类型	油质	密度/ (g/cm^3)	黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	(胶质+沥青质)/ %	$\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20S/ (20S+20R)	$\alpha\beta C_{29}$ 甾烷 $\beta/\beta + \alpha\alpha$	$\Sigma iC/\Sigma nC$	Ph/nC ₁₈	代表油田(藏) 开采动用程度
非干酪根 降解	未成熟油	超重油	>0.97	>3000	>80	0.05~0.15	0.10~0.15	1.0~5.0	10~40	晋县凹陷南固庄地区、巴彦 淖尔凹陷纳林湖地区 松5井、南宮凹陷临4井等, 未开发动用
	早熟油	重质油	0.91~0.94	500~1000	50~75	0.20~0.30	0.20~0.30	0.8~2.9	8~30	保定凹陷耿家桥地区、东营 凹陷八面河地区、辽西凹陷 高升地区等,已开发动用
干酪根 降解	低熟油	中质油	0.86~0.90	15~150	23~49	0.25~0.35	0.25~0.38	0.1~0.4	2~5	饶阳凹陷高阳地区、西柳 地区等,已开发动用
	成熟、 高成熟油	中质— 轻质油	<0.86	<50	<30	0.40~0.55	0.40~0.75	<0.1	1~2	饶阳凹陷肃宁一大王庄地区、 霸县凹陷岔河集地区、鄆 州地区等,已开发动用

注: $\Sigma iC/\Sigma nC$ —总异构烷烃与总正构烷烃比值;Ph—植烷。

饶阳凹陷蠡县斜坡的东营组一沙一段储量规模最大。原油的物理性质、族组成及地球化学特征呈现出明显的差异。

3.1 原油的物理性质

保定凹陷和饶阳凹陷蠡县斜坡的东营组一沙一段早熟低熟原油的物理性质如表3所示。保定凹陷耿家

桥构造带的原油密度为0.914~0.930 g/cm³,黏度为513~1502 mPa·s,胶质+沥青质的含量为46%~61%,初馏点为123~207℃,多为重质油;饶阳凹陷蠡县斜坡高阳油田的原油密度为0.865~0.906 g/cm³,黏度为42~429 mPa·s,胶质+沥青质的含量为23%~49%,初馏点为96~150℃,多为中质油(图2)。

表3 保定凹陷耿家桥构造带—饶阳凹陷蠡县斜坡原油的物性对比

Table 3 Physical property comparison between crude oils from Gengjiaqiao structural belt in Baoding sag and those from Lixian slope in Raoyang sag

区带	井号	深度/m	层位	密度/(g/cm ³)	黏度/(mPa·s)	凝固点/℃	初馏点/℃	含蜡量/%	含硫量/%	(沥青质+胶质)/%
保定凹陷耿家桥构造带	G77X	1892.0~1898.0	东营组	0.9236	776	22	137	6.40	0.67	51.75
	G77X	1978.8~1982.6	东营组	0.9153	513	16	133	4.65	0.57	49.83
	G77-1X	1835.2~1854.0	沙一段下亚段	0.9242	966	32	207	12.60	0.86	53.27
	G77-2X	2013.6~2029.0	东营组	0.9189	624	18	126	5.50	1.23	45.67
	G77-10X	1786.8~1791.8	沙一段下亚段	0.9136	592	28	123	9.02	0.72	49.90
	G77-3X	1776.6~1793.0	东营组	0.9096	1502	51	140	11.60	0.59	48.20
	G77-11X	1706.7~1738.0	东营组	0.9304	1073	28	144	8.54	0.97	60.70
	BQ1X	1770.0~1795.8	东营组	0.9201	795	25	119	12.40	0.70	42.45
饶阳凹陷蠡县斜坡	G29-20X	2676.0~2769.0	沙二段	0.8872	42	34	113	11.89	0.27	33.19
	G3	2407.9~2446.0	沙一段下亚段	0.8938	77	35	96	14.70	0.38	37.58
	G44南	2423.2~2456.0	沙一段下亚段	0.8954	69	35	130	14.10	0.33	37.14
	G36	2653.0~2940.0	沙一段下亚段	0.8972	144	34	125	12.71	0.53	38.40
	D32	3040.0~3175.8	沙一段下亚段	0.9058	429	34	150	12.68	0.54	49.05
	D30	2901.0~3025.4	沙一段下亚段	0.8949	110	32	150	14.80	0.54	39.00
	G59	2600.0~3026.0	沙一段下亚段	0.8653	15	34	103	19.28	0.27	23.25

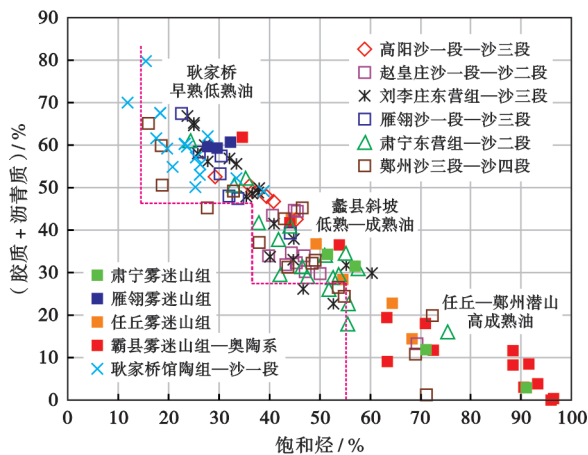


图2 保定凹陷—饶阳凹陷蠡县斜坡原油饱和烃与胶质+沥青质含量关系

Fig. 2 Relationship between the saturated hydrocarbon of crude oil and the contents of gum and asphaltene in Baoding sag and Lixian slope of Raoyang sag

3.2 原油的族组成特征

保定凹陷耿家桥构造带和饶阳凹陷蠡县斜坡原油的族组成如图3所示。其中,耿家桥构造带的原油全部为非烃+沥青质含量高、饱和烃含量低的早熟低熟油(图3的B2区)。蠡县斜坡则表现为多种类型原油在同区出现,其中,赵皇庄油田、肃宁油田、雁翎油田、

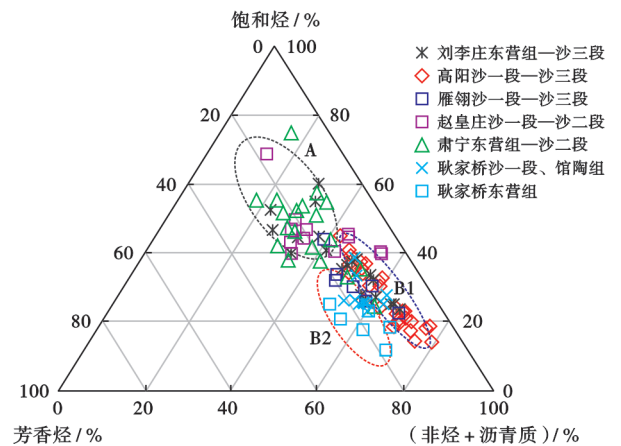


图3 保定凹陷与饶阳凹陷蠡县斜坡原油的族组成分布
Fig. 3 Distribution of crude oil composition in Baoding sag and Lixian slope of Raoyang sag

刘李庄油田的沙一段—沙三段多为高饱和烃、低胶质沥青质的成熟油(图3的A区),高阳油田、西柳油田则为常规低成熟油和 非烃+沥青质含量高、饱和烃含量低的早熟低熟油(图3的B1区)。保定凹陷耿家桥构造带与高阳油田的早熟低熟油的区别为:耿家桥构造带原油中芳香烃含量高、平均为20%,硫含量高、平均为0.85%,蜡含量低、平均为7.84%,呈现出高硫、高

芳香烃和中一低蜡含量的特征;高阳油田原油中芳香烃的含量平均约为 10%,硫含量平均为 0.36%,蜡含量平均为 14.63%,呈现出高蜡、低硫和芳香烃含量低的特征。

3.3 原油生物标志物的特征

原油生物标志物的特征如表 4、图 4—图 6 所示。保定凹陷耿家桥构造带早熟低熟原油形成的沉积环境、生物来源组成和热演化程度有如下特点:①低姥植比(Pr/Ph)、低重排甾烷、高伽马蜡烷指数(伽马蜡烷与 C₃₁霍烷的比值),这指示原油来自半封闭、高盐度缺氧咸化水体环境和碳酸盐成分含量高的烃源岩。

②高丰度的 5 α C₂₇胆甾烷和正构烷烃(如 nC₁₅、nC₁₇、nC₁₉)化合物,含 β -胡萝卜烷和甲藻甾烷,这指示母源输入物中光养藻类生物、古细菌占主导。③饱和烃中正构烷烃的奇偶优势(OEP)和碳优势指数(CPI)消失, $\alpha\alpha\alpha$ C₂₉甾烷 20S/(20S+20R)、 $\alpha\beta\beta$ C₂₉甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 的比值为 0.20~0.28,C₃₁升藿烷 22S/22R 比值>1,反映了成熟原油^[19]的性质;C₃₃—C₃₅升藿烷 22S/22R 比值<1、三降藿烷异构体比值(Ts/Tm)<0.35,含微量 C₂₉5 β (H)-粪甾烷,表现出甾烷/藿烷立体异构化程度还不充分、原油成熟度偏低的特点。

表 4 保定凹陷耿家桥构造带与饶阳凹陷蠡县斜坡原油的生物标志物特征对比

Table 4 Comparison of biomarker characteristics of crude oil between Gengjiaqiao structural belt of Baoding sag and Lixian slope of Raoyang sag

区带	井号	深度/m	油层	Pr/Ph	伽马蜡烷指数	甾烷/17 α -霍烷	C ₂₇ /C ₂₉ 甾烷	Ph/nC ₁₈	Σ iC/ Σ nC	OEP	Ts/Tm	C ₂₉ 甾烷/%		C ₃₁ 藿烷 22S/22R
												20S/(20S+20R)	$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$	
保定凹陷耿家桥构造带	G77X	1892.0~1898.0	东营组	0.21	1.83	2.92	0.95	48.90	2.94	1.17	0.23	28.00	21.51	1.07
	BQ1X	1770.0~1795.8	东营组	0.22	1.49	3.31	0.96	15.72	1.04	0.91	0.27	23.28	19.53	1.23
	G77-1X	1797.2~1839.0	沙一段	0.22	1.73	3.75	0.94	9.71	0.63	0.92	0.24	23.95	22.19	1.30
	G77-2X	2093.6~2117.4	东营组	0.14	2.44	4.45	0.83	39.33	2.82	1.15	0.31	19.59	17.45	1.09
	G77-10X	1786.8~1791.8	沙一段	0.21	1.81	4.03	1.00	15.57	0.96	0.90	0.23	22.59	19.60	1.29
	G77-11X	1706.7~1738.0	东营组	0.18	2.63	4.69	0.92	45.00	2.08	1.01	0.23	19.86	19.62	1.24
	G58	2593.8~2598.2	沙一段	0.18	3.42	2.32	0.71	12.47	0.69	1.00	0.17	10.82	17.50	0.63
饶阳凹陷蠡县斜坡	G29-40	2890.0~2892.6	沙一段	0.25	1.30	2.47	0.97	3.29	0.24	0.90	0.32	27.04	19.26	1.22
	G44-20	2304.0~2315.0	沙一段	0.23	1.20	2.50	0.78	3.88	0.23	0.89	0.38	26.92	20.10	1.18
	G26	2597.0~2601.0	沙一段	0.25	1.32	2.61	0.96	3.95	0.25	0.91	0.26	26.84	20.23	1.14
	D32	3040.0~3175.0	沙二段	0.19	1.90	1.65	0.97	7.53	0.45	0.92	0.33	26.83	21.15	1.10
	G44-48	2200.4~2207.2	沙一段	0.17	1.50	2.93	0.90	6.44	0.35	0.90	0.25	24.04	17.80	1.15
	G59	2587.0~2618.4	沙一段	0.69	0.59	1.48	0.82	0.78	0.11	1.07	0.97	25.46	21.62	1.43
	G66	2622.2~2626.2	沙一段	0.57	0.66	0.94	0.77	0.80	0.09	1.05	0.99	22.01	21.55	1.37

注:Pr—姥藿烷;Ph—植烷; Σ iC/ Σ nC—总异构烷烃与总正构烷烃比值;OEP—奇偶优势;Ts—18 α (H)-22,29,30-三降藿烷;Tm—17 α (H)-22,29,30-三降藿烷。

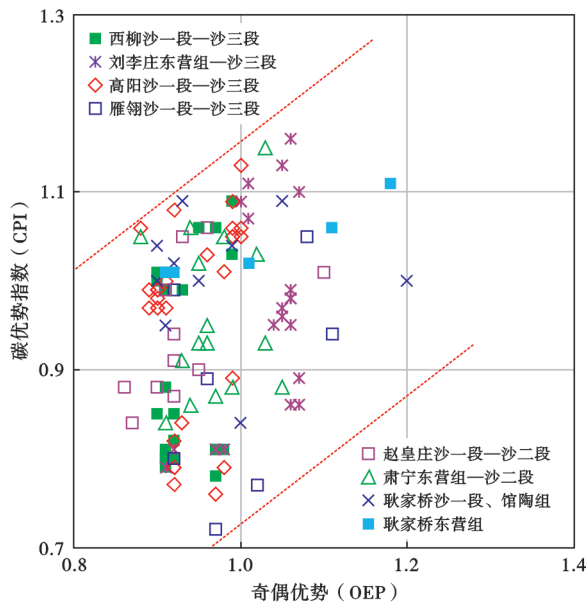


图 4 早熟低熟油 OEP 与 CPI 关系

Fig. 4 Relationship between OEP and CPI of early low-mature oil

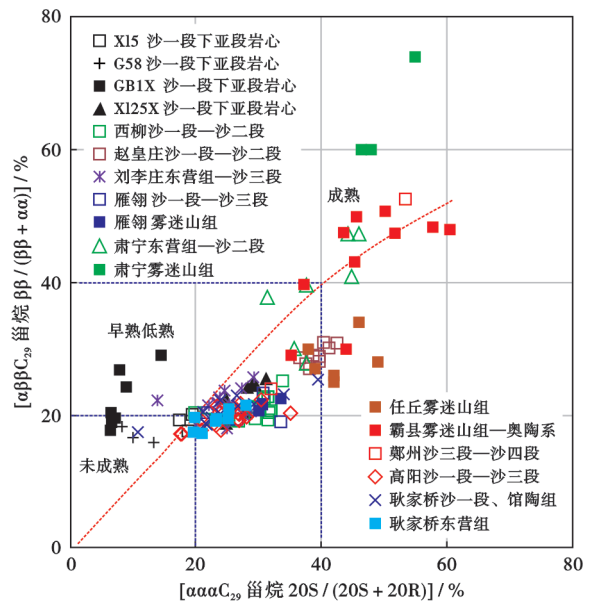
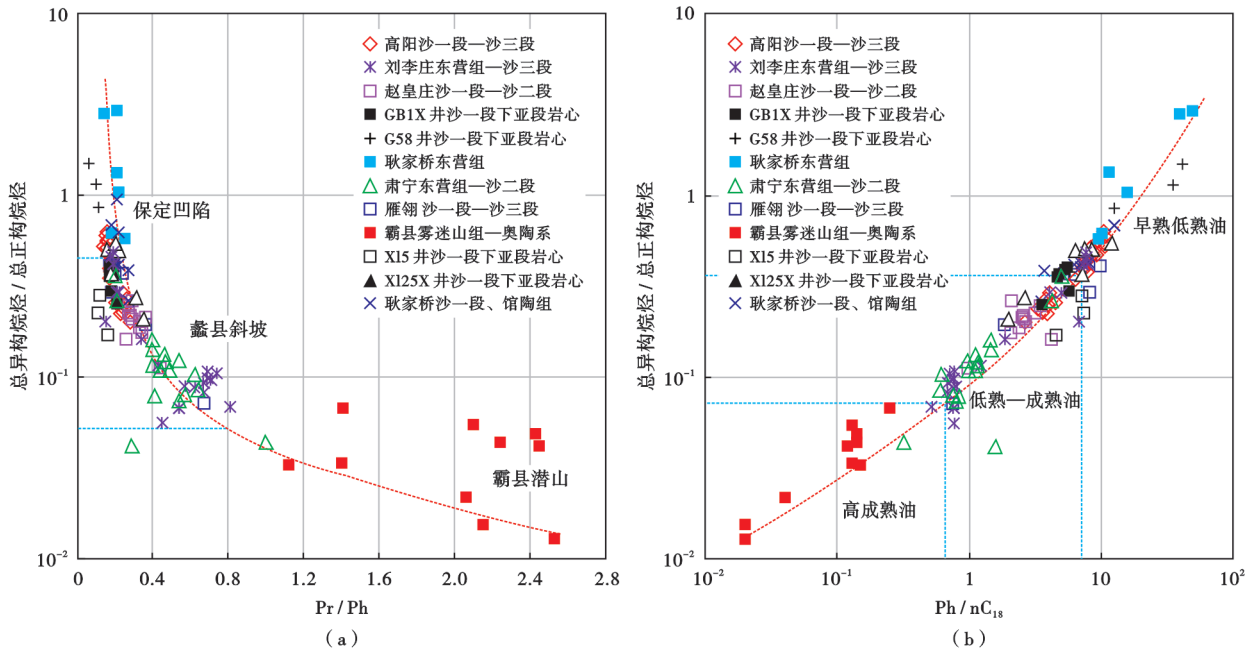


图 5 早熟低熟油 C₂₉甾烷 20S/(20S+20R)与 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 关系

Fig. 5 Relationship between 20S/(20S+20R) and $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ of C₂₉ steranes in early low-mature oil



注:Pr—姥鲛烷;Ph—植烷。

图6 保定凹陷—饶阳凹陷蠡县斜坡早熟低熟油总异构烷烃/总正构烷烃比值与类异戊间二烯烃含量的关系

Fig. 6 Relationship between the ratio of total iso-paraffin and n-paraffin and the content of isoprenoids in early low-mature oil from Baoding sag and Lixian slope of Raoyang sag

饶阳凹陷蠡县斜坡与保定凹陷中—浅层的原油母源输入物在生物标志物特征上接近,表明其来自沙一段下亚段烃源层;但由于烃源区的成烃环境和埋深差异,饶阳凹陷蠡县斜坡高阳油田、西柳油田原油中的 $\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 、 $\alpha\beta C_{29}$ 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 指数在0.25~0.40,总异构烷烃与总正构烷烃比值在0.10~0.50,其原油成熟度总体高于保定凹陷耿家桥构造带的原油(图6)。

基于原油饱和烃的色谱-质谱总离子流图(图7)的分析查明,耿家桥构造带的原油油品稠、密度大特征并非水洗或生物降解所致。原油的正、异构烷烃,特别是碳数在 nC_{21} 以下的轻组分(nC_{21-})齐全,在饱和烃的色谱图上并没有留下生物降解痕迹的气相色谱难以分离的复杂混合物(UCM),也没有出现伴随生物降解的生物气。油品稠、密度大和高 Ph/nC_{18} 比值是早熟低熟油有别于常规干酪根降解油的重要地球化学标志。

3.4 油源对比

烃源岩的地球化学特征如表5—表6所示。保定凹陷淀南洼槽和饶阳凹陷任西洼槽沙一段下亚段暗色泥岩、油页岩的有机质丰度都比较高,TOC含量平均为3.46%、最高为5.23%,岩石热解的 S_1+S_2 平均为23.27 mg/g、最高为46.28 mg/g,均达到极好烃源岩的标准^[7]。氢指数(HI)平均为591 mg/g、最高为900 mg/g。干酪根组成中的菌解无定形组分 $>80\%$,H/C原子比 $>$

1.4,母质均为 II_1 型。在石油的生成和转化参数中,氯仿沥青“A”含量平均为0.4213%、最高为0.6133%,总烃含量平均为 1.782×10^{-6} 、最高为 3.582×10^{-6} ,氯仿沥青“A”含量/TOC比值多为9.2%~12.0%,总烃含量/TOC比值多为5.1%~7.1%, S_1 /TOC比值多为16~66 mg/g,表明在成岩作用晚期低热应力阶段(埋深 >1800 m,地温 >80 °C)有机质富集层中的可溶有机质和藻类生物类脂物已大量生油和排油,早熟油的生烃门限约在1800 m,干酪根热降解的生烃门限约在2800 m(图8)。

保定凹陷和饶阳凹陷沙一段下亚段烃源岩成烃演化的不同之处主要体现在成烃环境、源岩的成岩阶段与烃类抽提物的成熟度、成烃产物3方面。

3.4.1 成烃环境

淀南洼槽烃源岩的有机硫含量和水体盐度高于任西洼槽沙一段下亚段烃源岩,淀南洼槽烃源岩的还原硫(S^{2-})含量平均为1.75%,任西洼槽沙一段下亚段烃源岩 S^{2-} 含量平均为1.09%;淀南洼槽烃源岩的伽马蜡烷指数平均为4.61,任西洼槽沙一段下亚段烃源岩的伽马蜡烷指数平均为1.77。究其原因,淀南洼槽在渐新世沉积期处于高阳低凸起和耿家桥断垒之间的半封闭海湾区,水体的还原性较强,盐度相对较高;而任西洼槽地处饶阳凹陷古湖盆的西部,地形相对开阔,水体的还原性偏弱,盐度相应降低。

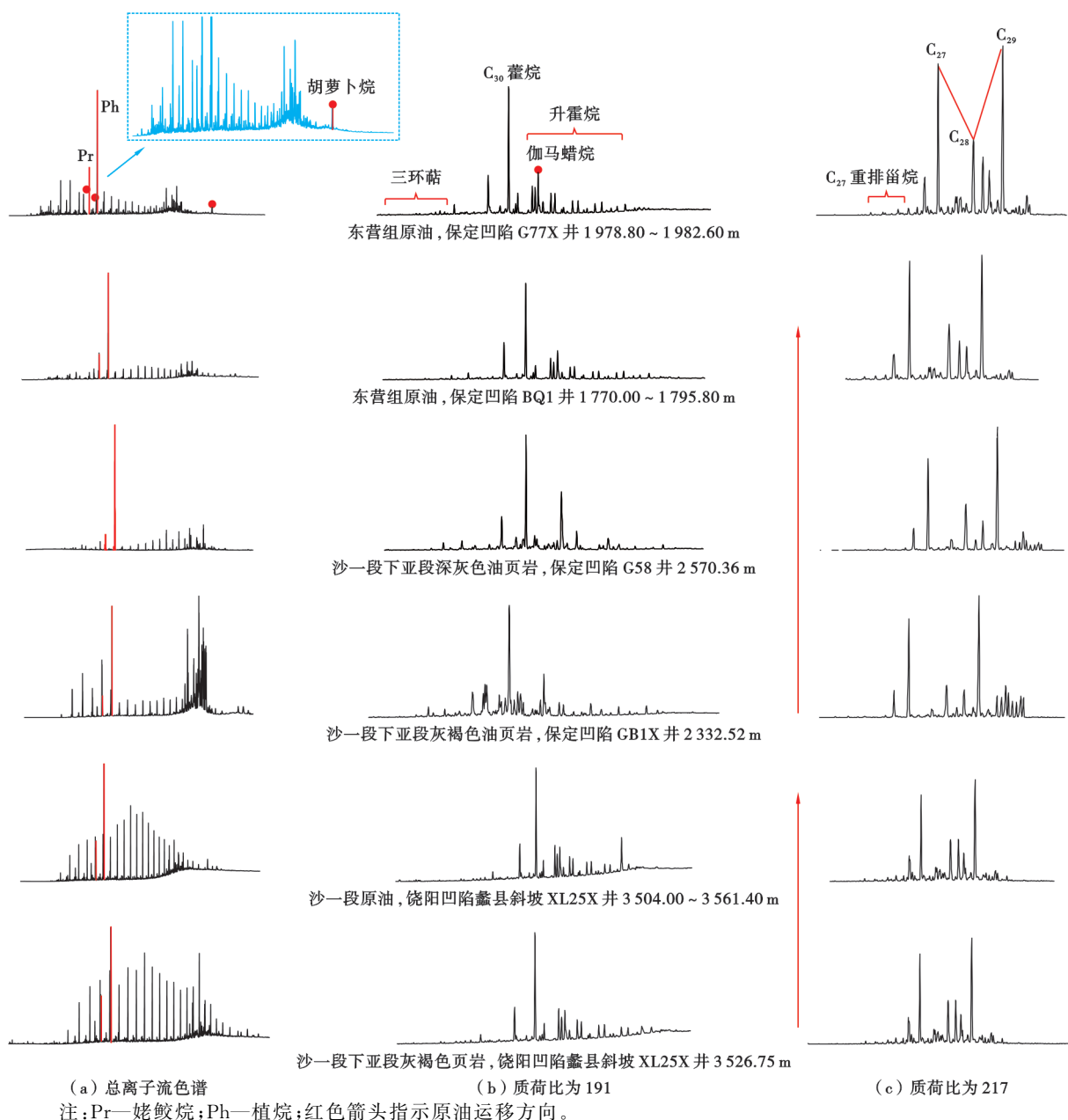


图 7 保定凹陷和饶阳凹陷蠡县斜坡油-岩饱和烃的色谱-质谱对比
 Fig. 7 Comparison of chromatogram and mass spectrogram for saturated hydrocarbons of oil and source rock samples from Baoding sag and Lixian slope of Raoyang sag

表 5 沙一段下亚段烃源岩有机质丰度和石油生成转化参数对比

Table 5 Comparison of organic matter abundance richness and hydrocarbon transformation ratio parameters in the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation

区带	井号	深度/ m	岩性	TOC/ %	S ²⁻ / %	(S ₁ + S ₂)/ (mg/g)	氯仿沥青 “A”/ %	HC/ 10 ⁻⁶	HI/ (mg/g)	干酪根 类型	(氯仿沥青 “A”/TOC)/%	(HC/TOC)/ (μg/g)	(S ₁ /TOC)/ 10 ⁻⁶
保定凹陷 淀南洼槽	G58	2570.03	灰褐色纹层状页岩	3.74	1.41	23.98	0.3616	1218	610	II ₁	9.67	3.27	31
		2572.20	灰褐色纹层状页岩	3.81	1.52	21.41	0.2560	757	547	II ₁	7.00	1.99	16
	GB1X	2573.45	灰褐色纹层状页岩	2.72	1.33	15.75	0.2519	897	544	II ₁	9.00	3.30	34
		2133.02	灰色泥岩	2.85	2.01	16.26	0.2621	1445	545	II ₁	9.20	5.07	25
		2132.52	灰褐色纹层状页岩	3.52	2.09	22.23	0.3805	1905	603	II ₁	10.81	5.41	28
饶阳凹陷 任西洼槽	XL25X	2132.24	灰黑色泥岩	5.08	2.16	37.13	0.6098	3582	700	II ₁	12.00	7.05	31
		3526.75	灰褐色纹层状页岩	2.60	1.05	14.76	0.3125	1386	528	II ₁	11.16	4.95	39
	XL5	3530.20	灰褐色纹层状页岩	1.89	1.53	9.34	0.5445	3343	428	II ₁	28.80	17.69	65
		3525.01	深灰色泥岩	1.89	1.74	6.48	0.6133	2451	292	II ₁	32.45	12.97	50
		3370.90	灰褐色纹层状页岩	5.23	0.77	46.28	0.5769	1011	900	II ₁	11.03	1.92	32
		3418.52	褐色纹层状页岩	4.77	0.35	42.31	0.4650	1611	800	II ₁	9.75	3.38	49

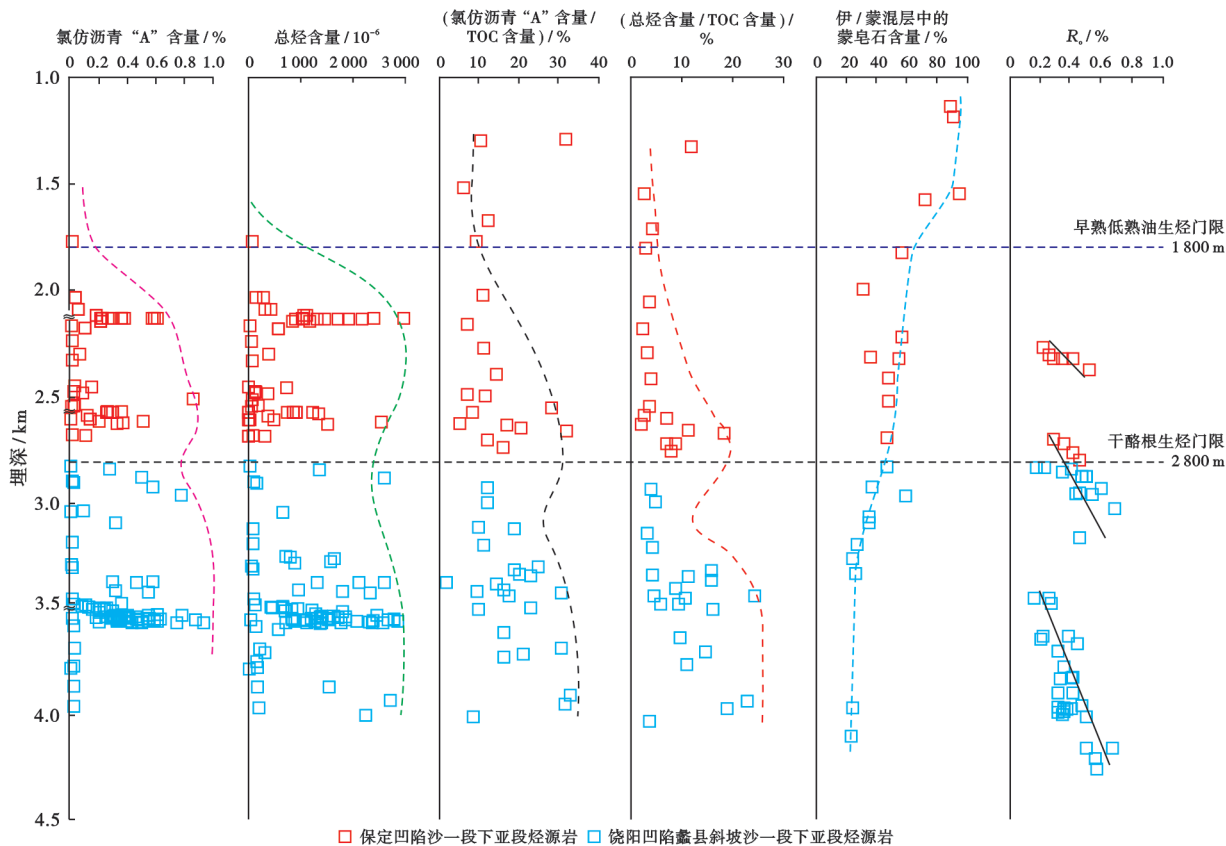
注: TOC—总有机碳; S²⁻—还原硫; S₁ + S₂—生烃潜量; HC—总烃; HI—氢指数; S₁—游离烃量。

表6 沙一段下亚段烃源岩母源输入物和热应力参数对比

Table 6 Comparison of provenance and thermal stress parameters of source rocks in the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation

区带	井号	深度/m	类别	主峰碳	Pr/Ph	Ph/nC ₁₈	OEP	ΣiC/ΣnC	伽马蜡烷指数	nC ₂₁₋ / nC ₂₂₊	C ₂₉ 甾烷/%	
											20S/ (20S+20R)	ββ/ (αα+ββ)
保定凹陷 淀南洼槽	G77X	1892.00~1898.00	东营组油	nC ₁₅	0.21	48.90	1.17	2.94	1.83	0.96	28.00	21.51
	BQ1X	1770.00~1795.80	东营组油	nC ₁₇	0.22	15.72	0.91	1.04	1.49	0.66	23.28	19.53
	G58	2570.03	沙一段下亚段岩石	nC ₁₇	0.12	12.84	1.17	0.78	7.27	0.89	7.80	18.85
		2572.20	沙一段下亚段岩石	nC ₁₅	0.16	5.78	1.30	0.38	4.96	1.04	7.14	19.07
		2573.45	沙一段下亚段岩石	nC ₁₇	0.06	41.02	1.37	1.50	6.93	0.62	10.01	16.54
	GB1X	2133.02	沙一段下亚段岩石	nC ₁₇	0.18	5.71	1.22	0.29	1.50	0.88	7.90	19.20
2132.52		沙一段下亚段岩石	nC ₁₇	0.19	4.79	1.18	0.37	3.98	1.12	7.17	19.58	
饶阳凹陷 任西洼槽	XL25X	3504.00~3561.40	沙一段油	nC ₂₂	0.22	3.12	0.90	0.26	1.09	0.76	29.05	21.36
		3526.75	沙一段下亚段岩石	nC ₂₂	0.31	2.63	0.88	0.27	1.28	0.83	24.77	22.59
	3530.20	沙一段下亚段岩石	nC ₂₂	0.22	6.41	1.01	0.50	1.74	0.54	28.25	24.24	
	3525.01	沙一段下亚段岩石	nC ₂₂	0.18	7.18	0.94	0.37	2.38	0.33	29.26	25.09	
	XL5	3370.90	沙一段下亚段岩石	nC ₂₃	0.11	7.38	1.03	0.22	1.67	0.29	18.77	17.58
3418.52		沙一段下亚段岩石	nC ₂₃	0.16	4.54	0.94	0.17	1.80	0.34	24.95	21.54	

注:Pr—姥鲛烷;Ph—植烷;OEP—奇偶优势;ΣiC/ΣnC—总异构烷烃与总正构烷烃比值;nC₂₁₋—碳数在nC₂₁以下的组分;nC₂₂₊—碳数在nC₂₂以上的组分。



注:TOC—总有机碳;R_o—镜质体反射率。

图8 保定凹陷—饶阳凹陷沙一段下亚段烃源岩生油热演化剖面

Fig. 8 Thermal evolution profile of source rock in the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation of Baoding sag and Raoyang sag

3.4.2 源岩成岩阶段与烃类抽提物成熟度

淀南洼槽沙一段下亚段源岩的埋深在1800~2700 m,多处于成岩作用晚期,黏土矿物中的蒙皂石含量多在±40%,热应力参数ααC₂₉甾烷20S/(20S+20R)多在0.08~0.10、αββC₂₉甾烷ββ/(ββ+αα)平均

为0.19,与耿家桥地区东营组原油的生物标志物特征比较接近(图5—图7)。任西洼槽沙一段下亚段源岩的埋深在2800~4000 m,多处于深成岩作用早期,黏土矿物中的蒙皂石含量已降至±20%,热应力参数ααC₂₉甾烷20S/(20S+20R)多在0.19~0.29,

$\alpha\beta C_{29}$ 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 多在 0.19~0.25, 与蠡县斜坡的西柳油田、高阳油田沙一段原油的生物标志物特征相近。

3.4.3 成烃产物

在淀南洼槽沙一段下亚段源岩的氯仿抽提物中, 类异戊间二烯烃的含量高, 总异构烷烃与总正构烷烃比值平均为 0.62, Ph/nC_{18} 比值多在 10~41; 正构烷烃组成中 nC_{15} 、 nC_{17} 、 nC_{19} 化合物的丰度高, 主峰碳为 C_{17} , 呈前峰型分布; nC_{21-}/nC_{22+} 平均为 0.81, 指示烃类主要为生烃活化能低的菌藻类^[5] 低温降解的产物, 与保定凹陷耿家桥地区东营组三段(东三段)原油饱和烃的色谱面貌相近。在饶阳凹陷任西洼槽沙一段下亚段源岩的氯仿抽提物中, 类异戊间二烯烃的含量相对较低, 总异构烷烃与总正构烷烃比值平均为 0.31, Ph/nC_{18} 比值多为 3~7; 正构烷烃组成中重碳数占主导, 主峰碳为 C_{22} 和 C_{23} , 呈后峰型分布; nC_{21-}/nC_{22+} 平均为 0.47, 指示烃类多为干酪根热降解烃的产物, 与邻近的西柳油田、高阳油田东三段一沙一段原油的亲缘关系好(图 5—图 7)。

综上所述, 保定凹陷耿家桥构造带中一浅层东三段的原油源自淀南洼槽和保北洼槽沙一段下亚段的烃源岩, 饶阳凹陷蠡县斜坡高阳油田、西柳油田中一浅层东三段一沙一段的原油源自任西洼槽沙一段下亚段烃源岩^[19-21], 原油呈现出“生油洼槽为基本生聚单元、近源富集”的成藏特点。

3.5 烃类包裹体特征

保定凹陷耿家桥构造带和饶阳凹陷蠡县斜坡烃类包裹体的测试结果如图 9、表 7 所示。两个地区烃类包裹体的组成、光谱特征、均一化温度和充注期次存在明显差异。

蠡县斜坡包裹体的相态丰富, 共发生 2 期油气充注^[22-23], 既有早期充注的低温早熟油, 又有晚期充注的温度较高的干酪根热降解油。早期充注的发黄绿色荧光的油包裹体的光谱主峰波长(λ_{max})为 540 nm, 荧光参数(Q_{F535} , 其数值为荧光光谱曲线上光谱波长在 535~720 nm 间面积与在 420~535 nm 间面积之比值)平均为 1.7, 均一化温度为 83~99 °C, 充注时间在 7.5~5.6 Ma, 相当于明化镇组上段沉积期; 晚期充注的发蓝绿色荧光的油包裹体的 λ_{max} 为 500 nm(图 10), Q_{F535} 平均为 1.2, 均一化温度为 103~156 °C, 充注时间在 2~0 Ma, 相当于第四系沉积期。

保定凹陷耿家桥构造带烃类包裹体的相态相对单一, 总体表现为 1 期油气充注, 发黄绿色荧光的油包裹体的 λ_{max} 为 535 nm, Q_{F535} 平均为 1.6, 均一化温度为 68~95 °C, 充注时间在 4~0 Ma, 相当于明化镇组沉积末期—第四系沉积期(图 11), 较蠡县斜坡同期(第四系沉积期)充注的干酪根热降解油的均一化温度(>100 °C、平均为 120 °C)低, 这也是保定凹陷耿家桥构造带低温早熟油的直接证据。

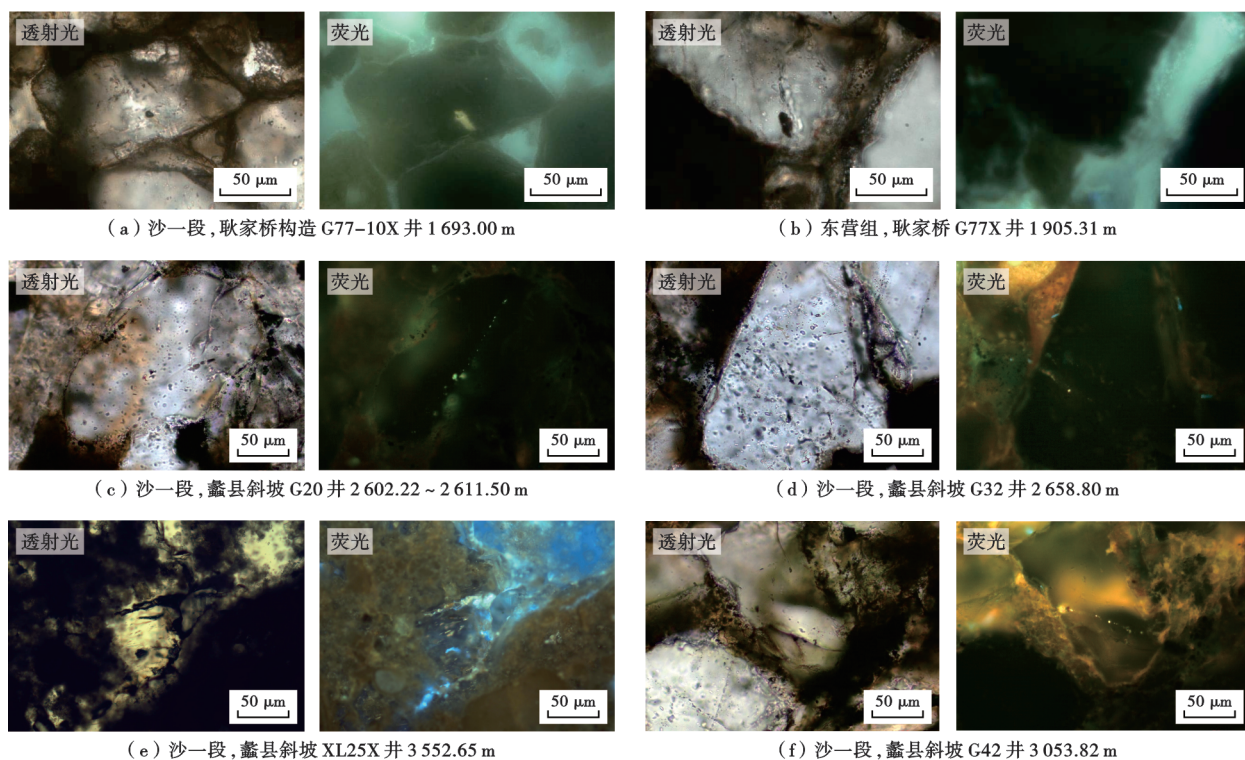


图 9 早熟低熟油包裹体显微照片

Fig. 9 Microscopic images of early low-mature oil inclusions

表7 保定凹陷与饶阳凹陷蠡县斜坡烃类包裹体的测试结果对比

Table 7 Comparison of test results between hydrocarbon inclusions from Baoding sag and those from Lixian slope of Raoyang sag

区带	井号	深度/ m	层位	烃类包裹体 均一温度/°C	同期盐水包裹 体均一温度/°C	时间/ Ma
保定凹陷 耿家桥构造带	G77X	1905.31	东营组	68.0		<2
				91.0		
				89.0		
	G77X	1906.56	东营组	73.1	100.7	2
				92.6	109.2	
				82.9	107.8	
G77-10X	1693.00	沙一段	95.0		<2	
			106.0			
			89.0			
饶阳凹陷 蠡县斜坡	G20	2602.22~2611.50	沙一段	104.4	120.6	<1
				83.4	104.2	7.5
	G42	3054.32~3057.15	沙一段	103.4	124.8	2.0
				156.3	120.8	
	G46	2851.28~2852.28	沙一段	109.6	125.5	<1
				98.7	118.0	1.6
	G59	2607.66~2609.46	沙一段	115.3	118.0	<1
87.8				128.8	5.6	
Y60	2636.20~2642.00	沙一段	109.0	124.6	<1	

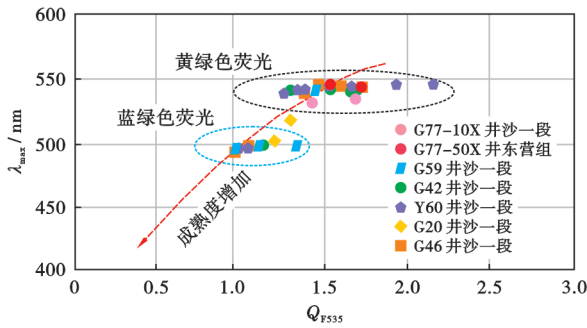


图10 油包裹体荧光参数(Q_{F535})与光谱主峰波长(λ_{max})的关系(据文献[22]修改)

Fig. 10 Relationship between fluorescence parameter (Q_{F535}) and main spectral peak wavelength (λ_{max}) of oil inclusions

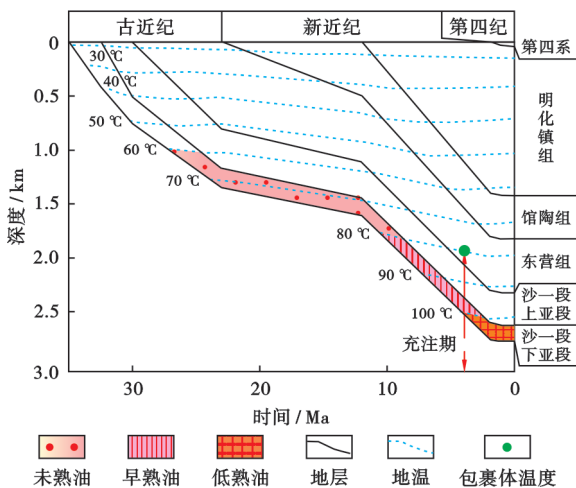


图11 保定凹陷定南洼槽沙一段下亚段烃源岩埋藏史与充注期
Fig. 11 Burial history and charging period of source rock from the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation in Diannan subsag of Baoding sag

4 早熟低熟油的成烃机制及成藏条件

早熟低熟油的生成和富集成藏与特定地质背景相联系。通过对保定凹陷和饶阳凹陷蠡县斜坡的原油和烃源岩样品进行有机地球化学分析、储层含烃包裹体检测和生/排烃热模拟实验,进一步明确了保定凹陷和饶阳凹陷蠡县斜坡早熟低熟油的成烃机制和成藏条件。

4.1 富含藻类的有机质富集层为早熟低熟油的形成奠定了雄厚的物质基础

保定凹陷沙一段下亚段烃源岩之所以在埋藏较浅的情况下汇聚了丰富的早熟低熟油,首要原因是沙一段下亚段烃源岩发育纹层状有机质富集层,其厚度为20~100 m,控制了早熟低熟油的生成和成藏规模。保定凹陷—饶阳凹陷的古湖泊属于亚热带湖泊,具有季节性分层变化的特点,这种变化可以周期性地补充透光带的营养度,为处在透光带的浮游生物提供丰富的养料,使湖盆在晚春和夏季出现高生产力甚至生物勃发,在秋季出现生物大量死亡并迅速沉淀,而冬季的盐水分层可形成底水缺氧环境,使死亡后的生物残骸保存下来,这是有机质富集层形成的主要原因。沙一段下亚段普遍发育的生物主要由棒球藻、双饰薄球藻、菱球藻、小古囊藻、光面球藻、粒面球藻、瘤面球藻等菌藻类组成。显微观察显示,结构藻、菌解无定型组分含量>80%。彭世福等^[24]研究认为,保定凹陷沙一段下亚段属滨海间歇海侵型咸水湖泊,海水的入侵可带来丰富的海生生物,也为湖泊透光带的水体补充营养;来自广海的生物随着湖泊的季节性变化而勃发,出现高生产力,为早熟低熟油的形成奠定了雄厚的物质基础。

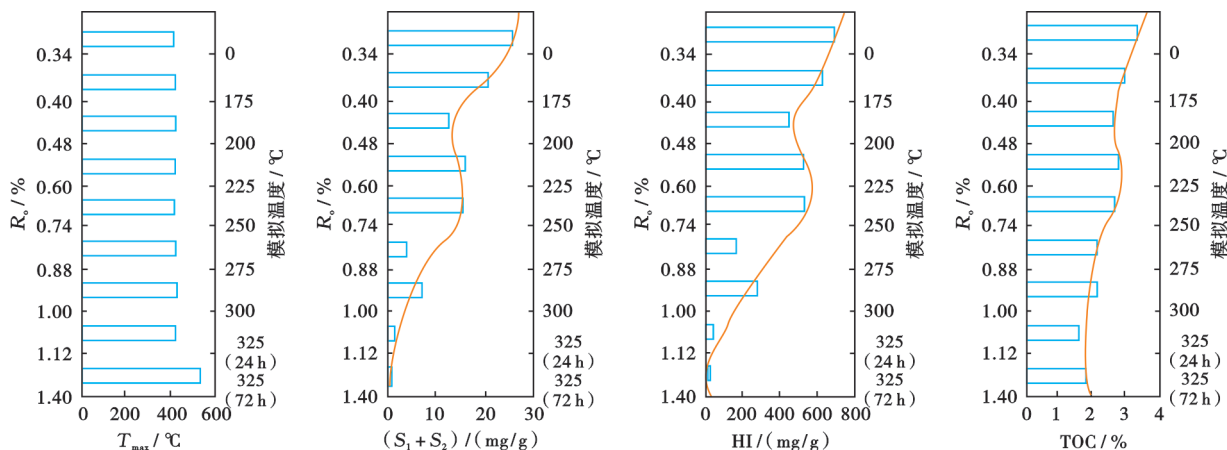
4.2 强还原环境和咸化水体是早熟低熟油形成的重要条件

不同的沉积和水化学环境除了制约生物的生长外,对生物残骸的分解和保存作用也不尽相同,导致残留在岩石中的有机质含量相差悬殊^[7,19]。保定凹陷淀南洼槽在渐新世早期处于高阳低凸起和保定中央断垒带之间,为相对封闭的湖湾区,其中,GB1X井、G58井沙一段下亚段富有机质烃源岩中的有机硫含量均大于2.00%,原油中的硫含量为0.57%~1.23%、平均为0.85%,其高于饶阳凹陷蠡县斜坡高阳油田原油的硫含量(平均为0.36%,开阔湖环境);Pr/Ph偏低,类异戊间二烯化合物的总异构烷烃/总正构烷烃比值、伽马蜡烷丰度也明显高于蠡县斜坡,这表明淀南洼槽烃源岩有机质的转化发生在强还原咸化水体环境。在淀南洼槽沙一段下亚段,源岩中有机质富集层的实测有机碳含量最高为5.08%、平均为4.11%,氯仿沥青“A”

含量最高为0.6098%、平均为0.4560%,总烃含量最高为 3.582×10^{-6} 、平均为 2.478×10^{-6} ,表明强还原咸化水体环境不仅有利于有机质保存,也有利于可溶有机质在低温演化阶段直接向烃类转化。此外,保定凹陷沙一段下亚段源岩中的黏土矿物在成岩晚期会发生蒙皂石向伊利石的快速转化,蒙皂石的含量由80%迅速降至40%(图8),而黏土矿物的催化作用使得有机质降解的活化能降低^[5-6],同时碱性地层水又非常有利于脱羧基作用进行,这导致可溶有机质和藻质体在成岩晚期的生化作用和低温($\pm 80^\circ\text{C}$)热催化作用下^[7]发生生烃作用。

4.3 低活化能藻类生物类脂物和可溶有机质的低温降解是早熟低熟油形成的关键

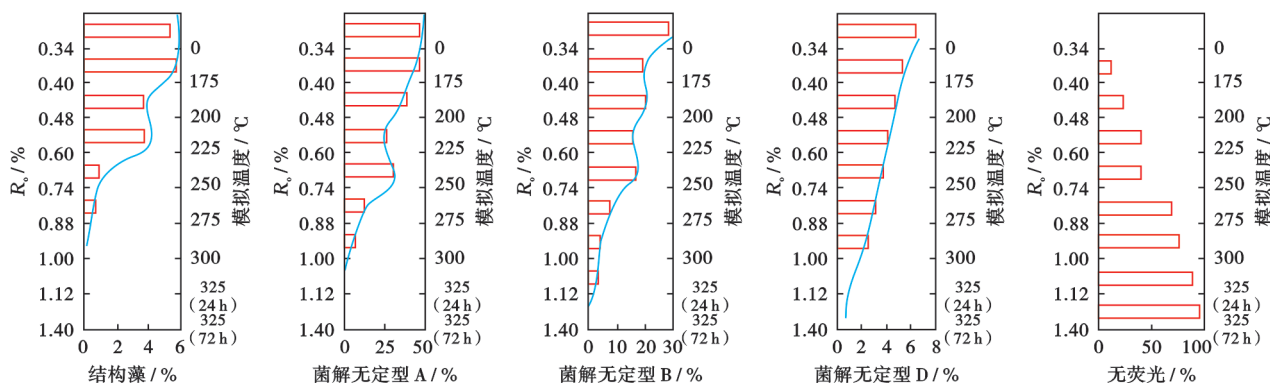
对比生/排烃热模拟实验(图12—图14)和烃源岩的地质演化特征(图8)揭示,在饶阳凹陷—保定凹陷沙一段下亚段,富藻烃源岩中油气的生成经历了早期藻类+可溶有机质生烃和晚期干酪根降解生烃两个阶段^[10]。



注: T_{\max} —最高热解峰温; $S_1 + S_2$ —生烃潜量; HI—氢指数; TOC—总有机碳; R_o —镜质体反射率。

图 12 X15 井沙一段下亚段源岩生烃热模拟热解参数变化

Fig. 12 Variation of pyrolysis parameters for hydrocarbon generation thermal simulation of the source rocks from the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation in Well X15



注: R_o —镜质体反射率。

图 13 X15 井沙一段下亚段源岩生烃热模拟的有机显微组分变化

Fig. 13 Variation of organic maceral components for hydrocarbon generation thermal simulation of the source rocks from the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation in Well X15

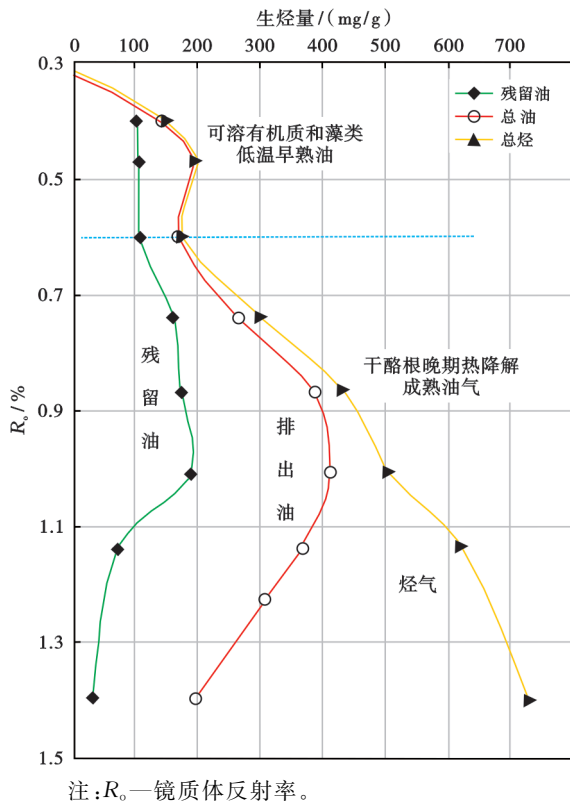


图 14 沙一段下亚段富藻源岩的生烃演化模式(据文献[7]改编)
Fig. 14 Hydrocarbon generation evolution of algae-rich source rock in the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation

早期生烃阶段,源岩的 R_o 为 0.3%~0.6%。随着模拟温度由 0℃ 升高到 225℃ ($R_o = 0.6\%$),样品的 HI 由 699 mg/g 降至 459 mg/g,产烃率占比为 34.30%; $S_1 + S_2$ 由 25.63 mg/g 降至 15.56 mg/g,产烃率占比为 39.3%;结构藻含量由 6% 降为 4%,菌解无定型 A 组分、菌解无定型 B 组分、菌解无定型 D 组分的含量分别由 48.0%、30.0%、6.3% 降至 26.0%、18.0%、4.2%,产烃率占比分别为 45.8%、46.7% 和 33.3%。分析表明,这类优质烃源岩成烃时间早、生油量大,结构藻及菌解无定型体是主要贡献者(图 13)。温度在 200℃ 时 ($R_o = 0.48\%$) 出现第 1 个生/排油小高峰,烃类抽提物或产油量由 130.70 mg/g 增至 190.30 mg/g,排油量由 0 mg/g 增至 85.79 mg/g。温度至 225℃ 时 ($R_o = 0.6\%$),产油量又降至 172.30 mg/g,排油量降至 66.69 mg/g,表明在早期生烃和晚期生烃之间有一个过渡段。早期生成的烃类抽提物和排出油中的饱和烃组分的占比均高于原始样品,最高可达 38.33%,饱和烃的色谱奇偶优势趋于消失,表明早期生油高峰阶段的热解产物已具有成熟原油的性质,可溶有机质对成烃做出了重大贡献。此外,热解产物中的非烃沥青质组分的占比在 44.21%~55.35%;类异戊间二烯烃化

合物的总异构烷烃/总正构烷烃比值 > 2.9 , $Ph/nC_{18} > 1.37$, $\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20S/20(S+R)、 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 指数为 15.8%~17.1%,这成为识别低温早熟油的重要标志(图 14)。

晚期生烃阶段,源岩的 R_o 为 0.6%~1.4%。样品在 300℃ ($R_o = 1.0\%$) 达到第 2 个生油高峰,产油量高达 409.80 mg/g,排油量为 222.60 mg/g,指示晚期干酪根热降解仍是烃源岩成烃的主要阶段。温度 > 300 ℃ 时 ($R_o = 1.13\%$) 产油量逐渐下降,至 325℃ 时 ($R_o = 1.4\%$) 降为 73.00 mg/g,表明已发生明显的热裂解反应,进入凝析油湿气阶段,产气量达 351 m³/t(图 14)。

依据未成熟烃源岩生/排烃热模拟实验建立的生烃演化模式(图 14)与保定凹陷—饶阳凹陷蠡县斜坡沙一段下亚段烃源岩在地质演化状态下的实测氯仿抽提物及烃含量变化特征完全一致(图 8),这证实了在强还原环境下咸化湖富藻烃源岩具有早期生烃、多期生烃^[8-9]的特点。尤其是在早期生烃阶段,生油量和排油量占比分别高达 46.4% 和 37.3%,有利于规模早熟低熟油藏形成和富集。

4.4 高地温场推进了早熟低熟油的生成规模

85 口井的测温资料(图 15)展示,保定凹陷淀南洼槽的地温梯度在 3.6~4.0℃/hm,远高于饶阳凹陷任西洼槽的地温梯度(3.0℃/hm),这主要受基岩埋深(< 2600 m)控制^[19-25]。在高地温场背景下,淀南洼槽埋深在 2416 m 的沙一段下亚段烃源岩与任西洼槽埋深在 3200 m 的沙一段下亚段烃源岩的实测地温(110.5℃)相同, R_o 相近(0.4%~0.5%),加之富有机质藻烃源岩自身的生烃活化能低^[5],这共同推进了淀南洼槽早熟低熟油的形成规模。保定凹陷—饶阳凹陷沙一段下亚段烃源岩的石油生成和转化指数(表 5)印证,淀南洼槽埋深在 2132.24~2573.45 m 与任西洼槽埋深在 3370.90~3530.20 m 的沙一段下亚段烃源岩的氯仿沥青“A”含量、总烃含量,以及氯仿沥青“A”/TOC 指数、HC/TOC 指数、 S_1 /TOC 指数相近,指示烃源岩均处于早熟低熟油形成的峰值期。经多种方法测算得出,保定凹陷沙一段下亚段烃源岩早熟低熟油的生成量约为 25×10^8 t,这为保定凹陷—饶阳凹陷蠡县斜坡中—浅层规模油藏的形成提供了充足的油源。

渤海湾盆地另外两个储量在亿吨级的“未熟—低熟油”大油田(东营凹陷八面河油田^[9]和辽河拗陷西部凹陷高升油田^[7])的石油生成和富集成藏均与高地温场演化背景有关。八面河油田位于东营凹陷南斜坡,南靠广饶凸起;高升油田位于辽河拗陷西部凹陷中北部台安洼陷南斜坡,南靠高升降起。二者的地温梯

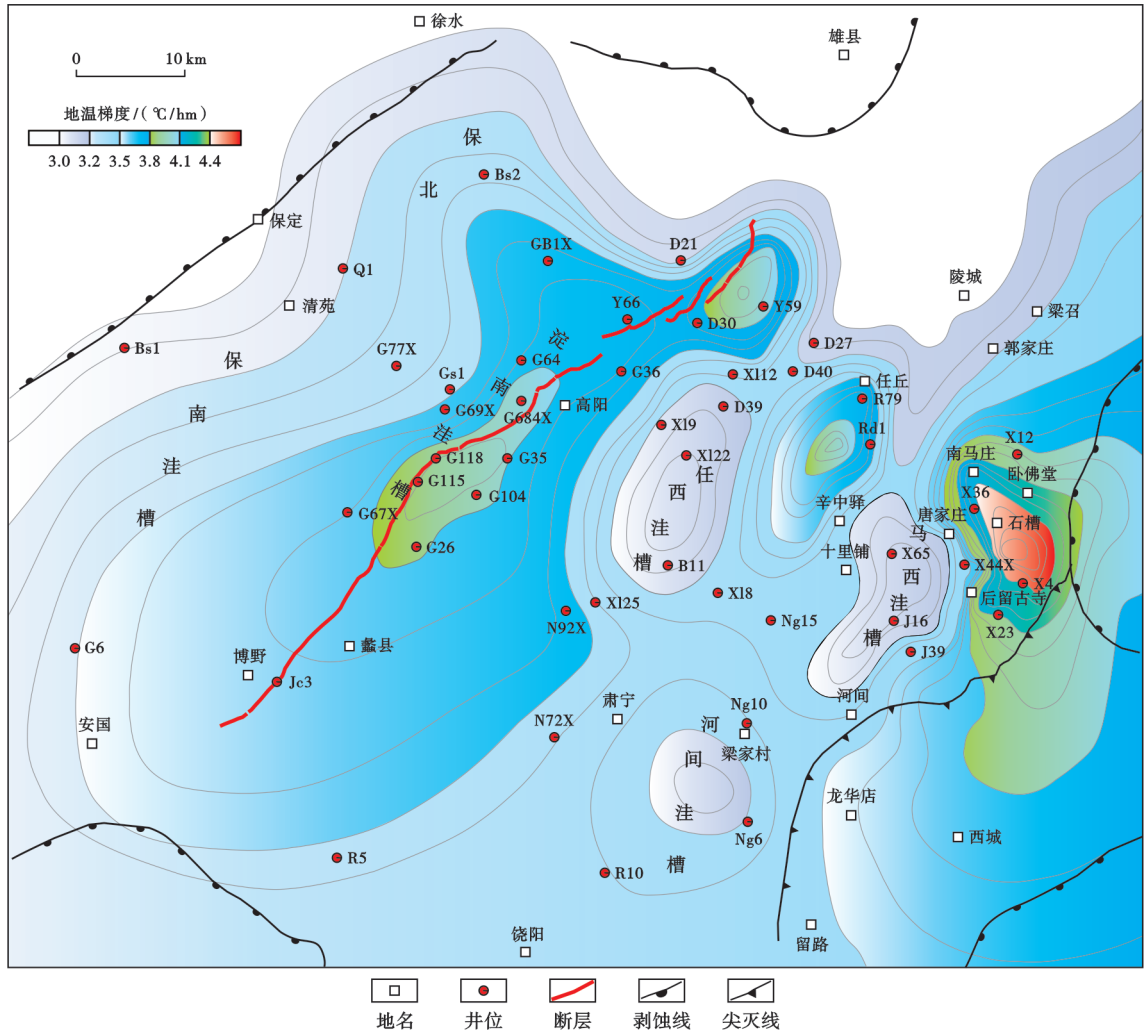


图 15 保定凹陷—饶阳凹陷地温梯度分布

Fig. 15 Geothermal gradient distribution from Baoding sag to Raoyang sag

度均大于 $4.0\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$, 这对两地斜坡带沙河街组四段烃源岩早熟低熟油的大量生成和原地富集成藏起到了重要作用。

4.5 断层-砂体输导控制早熟低熟油的规模富集

早熟低熟油是油品稠、密度大的重质油资源, 其运移流动性相对较差, 以往揭露的多为自生自储型或源-储一体型油藏^[4,7]。保定凹陷耿家桥构造带在沙一段下亚段烃源层之上千余米的东三段中一浅层汇聚了储量达亿吨级的早熟低熟油, 这得益于良好的垂向运移输导条件。

4.5.1 通源断裂是由源到藏的重要通道

研究区的通源断层不是控凹的边界断层, 如太行山东断层和高阳断层, 而是伴随二级构造带形成的二级、三级断层, 如耿家桥断层、老河头断层及其派生的阶梯状次级断层。断层下部与沙一段下亚段烃源岩, 特别是与源内砂体“中转站”^[26] 连通, 上部与东三段河道砂储集体对接, 构成了良好的油气运移汇聚体系。

这些断层多发育在新近纪—第四纪^[18], 与油气生长期、排烃期相匹配, 在空间展布上与构造走向呈平行和斜交排列, 形成了密集的输导网络, 控制了不同级别的油藏单元。耿家桥地区的油藏资源丰度 ($>50 \times 10^4\text{ t}/\text{km}^2$) 远高于蠡县斜坡高阳油田的资源丰度 ($<20 \times 10^4\text{ t}/\text{km}^2$), 这与耿家桥地区比较发育通源断裂网络密切相关。

4.5.2 叠置连片、物性好的河道砂体控制高产

保定凹陷耿家桥构造带渐新统发育多期叠置连片的河道砂体(图 16—图 17), 主力产层东三段多为优质储层。已揭示的高产井、开发井全部位于东三段具有地震强振幅属性的河道砂体分布区, 储层的孔隙度 $>20\%$ 、渗透率 $>50\text{ mD}$, 含油面积大、油层厚、储量大; 在具有弱振幅属性的河漫滩相区, 储层的含油面积小、油层薄、储量小。这主要是由于渗透层对油气运移的阻力小、油气易进入储层的结果。

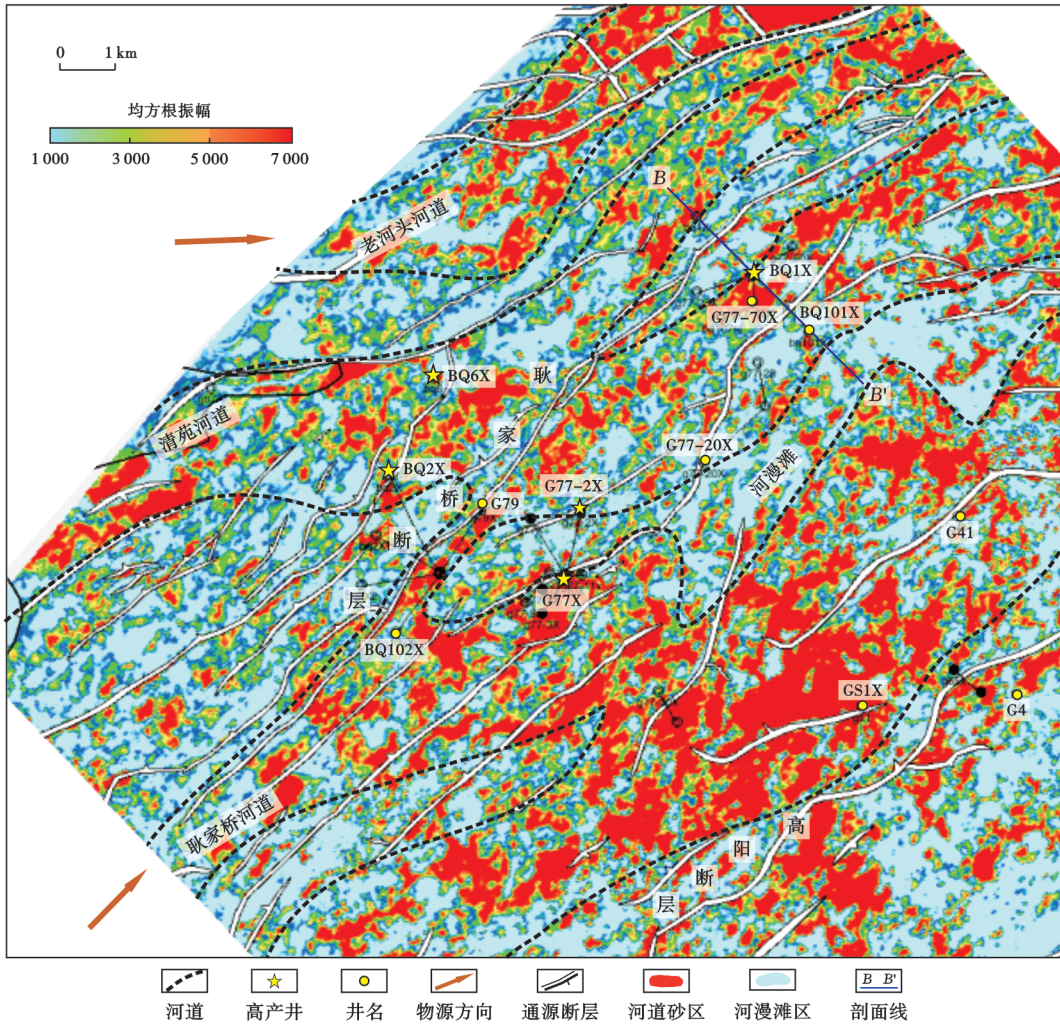


图 16 保定凹陷耿家桥构造带东三段Ⅲ油组通源断裂与河道砂体的分布关系

Fig. 16 Distribution relationship between the source-linking faults and fluvial channel sands from the oil group III of Member 3 of Dongying Formation in Gengjiaqiao structural belt of Baoding sag

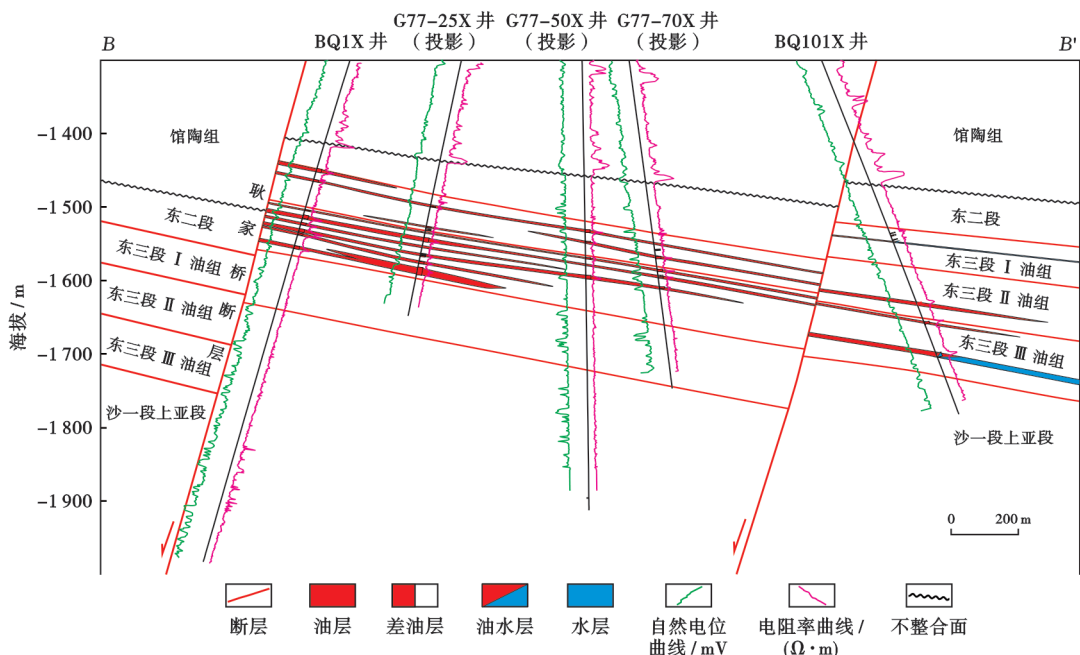


图 17 过 BQ1X 井—G77-25X 井—G77-50X 井—BQ101X 井油藏剖面(剖面位置见图 16)

Fig. 17 Oil reservoir profile crossing Well BQ1X, Well G77-25X, Well G77-50X, and Well BQ101X

4.5.3 近源富集是早熟低熟油成藏的重要特色

耿家桥油藏地处淀南洼槽和保北洼槽之间的凹中全部位,是区域油气运移的指向地。该油藏产层之下的沙一段下亚段烃源岩多已进入早熟低熟油成烃阶段,油-岩对比具有良好的亲缘关系。从油藏区到东、西两侧主油源区的水平距离不超过 10 km,加之垂向上又有阶梯状通源断裂网络和源内“中转站”砂体输导,因此耿家桥油藏中“洼槽区生油、近源圈闭富集”^[27]的成藏规律明显,已成为冀中坳陷古近系储量规模最大的油藏之一。

5 结 论

(1) 保定凹陷耿家桥构造带中一浅层东营组揭露的重质油为早熟低熟油。其主要标志是原油组成中非烃+沥青质的含量高(55%~75%),饱和烃的含量低(25%~35%);类异戊间二烯化合物含量高,正构烷烃含量低,总异构烷烃与总正构烷烃比值多为 1.0~2.9;早熟低熟油的 OEP 和 CPI 指数小于 1.2, Ph/nC₁₈ 值为 10~49, C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R) 和 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 指数为 0.20~0.28,油包裹体的温度多为 80~90 °C,成熟度高于未成熟的超重油而低于干酪根晚期降解的低成熟中质油,后者的 Ph/nC₁₈ 值为 2~5, C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R) 和 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 指数为 0.30~0.40,油包裹体温度为 100~129 °C。

(2) 保定凹陷早熟低熟油的成烃机制为:富含藻类的有机质富集层为早熟低熟油的生成奠定了雄厚的物质基础;强还原缺氧环境和咸化水体是早熟低熟油生成的重要条件;低活化能的菌藻类和可溶有机质在生化作用、低温(±80 °C)热催化作用下大量生烃转化,与高地温场演化背景共同推进了早熟低熟油的生成规模。

(3) 保定凹陷沙一段下亚段烃源岩在低温早熟条件下生成的石油经通源断裂网络和砂体输导,完成了从源到藏的运聚过程,呈现出近源富集成藏的规律。已揭示的油藏储量大、埋藏浅、产量高,成为渤海湾盆地老探区增储上产的新领域。

致谢 中国石油华北油田公司及其勘探开发研究院地质实验技术服务中心的测试分析人员提供了大量的实验分析数据,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

[1] 史继杨,麦坎任 A S,埃格林顿 G,等. 胜利油田原油和生油岩中的生物标志化合物及其应用[J]. 地球化学,1982,11(1):4-20.
SHI Jiyang, MACKENZIE A S, EGLINTON G, et al. Biological markers for petroleum and shales in Shengli oilfield and their geochemical implications[J]. *Geochimica*, 1982, 11(1): 4-20.

[2] 傅家谟,盛国英,江继纲. 膏盐沉积盆地形成的未成熟石油[J]. 石油与天然气地质,1985,6(2):150-158.
FU Jiemo, SHENG Guoying, JIANG Jigang. Immature oil originated from a saline deposit-bearing basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 1985, 6(2): 150-158.

[3] BASKIN D K, PETERS K E. Early generation characteristics of a sulfur-rich Monterey kerogen[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(1): 1-13.

[4] 王铁冠,钟宁宁,侯读杰,等. 低熟油气形成机理与分布[M]. 北京:石油工业出版社,1995.
WANG Tieguan, ZHONG Ningning, HOU Dujie, et al. Formation mechanism and distribution for immature oils[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.

[5] 刘立峰,姜振学,钟宁宁,等. 辽河西部凹陷古近系烃源岩生烃动力学特征[J]. 地球科学:中国地质大学学报,2009,34(5):799-805.
LIU Lifeng, JIANG Zhenxue, ZHONG Ningning, et al. Hydrocarbon-generating dynamic characteristics of Paleogene source rocks in western depression, Liaohe Basin[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2009, 34(5): 799-805.

[6] 饶松,胡圣标,汪集旸. 有机质生烃动力学参数研究进展:回顾和展望[J]. 地球物理学进展,2010,25(4):1424-1432.
RAO Song, HU Shengbiao, WANG Jiyang. Hydrocarbon generation kinetic parameters of organic matter: review and outlook [J]. *Progress in Geophysics*, 2010, 25(4): 1424-1432.

[7] 黄第藩,张大江,王培荣,等. 中国未成熟石油成因机制和成藏条件[M]. 北京:石油工业出版社,2003.
HUANG Difan, ZHANG Dajiang, WANG Peirong, et al. Genetic mechanism and accumulation condition of immature oil in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.

[8] 宋一涛,李树靖. 颗石藻生烃的热模拟实验研究[J]. 高校地质学报,1995,1(2):95-106.
SONG Yitao, LI Shuzheng. Experimental study on simulating hydrocarbon-generation of coccolithophoridae by heating[J]. *Geological Journal of Universities*, 1995, 1(2): 95-106.

[9] 张林晔,刘庆,张春荣. 东营凹陷成烃与成藏关系研究[M]. 北京:地质出版社,2005.
ZHANG Linye, LIU Qing, ZHANG Chunrong. Study on the genetic relationships between hydrocarbon occurrence and pools formation in Dongying depression [M]. Beijing: Geology Press, 2005.

[10] 秦建中. 中国烃源岩[M]. 北京:科学出版社,2005.
QIN Jianzhong. Source rocks in China [M]. Beijing: Science Press, 2005.

[11] 姚亚明,陈建军,乔桂林,等. 襄城凹陷未熟—低熟油的形成条件[J]. 石油学报,2009,30(3):354-360.
YAO Yaming, CHEN Jianjun, QIAO Guilin, et al. Formation condition for immature to low-mature oil in Xiangcheng depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(3): 354-360.

[12] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide [M]. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2011.

[13] LI Sumei, PANG Xiongqi, LI Maowen, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay Ba-

- sin—part 1: source rock characterization[J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34(3): 389-412.
- [14] PANG Xiongqi, LI Maowen, LI Sumei, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay Basin. Part 2: evidence for significant contribution of mature source rocks to “immature oils” in the Bamianhe field[J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34(7): 931-950.
- [15] PANG Xiongqi, LI Sumei, JIN Zhijun, et al. Quantitative assessment of hydrocarbon expulsion of petroleum systems in the Niuzhuang sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2004, 78(3): 615-625.
- [16] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. *石油学报*, 2022, 43(6): 727-759.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: principle and application [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6): 727-759.
- [17] PANG Xiongqi, LI Sumei, JIN Zhijun, et al. Origin and accumulation of the oils from Bamianhe oilfield, Bohai Bay Basin, eastern China[J]. *Science in China Series D: Earth Science*, 2004, 47(S2): 177-189.
- [18] 张锐锋, 何海清, 朱庆忠, 等. 渤海湾盆地保定凹陷东营组油气勘探重要发现与启示[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(2): 11-23.
ZHANG Ruifeng, HE Haiqing, ZHU Qingzhong, et al. Major discovery and enlightenment from petroleum exploration of Dongying Formation in Baoding sag, Bohai Bay Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(2): 11-23.
- [19] 梁狄刚, 曾宪章, 王雪平, 等. 冀中拗陷油气的生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
LIANG Digang, ZENG Xianzhang, WANG Xueping, et al. Petroleum generation in Jizhong depression [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [20] 杨帆, 王权, 郝芳, 等. 饶阳凹陷沙一下亚段优质烃源岩地球化学特征及成藏贡献[J]. *地球科学*, 2021, 46(1): 172-185.
YANG Fan, WANG Quan, HAO Fang, et al. Biomarker characteristics of lower sub-member of the first Member of the Shahejie Formation and its accumulation contribution in Raoyang depression, Jizhong sub-basin[J]. *Earth Science*, 2021, 46(1): 172-185.
- [21] 杨帆, 王权, 郝芳, 等. 冀中拗陷饶阳凹陷北部烃源岩生物标志物特征与油源对比[J]. *地球科学*, 2020, 45(1): 263-275.
YANG Fan, WANG Quan, HAO Fang, et al. Biomarker characteristics of source rock and oil-correlation in Raoyang depression, Jizhong sub-basin[J]. *Earth Science*, 2020, 45(1): 263-275.
- [22] 刘建, 任莹, 王丹蕾, 等. 蠡县斜坡北段储层流体包裹体特征及成藏时期[J]. *地质科技情报*, 2016, 35(1): 53-58.
LIU Jian, REN Ying, WANG Danlei, et al. Fluid inclusions characteristics and hydrocarbon accumulation period of the reservoir in the northern section, Lixian slope[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2016, 35(1): 53-58.
- [23] 蒋有录, 张文杰, 刘华, 等. 饶阳凹陷古近系储层流体包裹体特征及成藏期确定[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2018, 42(4): 23-33.
JIANG Youlu, ZHANG Wenjie, LIU Hua, et al. Properties of fluid inclusions and periods of hydrocarbon accumulation in Paleogene reservoirs in Raoyang depression[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2018, 42(4): 23-33.
- [24] 彭世福, 许红, 温珍河. 试论渤海湾盆地沙河街组海侵作用与油气[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 1989, 9(1): 17-28.
PENG Shifu, XU Hong, WEN Zhenhe. A preliminary discussion about transgressions and hydrocarbons of Shahejie Formation in the Bohai Bay Basin[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 1989, 9(1): 17-28.
- [25] 曹瑛倬, 鲍志东, 鲁锴, 等. 冀中拗陷雄县地热田主控因素及成因模式[J]. *沉积学报*, 2021, 39(4): 863-872.
CAO Yingzhuo, BAO Zhidong, LU Kai, et al. Genetic model and main controlling factors of the Xiongqian geothermal field[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(4): 863-872.
- [26] 邓运华, 薛永安, 于水, 等. 浅层油气运聚理论与渤海大油田群的发现[J]. *石油学报*, 2017, 38(1): 1-8.
DENG Yunhua, XUE Yong'an, YU Shui, et al. Shallow hydrocarbon migration and accumulation theory and discovery of giant oilfield group in Bohai Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(1): 1-8.
- [27] 赵贤正, 蒋有录, 金凤鸣, 等. 富油凹陷洼槽区油气成藏机理与成藏模式——以冀中拗陷饶阳凹陷为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(1): 67-76.
ZHAO Xianzheng, JIANG Youlu, JIN Fengming, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism and model of sub-sags in hydrocarbon-rich sag: a case study of Raoyang sag in Jizhong depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(1): 67-76.

(收稿日期 2023-04-25 改回日期 2023-10-26 编辑 雷永良)