

松辽盆地白垩系青山口组一段页岩生、排烃组分特征及页岩油相态演化

柳波¹, 蒙启安², 付晓飞¹, 林铁锋², 白云凤^{2,3}, 田善思^{1,3}, 张金友^{2,3}, 姚瑶^{1,3}, 程心阳², 刘召²

(1. 东北石油大学 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163318; 2. 大庆油田 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712; 3. 大庆油田 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163712)

摘要:松辽盆地白垩系青山口组一段(青一段)页岩有机质热演化程度跨度大、烃类流动性差异强。页岩油相态分析预测是页岩油勘探开发的重要难题。用低成熟页岩样品开展封闭体系及半封闭体系有机质热解实验,根据生、排烃组分特征对滞留烃的轻烃散失进行补偿校正,研究了页岩油组分演化特征。结合中央坳陷区主要生油凹陷典型井埋藏史、热演化史,研究了页岩油相态演化规律,提出了轻质页岩油勘探有利区和开发压力保护条件。研究结果表明:地质条件下随着有机质成熟度的升高,页岩油组分中轻质组分比例不断增加、气体逐渐增多,相包络线从高露点温度、低泡点压力依次向低露点温度、高泡点压力演化。齐家-古龙凹陷青一段页岩油在嫩江组中期油藏向挥发油油藏转化,长岭凹陷青一段页岩油从嫩江组末期开始油藏向挥发油油藏转化,三肇凹陷青一段页岩油则始终为黑油油藏。无论是黑油油藏还是挥发油油藏,均为单一液相。松辽盆地中央坳陷区青一段页岩油挥发油油藏主要分布在齐家-古龙凹陷中心和长岭凹陷北部有机质成熟度(镜质体反射率 R_o)为1.3%~1.6%、地层压力为12.2~22.4 MPa的区域。

关键词:轻烃补偿;相态动力学;露点温度;泡点压力;挥发油;页岩;青山口组一段;松辽盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Composition of generated and expelled hydrocarbons and phase evolution of shale oil in the 1st member of Qingshankou Formation, Songliao Basin

LIU Bo¹, MENG Qi'an², FU Xiaofei¹, LIN Tiefeng², BAI Yunfeng^{2,3}, TIAN Shansi^{1,3}, ZHANG Jinyou^{2,3},
YAO Yao^{1,3}, CHENG Xinyang², LIU Zhao²

(1. National Key Laboratory for Multi-resource Collaborated Green Development of Continental Shale Oil, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 3. National Key Laboratory for Multi-resource Collaborated Green Development of Continental Shale Oil, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang, 163712, China)

Abstract: Shales in the first member of the Qingshankou Formation (the Qing 1 Member) in the Songliao Basin exhibit a large variation of organic matter maturity and strong heterogeneity of hydrocarbon mobility. How to analyze the shale oil phase and physical properties has posed a major challenge for efficient shale oil exploitation and production. We investigate the characteristics of shale oil composition evolution by carrying out closed and semi-closed organic matter pyrolysis experiments on low-maturity shale samples, in which compensation correction for light hydrocarbon loss of retained hydrocarbons is performed based on the composition of generated and expelled hydrocarbons. By integrating the burial and thermal evolution histories of typical wells in main source kitchens in the Central Depression, we explore the phase evolution pattern of shale oil. Furthermore, we identify play fairways for light shale oil exploration and outline protection conditions for maintaining production pressure. The results reveal that under geological conditions, light components' proportions and gaseous hydrocarbon content in shale oil increase progressively with the maturity of organic matter. Concurrently, the phase envelopes evolve from high dew point temperature (DPT) and low bubble point

收稿日期:2023-11-28;修回日期:2024-03-16。

第一作者简介:柳波(1983—),男,教授、博士生导师,非常规油气地质与多资源协同。E-mail:liubo@nepu.edu.cn。

通信作者简介:白云凤(1977—),男,博士、高级工程师,非常规油气勘探评价。E-mail:byf198407@163.com。

基金项目:黑龙江省“百千万”工程科技重大专项(2020ZX05A01);黑龙江省揭榜挂帅科技项目(DQYT-2022-JS-754)。

pressure (BPP) toward low DPT and then to high BPP with an increase in the organic matter maturity. In the Qijia-Gulong Sag, the shale oil reservoirs of the Qing 1 Member evolved into light oil reservoirs in the middle stage of the Nenjiang Formation deposition. In the Changling Sag, these reservoirs began to evolve into light oil reservoirs at the end of the Nenjiang Formation deposition. In contrast, these reservoirs in the Sanzhao Sag have been consistently present as black oil reservoirs. Shale oil within both black and volatile oil reservoirs remains in a single liquid phase. In the Central Depression of the Songliao Basin, the light shale oil reservoirs of the Qing 1 Member are primarily distributed at the center of the Qijia-Gulong Sag and in the northern Changling Sag, with maturity of organic matter (R_o) varying from 1.3 % to 1.6 % and formation pressure from 12.2 to 22.4 MPa.

Key words: light hydrocarbon compensation, phase kinetics, dew point temperature (DPT), bubble point pressure (BPP), volatile oil, shale, Qing 1 Member, Songliao Basin

引用格式:柳波,蒙启安,付晓飞,等. 松辽盆地白垩系青山口组一段页岩生、排烃组分特征及页岩油相态演化[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 406-419. DOI: 10.11743/ogg20240208.

LIU Bo, MENG Qi'an, FU Xiaofei, et al. Composition of generated and expelled hydrocarbons and phase evolution of shale oil in the 1st member of Qingshankou Formation, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 406-419. DOI: 10.11743/ogg20240208.

页岩油作为非常规油气资源勘探开发的新热点,已经在北美取得了巨大的成功,并使美国的原油产量再次出现了增长高峰,极大地缓解了美国对油气等化石燃料资源的需求^[1-2]。美国高产页岩油的镜质体反射率(R_o)在1.0 % ~ 1.6 %,气/油比(GOR)大于200 m³/m³,原位温压条件下的页岩油相态主要为挥发油和凝析气^[3-4]。中外学者开展了大量的热模拟实验与盆地模拟技术相结合的相态预测方法研究,恢复了深层挥发油和凝析气的油气相态及演化历史,对指导区域油气勘探和开发方案制定具有重要的理论和应用价值^[5-6]。近年来,基于地层温度、压力及流体组分等数据的页岩油 pVT 相态研究,用于快速有效地预测页岩油原位相态特征,从而实现最佳勘探效果与经济效益,在美国页岩油勘探中也得到了较好的应用^[7-8]。

中国页岩油气资源同样极为丰富,在多个原油主力产区都发育有丰富的页岩油资源,如松辽盆地白垩系、准噶尔盆地二叠系和鄂尔多斯盆地三叠系等^[2]。但与美国页岩油相比,中国陆相页岩有机质普遍成熟度偏低,导致页岩油油质偏差^[9]。松辽盆地白垩系青山口组一段(青一段)页岩油经过勘探实践,在齐家-古龙凹陷(即古龙页岩油)和三肇凹陷等发现了工业油流^[10]。其中,古龙页岩油井口产出具有高气/油比(可达400 m³/m³)、油质轻(地面原油密度总体小于0.84 g/cm³)、黏度低(地层原油黏度普遍小于0.8 mPa·s)等特征^[11],改变了过往对白垩系页岩低气/油比的认知^[11-12]。由此可见,准确认识油气相态特征及演化规律对页岩油勘探与开发有着重要的指导意义。

因此,本文以松辽盆地中央坳陷区青一段为研究对象,分析页岩滞留烃组分随成熟度变化过程,依据地

质历史时期青一段温度、压力和滞留烃组分耦合关系,恢复了页岩油相态演化历史,以期预测轻质页岩油分布带、厘定页岩油原位相态临界开采压力等提供理论依据。

1 区域地质背景

松辽盆地是中国东北面积最大的沉积盆地,盆地呈北东向展布,长约750 km,宽330 ~ 370 km。盆地划分为中央坳陷区、北部倾没区、东北隆起区、西部斜坡区、东南隆起区和西南隆起区6个一级构造单元。中央坳陷区包括黑鱼泡凹陷、明水阶地、龙虎泡-大安阶地、齐家-古龙凹陷、大庆长垣、三肇凹陷、长岭凹陷、扶余隆起、双坨子阶地和朝阳沟阶地,是主要的含油气系统分布区(图1)。中央坳陷区普遍经历了3次沉降、3次抬升,各生油凹陷的热史、压力史和埋藏史存在一定差异^[13]。中央坳陷区东部以早期定型为主,西部以晚期定型为主,且东部构造是基底凸起与扭动双重机制形成的构造,西部构造带为正反转构造带^[14]。

松辽盆地在青一段沉积时期,经历了大规模湖侵,湖岸线向东侧盆缘方向快速推进,在齐家-古龙、大安、长岭至梨树和三肇等地区形成水域广阔的深水凹陷,发育大规模的三角洲-湖泊沉积体系^[15]。青一段页岩的总有机碳含量(TOC)主体大于2.0 %,有机质类型以I型干酪根为主,氢指数(HI)较高,为形成大规模轻质页岩油奠定了较好的物质基础^[16-17]。在物源控制下,盆地南、北沉积体系类型和发育特征存在差异,表现出岩性复杂、沉积微相发育规模不同且相变快的特征,影响页岩油类型及富集程度^[15]。青一段页岩 R_o 介

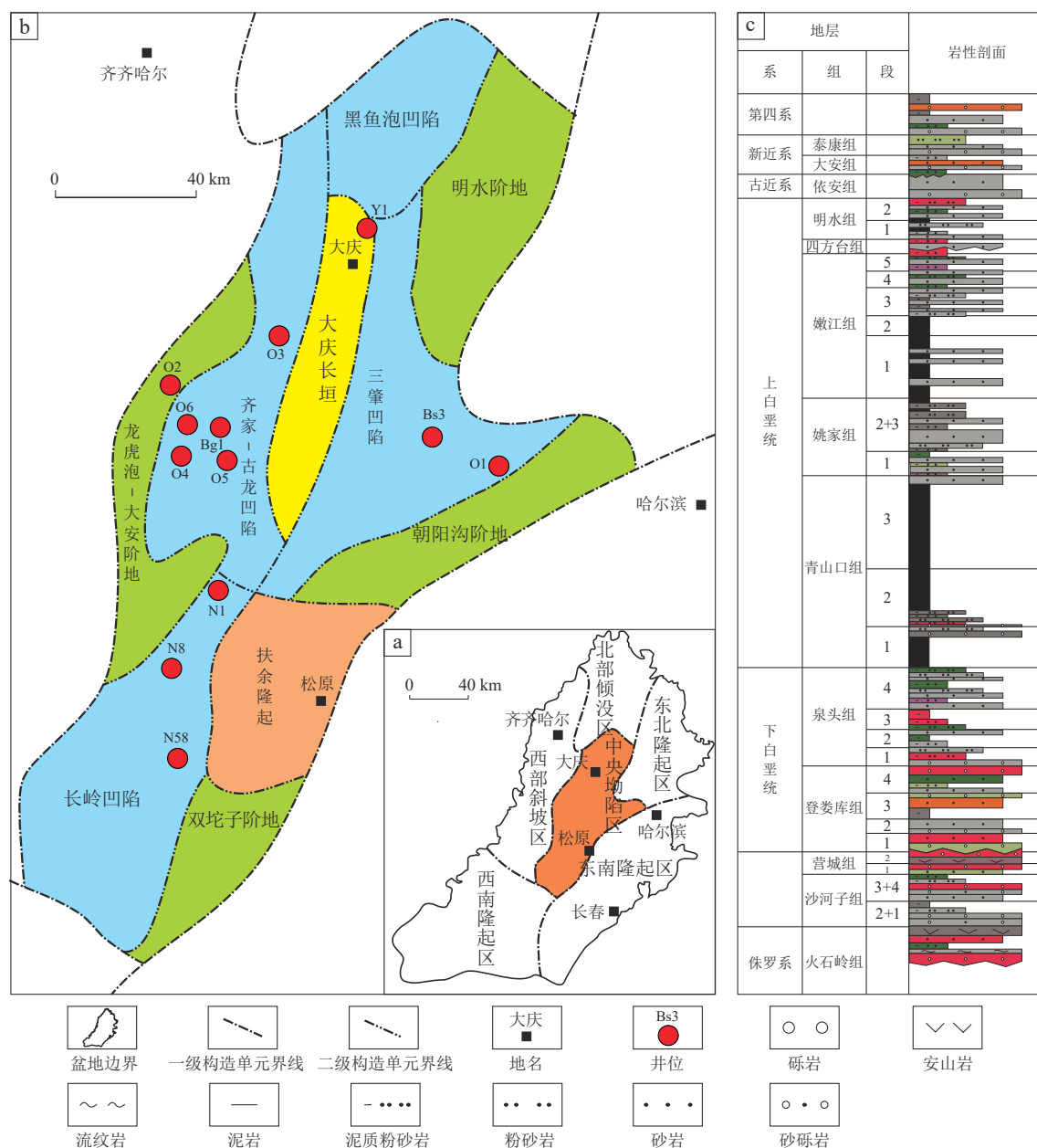


图1 松辽盆地中央坳陷区构造单元区划及地层综合柱状图

Fig. 1 Structural unit division and composite stratigraphic column of the Central Depression, Songliao Basin

a. 松辽盆地一级构造单元区划; b. 中央坳陷区二级构造单元区划; c. 地层综合柱状图

于0.7%~1.7%,其中古龙凹陷青一段页岩 R_o 普遍高于1.0%,处于成熟-高成熟阶段;三肇凹陷 R_o 介于0.5%~1.0%,处于低成熟-成熟阶段;长岭凹陷 R_o 为0.5%~1.3%,处于低成熟-成熟阶段^[18]。

热解实验选用松辽盆地北部黑鱼泡凹陷南端青一段页岩样品,用以代表松辽盆地青一段主体湖相富有机质页岩(样品编号Y1,取样位置见图1,样品信息见表1)。样品为黑色页岩,有机质丰度高,类型以I型干酪根为主,处于低成熟阶段,代表了松辽盆地优质烃源岩在热演化早期阶段的地化特征。

2 页岩生、排烃地球化学特征

2.1 封闭体系与半封闭体系热解实验

根据热解体系与外部空间的关系,热模拟实验可分为开放体系、半封闭半开放体系和封闭体系3种^[19]。本次研究采用封闭体系与半封闭体系有机质热解实验相结合的方式进行^[7,20](图2)。首先,根据古龙凹陷的排烃史确定排烃压力,开展切割为块状的页岩样品半

表1 松辽盆地北部黑鱼泡凹陷热模拟样品(Y1)矿物组成和地球化学参数

Table 1 Mineral composition and geochemical parameters of thermal simulation sample Y1 from the Heiyupao Sag, northern Songliao Basin

取样深度/m	矿物含量/%						
	石英	钾长石	斜长石	黏土矿物	方解石	白云石	铁白云石
1 620.77	38.5	2.1	13.5	45.9	0	0	0

取样深度/m	TOC/%	R_o /%	$T_{\max}$ /°C	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	HII /(mg/g)	$OSII$ /(mg/g)	主要显微组分类型
1 620.77	2.28	0.6	441	0.45	15.51	680	20	层状藻类体

封闭体系有机质热解实验(即地层孔隙热压生排烃模拟实验);剩余页岩样品粉碎后,进行封闭体系有机质热解实验(即黄金管热模拟实验);依据质量守恒原理,对半封闭体系滞留油气定量过程中散失的烃气和轻烃进行补偿校正,进而得到页岩在排烃后的滞留油气在全演化阶段的组分变化特征。

1) 封闭体系有机质热解实验

将样品平均放入24个金管,分别采取升温速率 2°C/h 和 20°C/h 在 $300\sim 600^{\circ}\text{C}$ 范围进行恒温加热,每个升温速率设置12个温度点进行产物定量收集($335, 360, 384, 408, 432, 456, 480, 504, 529, 553, 578, 600^{\circ}\text{C}$),压力统一设为 50 MPa ,热解产物通过色谱定量。

2) 半封闭体系有机质热解实验

为了尽可能使半封闭体系实验条件与实际地质条件接近,本次热解实验主要有3点考虑:①为了避免破坏页岩孔隙结构,样品制备为 $(0.5\sim 2.0)\text{ cm}\times(0.5\sim 2.0)\text{ cm}\times(0.5\sim 1.0)\text{ cm}$ 尺寸块状样品进行热解,有利于生成的烃类滞留在页岩孔隙内;②反应釜内充入蒸馏水,形成与模拟深度相当的地层压力;③按照古龙凹陷的埋藏史、热史及地层流体压力历史的配置关系,设置热解实验的温度、静岩和流体压力(表2),设定当压力系数 >1.5 时,反应釜自动开启发生排烃。实验设置

了 $300, 325, 350, 365, 400$ 和 450°C 共6个温度点,每点恒温 72 h ^[21-22]。实验结束后,可以获得不同成熟阶段生成的排出气、排出油,对块状样品进行有机溶剂抽提从而获得滞留油,将3部分产物定量并进行气相色谱分析。

3) 页岩油轻烃损失校正

通过EasyRo模型,将封闭体系及半封闭体系有机质热解实验温度点进行匹配,建立半封闭体系有机质热解实验油气组分含量与 R_o 的关系,从而确定烃气(C_{1-5})和轻烃(C_{6-14})含量的轻烃恢复系数:

$$K_{1-5} = C_{1-5}/C_{15+} \quad (1)$$

$$K_{6-14} = C_{6-14}/C_{15+} \quad (2)$$

式中: K_{1-5} 和 K_{6-14} 分别是对应组分与重质烃(C_{15+})的动力学含量比例关系,无量纲; C_{1-5} , C_{6-14} 和 C_{15+} 分别是黄金管热解实验对应组分的相对含量,单位为 mg/g 。据半封闭体系有机质热解实验获得的各成熟阶段排出油、滞留油以及天然气组分含量,可以恢复排出油和滞留油在实验收集样品过程中散失的气体 and 轻烃含量:

$$C_{1-5\text{滞留}} = (Q_{\text{滞留}} + Q_{\text{排出}})K_{1-5} - C_{1-5\text{排出}} \quad (3)$$

$$C_{6-14\text{滞留}} = (Q_{\text{滞留}} + Q_{\text{排出}}) \times K_{6-14} - C_{6-14\text{排出}} \quad (4)$$

式中: $C_{1-5\text{滞留}}$ 和 $C_{6-14\text{滞留}}$ 分别为滞留烃散失的烃气和轻烃含量, mg/g 。 $Q_{\text{滞留}}$ 和 $Q_{\text{排出}}$ 分别为半封闭体系有机质热

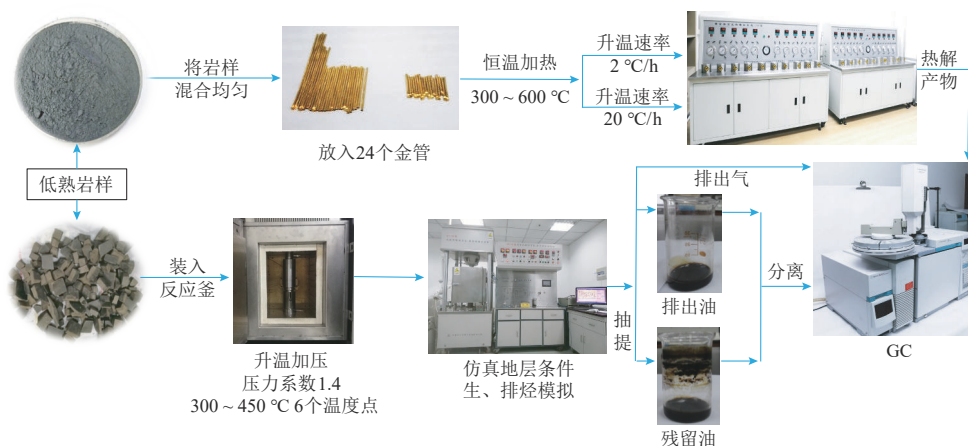


图2 页岩多体系有机质热解实验流程图

Fig. 2 Flow chart of multi-system pyrolysis experiments for organic matter in shales

表2 半封闭体系热模拟实验条件

Table 2 Conditions for semi-closed pyrolysis experiments

模拟温度/℃	预期 R_o /%	模拟埋深/m	静岩压力/MPa	地层压力/MPa	排烃压差/MPa	恒温时间/h
300	0.53	1 576	38	16	8	72
325	0.72	1 728	41	17	9	72
350	0.83	1 883	45	19	9	72
365	1.02	2 038	49	20	10	72
400	1.42	2 191	53	22	11	72
450	1.65	2 500	60	25	13	72

解实验的滞留油产率和排出油产率, mg/g。 C_{1-5} 排出和 C_{6-14} 排出分别为半封闭体系有机质热解实验计量得到的排出烃气和轻烃含量, mg/g。

2.2 封闭体系有机质热解实验结果

模拟结果表明, 随着有机质成熟度的持续升高, 各烃组分含量生成高峰均出现次序性, 其中 C_{3-5} 、 C_{6-14} 和 C_{15+} 分别在 R_o 为 1.93 %、1.10 % 和 0.82 % 时含量达到最大(图3)。 C_{15+} 组分随着成熟度的进一步增高发生裂解, 先生成 C_{6-14} 组分, 然后向气态烃转化, 直至全部生成 CH_4 , 使得 CH_4 含量随着成熟度的升高持续增大, 直到有机质不具备生烃能力。当沥青质等成分二次裂解全部完成, CH_4 含量将达到稳定, 此时已生成的烃类全部转化为甲烷。

2.3 半封闭体系有机质热解实验结果

实验结果表明(图4), $R_o=1.02$ % 时, 总油产率最高; $R_o=0.83$ % 时, 滞留油产率最高; 排出油产率随着 R_o

的增大持续上升, 在 R_o 达到 1.02 % 之后趋于稳定, 烃气质量产率则持续增大。排出油的饱和烃和芳烃产率逐渐增大, 非烃和沥青质产率增大到 $R_o=1.02$ % 后有所降低, 说明饱和烃和芳烃相对更容易排出样品, 而非烃及沥青质作为重质组分更容易被吸附滞留于样品中。滞留油的族组成则表现为明显的峰值特征, 饱和烃、芳烃、非烃和沥青质的产率高峰均在 $R_o=0.83$ % 出现。由此可见, 排出油的族组成具有明显的饱和烃富集过程, 而滞留油的族组成则相对稳定。

2.4 页岩生、排烃演化特征

根据上述结果可知, 页岩的生排烃演化阶段具有三分特征(图5)。

实测 $R_o=0.53$ % ~ 0.72 % (模拟温度为 300 ~ 325 °C) 时, 为干酪根缓慢生油阶段, 总烃产率较低, 并表现出随温度的升高缓慢增高的趋势。此阶段生成的油主要滞留在页岩内, 仅有少量的油排出, 烃气含量比较低。

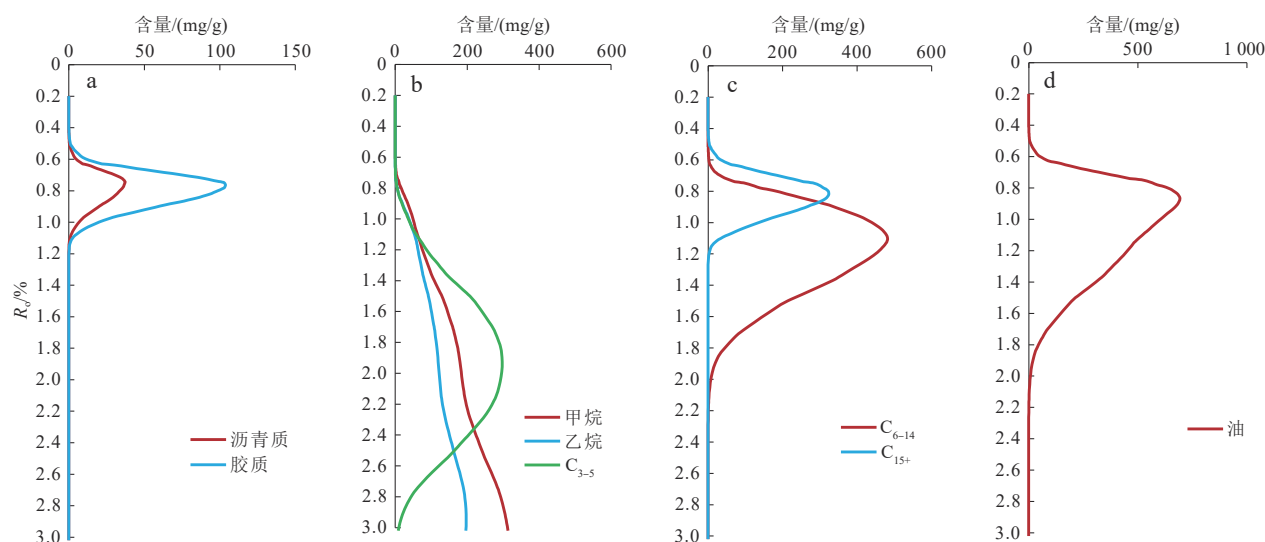


图3 松辽盆地中央坳陷区青一段页岩封闭体系有机质热模拟实验演化剖面

Fig. 3 Evolution profiles of organic matter in the closed pyrolysis experiments of shale samples from the Qing 1 Member, Central

Depression, Songliao Basin

a. 非烃; b. 气态烃; c. 液态烃; d. 总油

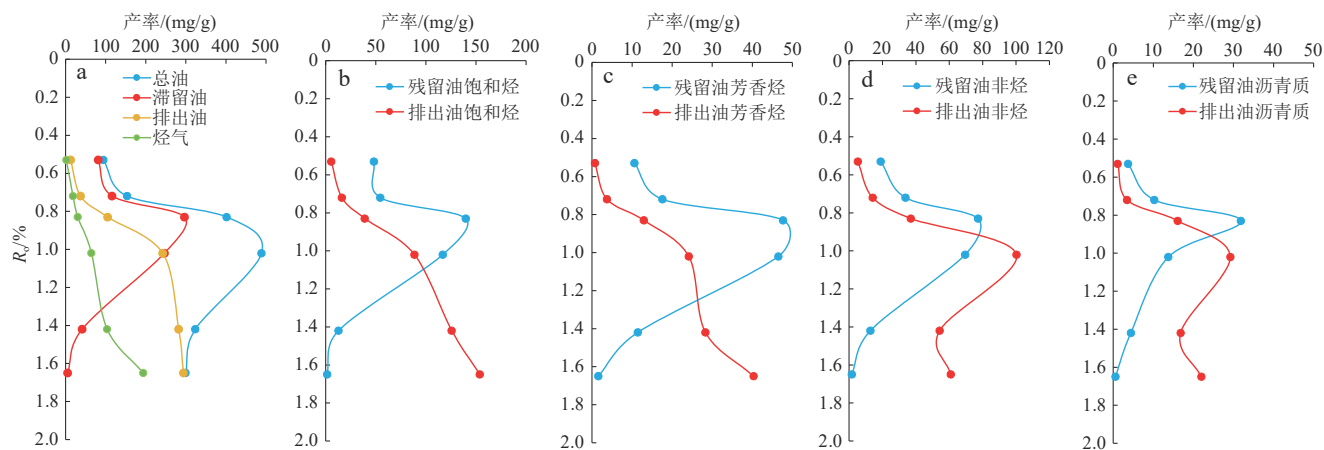


图4 松辽盆地中央坳陷区青一段页岩半封闭体系有机质热解实验演化剖面

Fig. 4 Profiles showing the productivity evolution in semi-closed organic matter pyrolysis experiments of shale samples from the Qing 1

Member, Central Depression, Songliao Basin

a. 总油气; b. 饱和烃; c. 芳香烃; d. 非烃; e. 沥青质

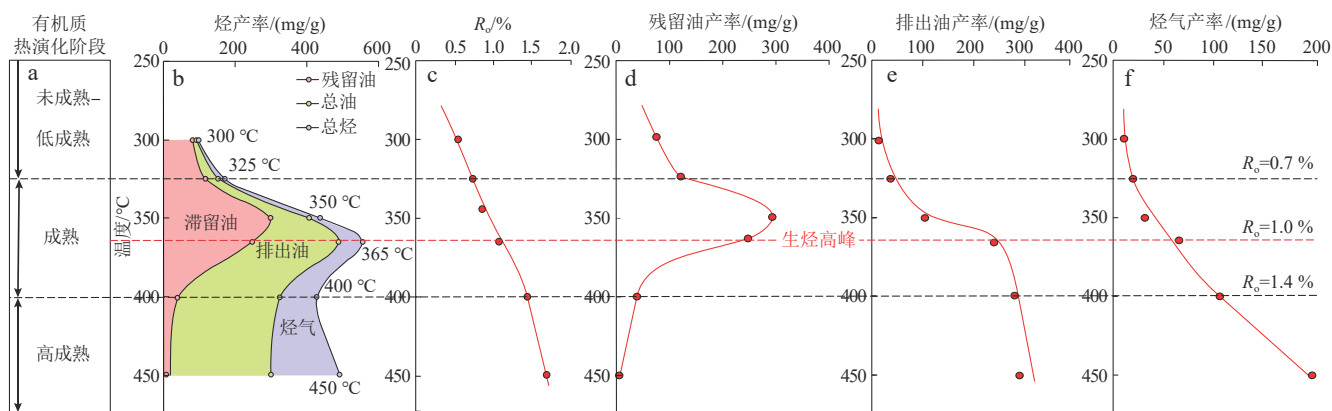


图5 松辽盆地中央坳陷区青一段页岩不同热演化阶段及其生、排烃演化模式

Fig. 5 Thermal evolution stages and hydrocarbon generation and expulsion evolutionary patterns of shales in the Qing 1 Member, Central

Depression, Songliao Basin

a. 热演化阶段; b. 烃产率; c. 镜质体反射率; d. 残留烃产率; e. 排出油产率; f. 烃气产率

实测 $R_o = 0.72\% \sim 1.42\%$ (模拟温度为 $325 \sim 400\text{ }^{\circ}\text{C}$) 时, 为干酪根快速生油阶段, 生油能力有明显的提升, 生烃能力仍然较弱。在 $R_o = 0.83\%$ 时, 残留油产率达到最大; 在 $R_o = 1.02\%$ 时, 总油产率和总烃产率达到最大; 在 $R_o = 1.02\%$ 之后, 干酪根生烃能力变弱。

实测 $R_o = 1.42\% \sim 1.65\%$ (模拟温度为 $400 \sim 450\text{ }^{\circ}\text{C}$) 时, 为生气阶段, 大量烃气的产生使得总烃产率随着温度的升高进一步增加, 而总油产率和滞留油产率则随着温度的升高而下降。

3 页岩油组分特征与轻烃损失补偿矫正

油气的相态变化受多种因素影响, 其中流体的组

分决定了相包络线形状。相包络线的宽度受 C_{7+} 组分的分子量影响; 高度则主要受气/油比控制, 并受气体干燥度和 C_{7+} 组分的密度影响^[25-26]。由此可见, 流体的组成、含量以及摩尔比都会影响相包络线, 尤其以 C_{6-14} 组分对相态的影响较大。所以轻烃的准确定量对获取正确的 pVT 数据以及进行油气相态的模拟至关重要。

轻烃组分因为沸点低、挥发性强, 导致半封闭体系热解实验使用的块状样品在有机溶剂抽提的过程中具有大量的烃类气体和轻烃损失, 需要采用组分烃生成动力学, 对这部分损失烃类进行补偿^[23-24]。与开放体系相比, 封闭体系有机质热解实验烃气裂解更为彻底, 且几乎没有损失^[24]。因此, 开展封闭与半封闭体系有机质热解平行实验, 以计算轻烃损失补偿校正系数理论上可行。

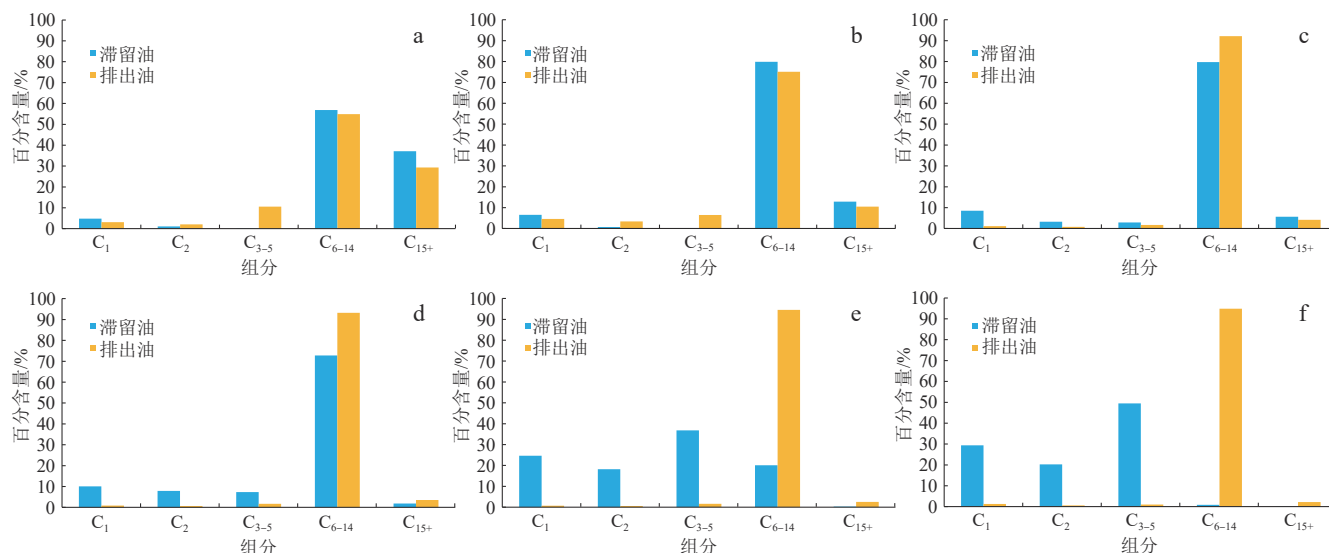


图6 松辽盆地中央坳陷区青一段页岩半封闭体系有机质热解实验轻烃补偿后排出油和滞留油的组分变化

Fig. 6 Variations in the components of expelled and retained oil after compensation correction for light hydrocarbon loss in semi-closed organic matter pyrolysis experiments of shale samples from the Qing 1 Member, Central Depression, Songliao Basin

a. 300 °C; b. 325 °C; c. 350 °C; d. 365 °C; e. 400 °C; f. 450 °C

轻烃补偿后的排出油和滞留油的含量随着温度的升高,与黄金管实验的变化趋势相似,其中滞留油组分可用于研究页岩油的相态演化特征^[24]。温度为300 °C时,仅有少量气态烃生成,此时排烃效率较低,滞留油量大于排出油量,两者组分均相对富集C₆₋₁₄和C₁₅₊;温度为325 °C时,排烃效率仍然较低,排出油与滞留油均开始具有C₆₋₁₄组分含量优势;温度为350 °C时,排烃效率开始大于50%,排出油和滞留油的C₆₋₁₄组分含量占绝对优势,轻质组分比例明显增加;温度为365 ~ 450 °C时,排出油的组分组成已经无明显变化,均以C₆₋₁₄组分含量最高。在这一温度阶段,滞留油C₆₋₁₄组分含量逐渐降低,转向以烃气为主(图6)。

根据热解后样品实测 R_o 可知,在成熟阶段生油高峰前($0.7\% < R_o \leq 1.0\%$),以I型干酪根为主的富有机质页岩生成的原油以长链烃类为主,烃类C₁₅₊组分含量高,滞留油产率高于排出油产率。在成熟阶段生烃高峰后($1.0\% < R_o \leq 1.4\%$)生成的高熟原油以短链轻组分为主,烃类C₆₋₁₄组分含量高,滞留油的轻质组分比例明显增高,且滞留油的产率小于排出油。

4 页岩油相态特征

相态动力学是目前研究有机质生烃-相态特征的主要手段,它结合了生烃动力学和烃类流体相态模拟技术,以流体相态的主控因素(温度、压力、组成)为基

础,在现场 pVT 实验约束的基础上,能够有效预测评价有机质在各个生烃阶段的烃类流体组成和相态特征,具有定量、直观、综合等特点^[25,27]。

4.1 地层流体 pVT 实验及相态分析

对中央坳陷区不同构造单元O1, O2, O3, O4, O5和O6等6口井青一段压裂后进行井下直接取样,并开展 pVT 实验,以校正基于生、排烃热模拟实验得到的相态动力学模型。青一段产层实测 R_o 分别为0.80%, 1.20%, 1.23%, 1.30%, 1.52%和1.55%。实验结果表明,所有产出页岩油均为高蜡原油,为典型的湖相沉积有机质生油产物(图7)。O1井—O6井原油样品有机质成熟度与原油密度呈负相关关系,当 R_o 达到1.2%以上时,原油密度小于0.83 g/cm³(测定温度为20 °C),油质较轻。根据原油的高压物性测试结果中气/油比、原油密度、典型油藏温度等数据,参考高压物性参数标准,可以进一步判断页岩油油气藏类型^[28-29]。例如, O1井原油的气/油比为16.75 m³/m³,原油密度为0.79 g/cm³,地层温度为78.45 °C,具有黑油油藏特征; O4井原油的气/油比为53.95 m³/m³,原油密度为0.70 g/cm³,所处温度为114.89 °C,具有挥发油油藏特征。

pVT 相图是判断油气相态的依据,能够直观和准确地指示烃类流体样品的油气藏类型^[27]。O1井取样处地层温度为78.45 °C,远小于临界温度;地层压力为21.28 MPa,高于临界凝析压力,且地层压力与饱和压力相差大;判断地层条件下的流体呈单一液相,属于黑

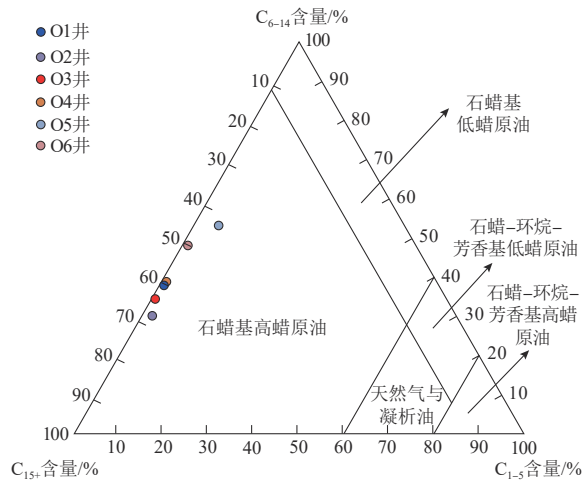


图7 松辽盆地中央坳陷青一段产出原油类型划分(据参考文献[29]修改)

Fig. 7 Categorization of produced crude oil from the Qing 1 Member in the Central Depression, Songliao Basin (modified after reference [29])

油油藏(图8a)。O2井取样处地层温度为101.90℃,小于临界温度;地层压力为29.09 MPa,高于临界凝析压力,且地层压力与饱和压力相差不大;判断地层条件下的流体呈单一液相,属于挥发油油藏(图8b)。O3井和O4井取样处地层温度分别为100.00℃和114.89℃,小于临界温度;地层压力分别为32.21 MPa和23.65 MPa,高于临界凝析压力,地层压力与饱和压力之差较O2井更小;地层条件下的流体呈单一液相,属于挥发油油藏(图8c,d)。O5井和O6井生产层有机质成熟度较其他4口井高,相包络线明显比其他相包络线窄和高,均属

于挥发油油藏,地层温压条件接近相包络线,降压开采易产生油气两相分异(图8e,f)。

4.2 基于热解实验的页岩油相态特征

半封闭体系热解实验滞留烃组分经轻烃损失补偿校正后,采用五组分模型($C_1, C_2, C_{3-5}, C_{6-14}, C_{15+}$)代入PR状态方程,计算流体在各个演化阶段的相图(图9)。在初始低演化阶段($R_o=0.5\% \sim 0.9\%$),相包络线为扁平状;露点曲线随着成熟度的增高而逐渐收缩,露点温度持续降低;泡点压力曲线逐渐增大,泡点压力持续升高(图9a)。在较高演化阶段($R_o=1.0\% \sim 1.7\%$),长链烃类开始向短链烃类转换,气态烃含量增加^[30-31],相包络线由扁宽变为高窄,露点曲线持续收缩;当 CH_4 含量进一步升高时,相包络线会变得更窄,高度再次收缩^[32-33],为了防止开发过程中气体从页岩油中析出,造成油品下降开发难度增大,在对不同演化阶段页岩油进行开采的过程中,压力不宜降至临界凝析压力以下。

由此可见,随着成熟度的持续增高,相包络线共出现了3次拐点,每次拐点之后的相包络线与前一阶段的相包络线存在明显的差异(图9b)。第一次拐点出现在 $R_o=0.80\%$ 时,最小露点温度为156℃,当 $R_o < 0.80\%$ 的泡点曲线较窄; $R_o=0.80\% \sim 1.00\%$ 时,泡点曲线变宽。该拐点出现的原因是有机质在 $R_o=0.68\% \sim 0.80\%$ 时,滞留油以 C_{1-5} 组分含量少, C_{6-14} 和 C_{15+} 组分含量多为特征。第二次拐点出现在 $R_o=1.00\%$, $R_o=1.00\% \sim 1.30\%$ 时,相包络线形状与前一阶段相比明显变窄,这是由于有机质在生油高峰之后,开始产生大

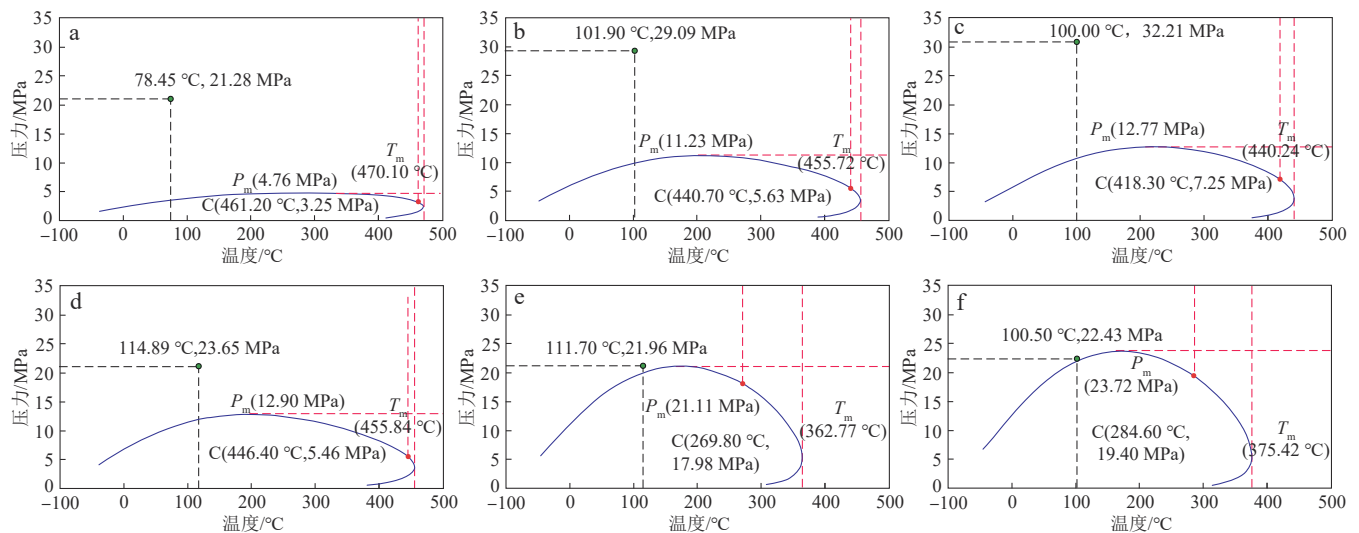


图8 松辽盆地中央坳陷青一段页岩油地层流体样品相图

Fig. 8 Phase diagrams of fluid samples from shale oil-bearing strata in the Qing 1 Member, Central Depression, Songliao Basin

a. O1井; b. O2井; c. O3井; d. O4井; e. O5井; f. O6井

P_m : 临界凝析压力; T_m : 临界凝析温度; C: 临界点

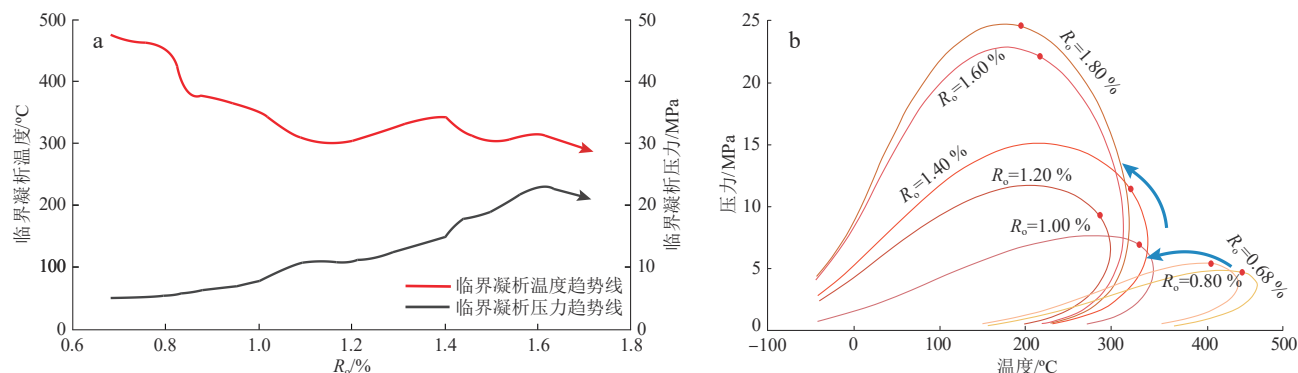


图9 基于热模拟实验滞留烃组分变化的临界温-压和相包络线演化

Fig. 9 Evolution curves of critical condensation temperature and pressure and phase envelopes derived from the composition changes of retained hydrocarbons in pyrolysis experiments

a. 临界凝析温度-压力随成熟度演化曲线; b. 相包络随成熟度演化趋势

量的轻烃。第三次拐点出现在 $R_o=1.40\%$, $R_o>1.30\%$ 时, CH_4 含量明显升高, 相包络线随之急剧变高。

与三肇凹陷青一段经历的最高古地温分别约为 $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

5 页岩油相态演化历史

中央坳陷区具有3个主要生油凹陷: 齐家-古龙凹陷、三肇凹陷以及长岭凹陷。齐家-古龙凹陷选取2口井, 分别为O3井和Bg1井, 长岭凹陷从北至南选取3口井, 分别为N58, N8和N1井, 三肇凹陷青一段热演化程度较其他2个凹陷低, 所以仅选择位于凹陷中心处的Bs3井, 合计6口井开展页岩油相态演化历史分析。

5.1 埋藏史及热史

本次研究利用古热流法对古龙地区进行了热历史的恢复, 即以等效镜质体反射率为约束条件, 对剥蚀量和古热流两个变量拟合, 在Easy% R_o 理论模型计算值与实测 R_o 值达到最佳拟合时, 就认为得到了能正确反映盆地构造-热演化过程的热历史^[34-36]。埋藏史和热史恢复结果表明, 长岭凹陷(N8, N58和N1井)在沙河子组-营城组-登娄库组-嫩江组沉积时期, 具有快速沉积埋藏的特征(图10a—c)。嫩江组沉积末期和明水组沉积末期遭受了短暂剥蚀, 侵蚀量分别为100~300 m和200~500 m^[37-39]。齐家-古龙凹陷(Bg1井和O3井)在依安组沉积末期至今处于缓慢埋藏阶段(图10d, e), 沉降持续时间和幅度均高于三肇凹陷(Bs3井)(图10f)。这3个主要生油凹陷的热史路径表明, 齐家-古龙凹陷、三肇凹陷以及长岭凹陷的最高温度和最高热流均出现在白垩世末期^[37]。其中, 齐家-古龙凹陷青一段经历的古地温最高, 可达 $190\text{ }^{\circ}\text{C}$; 长岭凹陷

5.2 压力史

压力史的恢复是基于泥岩声波时差资料, 利用泥岩压实的不可逆原理, 建立精确的孔隙度压实曲线^[40-42]; 并利用流体压实耦合模型, 采用盆地模拟方法对古龙地区的古压力进行恢复。中央坳陷区压力史恢复结果表明, 3大生烃凹陷青一段在嫩江组沉积时期(82~78 Ma)开始形成超压^[43], 压力系数可达1.2~1.4, 而后油气充注结束, 地层压力逐渐恢复至静水压力; 明水组沉积末期(72~64 Ma), 由于原油裂解使地层压力达到峰值, 压力系数最大可达1.4; 新近纪末期(10 Ma至现今), 由于青一段页岩内液态烃大量滞留, 压力系数最大可达1.5(图11)。其中, 齐家-古龙凹陷3期超压发育最为完整, 在嫩江组沉积末期、明水组沉积末期和新近纪分别与古龙凹陷青一段页岩的“生烃、二次裂解、页岩油滞留”有关。而长岭凹陷与三肇凹陷青一段地层压力在嫩江组沉积时期(82~78 Ma)、明水组沉积末期(72~64 Ma)与新近纪末期(10 Ma至现今)整体处于弱超压状态, 现今压力系数也仅在1.2左右, 增压幅度相较于古龙凹陷较小。

5.3 页岩油相态演化史

依据各井青一段热演化过程中的滞留烃组分含量变化及其对应埋深的古温压, 建立了页岩油相态演化史。其中, 齐家-古龙凹陷的Bg1井在青山口组-嫩江组沉积晚期时开始生成液态烃, 地层压力大于泡点压力, 油气藏类型为黑油油藏(图12a—d); 在嫩江组中后期时, 地层压力始终大于泡点压力, 地层压力与泡点

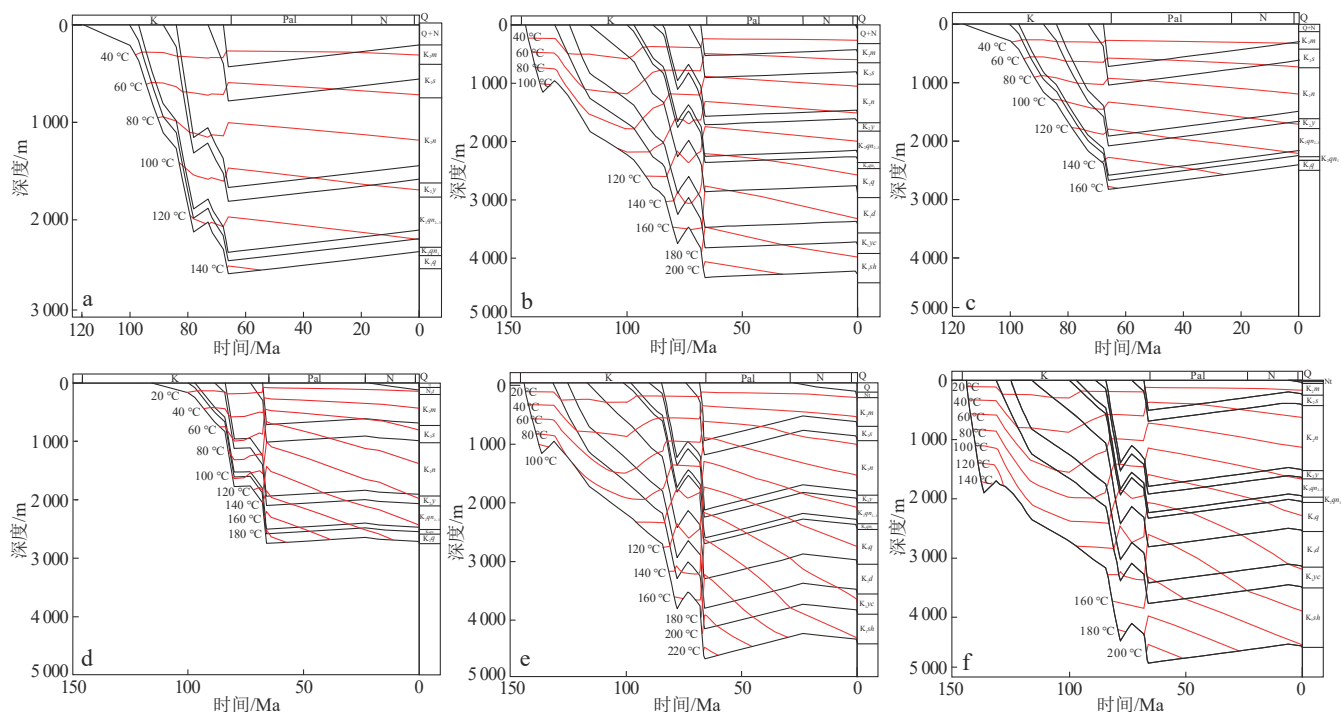


图 10 松辽盆地中央坳陷区典型井埋藏史

Fig. 10 Burial histories of typical wells in the Central Depression, Songliao Basin

a. 长岭凹陷 N8 井; b. 长岭凹陷 N58 井; c. 长岭凹陷 N1 井; d. 古龙凹陷 Bg1 井; e. 齐家凹陷 O3 井; f. 三肇凹陷 Bs3 井

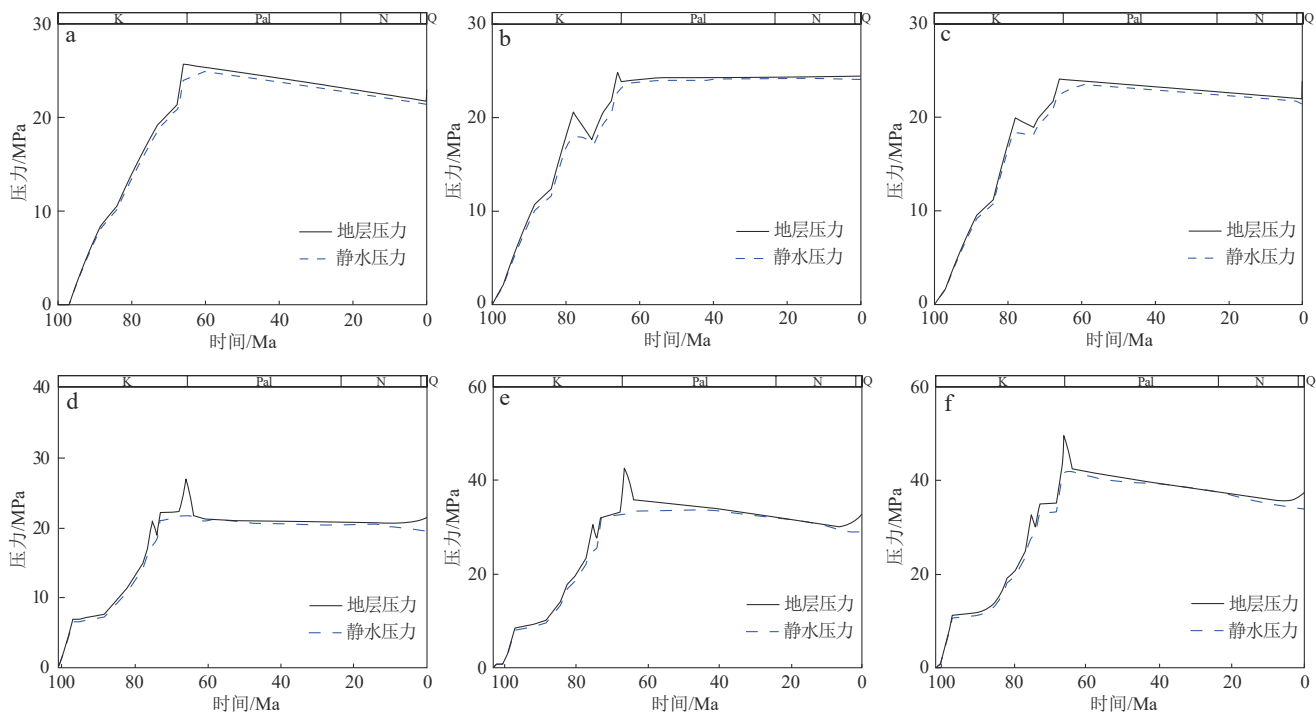


图 11 松辽盆地中央坳陷区典型井压力史

Fig. 11 Pressure histories of typical wells in the Central Depression, Songliao Basin

a. 长岭凹陷 N1 井; b. 长岭凹陷 N58 井; c. 长岭凹陷 N8 井; d. 三肇凹陷 Bs3 井; e. 齐家凹陷 O3 井; f. 古龙凹陷 Bg1 井

压力差距小, 油气藏类型开始向挥发油油藏转变 (图 12e, f); 嫩江组中后期至今, 以挥发油油藏为主 (图 12g)。长岭凹陷的 N1 井在青山口组一嫩江组沉积

时期, 地层压力、温度一直位于泡点线上方, 生成的烃类为单一液相黑油; 嫩江组末期, 地层温度和压力逐渐变大, 始终大于泡点压力, 油气藏类型转变为挥发油油

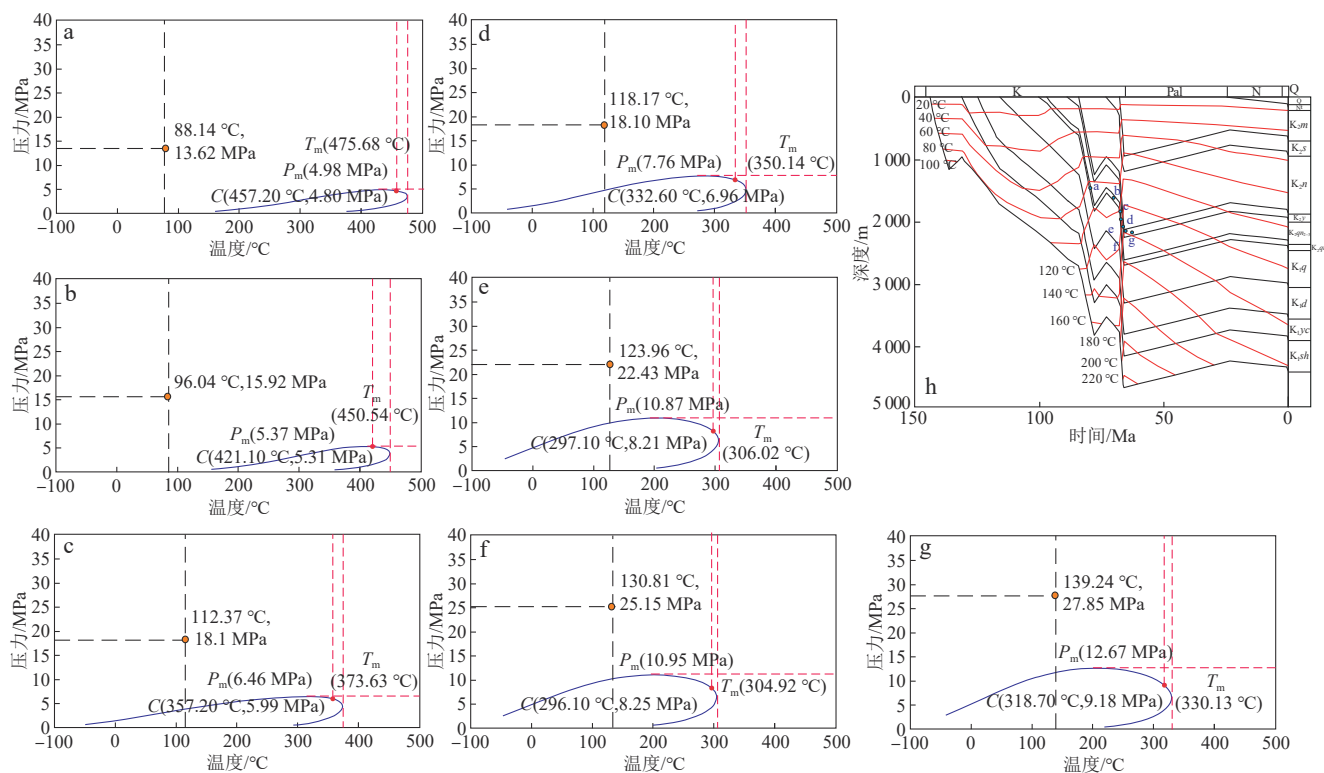


图12 松辽盆地古龙凹陷Bg1井页岩油相态演化史

Fig. 12 Phase evolution histories of shale oil in well Bg1 in the Gulong Sag, Songliao Basin

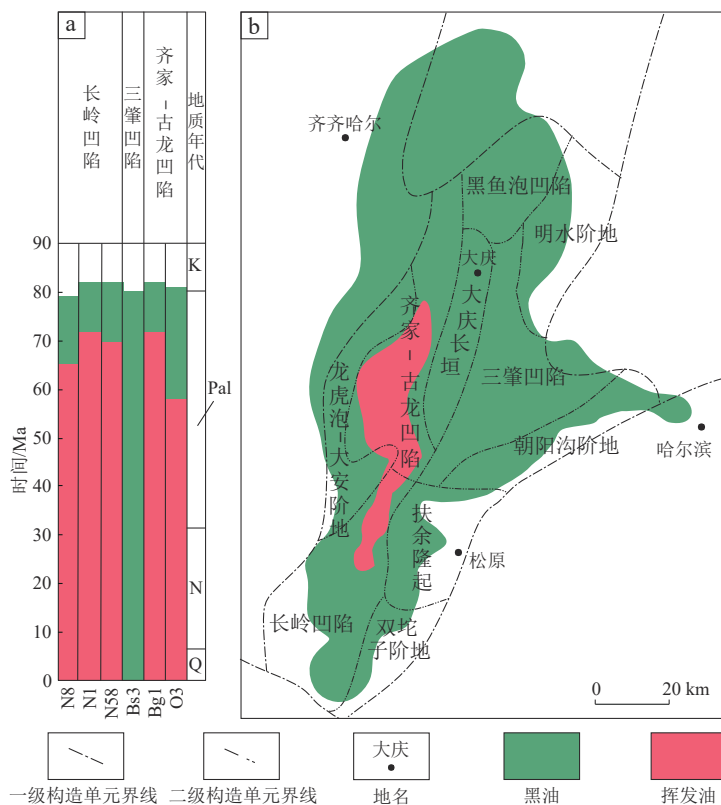
a. $R_0=0.68\%$; b. $R_0=0.80\%$; c. $R_0=0.90\%$; d. $R_0=1.00\%$; e. $R_0=1.10\%$; f. $R_0=1.20\%$; g. $R_0=1.30\%$; h. 埋藏史

图13 松辽盆地中央坳陷区青一段页岩油相态演化阶段及相平面分布

Fig. 13 Evolution stages and planar phase distribution of shale oil in the Qing 1 Member in the Central Depression, Songliao Basin

a. 相态演化历史; b. 现今相分布

藏。长岭凹陷的N58井和N8井在嫩江组沉积末期发生短暂构造抬升,致使轻质页岩油自明水组沉积时期开始形成。三肇凹陷地层温度和压力相对较小,烃类皆是以单一液相黑油形式存在(图13a)。

5.4 页岩油相态分布与挥发油有利区

以上青一段处于不同成熟度阶段的6口钻井的地层流体 pVT 实验结果与基于热模拟实验建立的页岩油相态演化模型对应成熟度的相包络具有较好的匹配性。青一段成熟度 $R_o=0.7\% \sim 1.3\%$ 时,实际产出流体与热模拟实验产物的流体相包络均为扁平状,说明油藏极为欠饱和。当 $R_o>1.3\%$ 时,两者的相包络虽然均呈现出高窄状,显示了丰富的含气量,但实际产出流体的相包络具有相对较高的临界温度,表明地层流体含有更多的 C_{7+} 化合物,原油二次裂解没有同等成熟度热模拟条件下的产物彻底。

通过研究区青一段页岩油相态演化史以及成熟度、地层压力、地层温度分布可知, $R_o<1.0\%$ 时,属于页岩油初始富集阶段,此阶段以干酪根生油为主,对应的地层温度压力远大于临界条件,油气藏类型为黑油油藏。在 $R_o=1.0\% \sim 1.3\%$ 时,干酪根以生成挥发油为主,生成的油尚未开始裂解成气,直至 $R_o>1.3\%$ 时页岩油含量才变得较高,且在 R_o 为 $1.3\% \sim 1.6\%$,地层压力为 $12.2 \sim 22.4$ MPa的区域,多为挥发油油藏。结合青一段实际的 R_o 、温度和压力分布,认为齐家-古龙凹陷中心处及长岭凹陷北部更有利于在页岩中形成轻质页岩油挥发油油藏(图13b)。

6 结论

1) 有机质的成熟度影响流体组分,进而控制着页岩油的相态行为。随着成熟度持续增高,页岩油相包络线从高露点温度、低泡点压力的扁平状变为低露点温度、高泡点压力的高窄状。

2) 页岩油相包络线随着成熟度的增高出现了3次拐点,对应的 R_o 分别为 0.8% 、 1.0% 和 1.3% 。第一阶段生成的气态烃含量极少,相包络线扁而窄,滞留油以 C_{1-5} 组分含量少, C_{6-14} 和 C_{15+} 组分含量多为特征。第二阶段有机质达到生油高峰之后,开始产生大量轻烃,相包络线随着成熟度的增高变得扁而宽。第三阶段对应高成熟阶段,大量的 CH_4 使得相包络线以窄而高为主。

3) 在盆地沉积和后期构造反转抬升的过程中,齐家-古龙凹陷、长岭凹陷及三肇凹陷页岩油始终以单一液相的形式存在。在嫩江组沉积中后期,齐家-古

龙凹陷的页岩油开始从黑油转化为挥发油;在嫩江组沉积末期,长岭凹陷的页岩油开始从黑油转化为挥发油;三肇凹陷页岩油始终以黑油的形式存在。

4) 在 $R_o=1.0\% \sim 1.3\%$ 时,干酪根以生成挥发油为主,已生成的油尚未开始裂解成气,当 $R_o>1.3\%$ 之后伴随着滞留油的二次裂解,页岩油相态转变为以挥发油为主。中央坳陷区齐家-古龙凹陷中心处、长岭凹陷北部属于高成熟度、高地层温度及高地层压力的轻质页岩油有利区。

参 考 文 献

- [1] NIKOLAEV M Y, KAZAK A V. Liquid saturation evaluation in organic-rich unconventional reservoirs: A comprehensive review [J]. *Earth-Science Reviews*, 2019, 194: 327-349.
- [2] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义 [J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 801-819.
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 801-819.
- [3] CLARKE P, PORTIS D, BARZOLA G, et al. Assessing well performance in a prolific liquids-rich shale play—An Eagle Ford case stud[M]//BREYER J. *The Eagle Ford Shale: A Renaissance in U. S. Oil Production*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2016: 213-240.
- [4] KUHN P P, DI PRIMIO R, HILL R, et al. Three-dimensional modeling study of the low-permeability petroleum system of the Bakken Formation [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(10): 1867-1897.
- [5] CHEN Chengsheng, WANG Yunpeng, BEAGLE J R, et al. Reconstruction of the evolution of deep fluids in light oil reservoirs in the Central Tarim Basin by using PVT simulation and basin modeling [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 107: 116-126.
- [6] 陈承声, 邓瑞, 张海祖, 等. 塔里木盆地轮探1井下寒武统超深层油气相态演化定量模拟[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(1): 96-110.
CHEN Chengsheng, DENG Rui, ZHANG Haizu, et al. Quantitative simulation of phase evolution for ultra-deep oil and gas from Lower Cambrian strata of Well Luntan-1 in the Tarim Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(1): 96-110.
- [7] KUSKE S, HORSFIELD B, JWEDA J, et al. Geochemical factors controlling the phase behavior of Eagle Ford Shale petroleum fluids [J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(4): 835-870.
- [8] YANG S, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. On the primary and secondary petroleum generating characteristics of the Bowland Shale, northern England [J]. *Journal of the Geological Society*, 2015, 173(2): 292-305.
- [9] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题 [J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(6): 1276-1287.

- JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [10] 柳波, 孙嘉慧, 张永清, 等. 松辽盆地长岭凹陷白垩系青山口组一段页岩油储集空间类型与富集模式[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 521-535.
- LIU Bo, SUN Jiahui, ZHANG Yongqing, et al. Reservoir space and enrichment model of shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 521-535.
- [11] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1350-1365.
- SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [12] 何文渊, 柳波, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 49-62.
- HE Wenyuan, LIU Bo, ZHANG Jinyou, et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of Gulong shale oil in Songliao Basin [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 49-62.
- [13] 付晓飞, 石海东, 蒙启安, 等. 构造和沉积对页岩油富集的控制作用——以松辽盆地中央坳陷区青一段为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 56-71.
- FU Xiaofei, SHI Haidong, MENG Qi'an, et al. Controlling effects of the structure and deposition on the shale oil enrichment: Taking Formation Qn1 in the central depression of Songliao Basin as an instance [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 56-71.
- [14] 李君, 黄志龙, 刘宝柱, 等. 伸展构造与反转构造对油气分布的控制作用——以松辽盆地东南隆起区为例[J]. *新疆石油地质*, 2008, 29(1): 19-21.
- LI Jun, HUANG Zhilong, LIU Baozhu, et al. Control effects of spreading structure and reversal structure on hydrocarbon distribution——An example from Dongnan uplift in Songliao Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29(1): 19-21.
- [15] LIU Bo, WANG Haoli, FU Xiaofei, et al. Lithofacies and depositional setting of a highly prospective lacustrine shale oil succession from the Upper Cretaceous Qingshankou Formation in the Gulong Sag, northern Songliao Basin, northeast China [J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(2): 405-432.
- [16] 付丽, 梁江平, 白雪峰, 等. 松辽盆地北部中浅层石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. *海相油气地质*, 2019, 24(2): 23-32.
- FU Li, LIANG Jiangping, BAI Xuefeng, et al. The geological conditions, resource potential, and exploration direction of oil of middle-shallow layers in the northern Songliao Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2019, 24(2): 23-32.
- [17] 冯子辉, 柳波, 邵红梅, 等. 松辽盆地古龙地区青山口组泥页岩成岩演化与储集性能[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 72-85.
- FENG Zihui, LIU Bo, SHAO Hongmei, et al. The diagenesis evolution and accumulating performance of the mud shale in Qingshankou Formation in Gulong area, Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 72-85.
- [18] 白龙辉, 柳波, 迟亚奥, 等. 二维核磁共振技术表征页岩所含流体特征的应用——以松辽盆地青山口组富有机质页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1389-1400.
- BAI Longhui, LIU Bo, CHI Yaa, et al. 2D NMR studies of fluids in organic-rich shale from the Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1389-1400.
- [19] 侯读杰. 热模拟实验技术简介[J]. *国外地质勘探技术*, 1990(10): 39-40.
- HOU Dujie. Introduction to thermal simulation experimental technology [J]. *Foreign Geoexploration Technology*, 1990(10): 39-40.
- [20] LEWAN M D. Experiments on the role of water in petroleum formation [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1997, 61(17): 3691-3723.
- [21] CARR A D, SNAPE C E, MEREDITH W, et al. The effect of water pressure on hydrocarbon generation reactions: Some inferences from laboratory experiments [J]. *Petroleum Geoscience*, 2009, 15(1): 17-26.
- [22] 李志明, 郑伦举, 蒋启贵, 等. 湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示[J]. *地球科学*, 2018, 43(2): 566-576.
- LI Zhiming, ZHENG Lunju, JIANG Qigui, et al. Simulation of hydrocarbon generation and expulsion for lacustrine organic-rich argillaceous dolomite and its implications for shale oil exploration [J]. *Earth Science*, 2018, 43(2): 566-576.
- [23] 黄越义, 廖玉宏, 刘卫民, 等. 黄金管封闭体系热模拟实验中两种液态烃收集方法对比及其对相态特征的影响[J]. *地球化学*, 2020, 49(5): 528-538.
- HUANG Yueyi, LIAO Yuhong, LIU Weimin, et al. Comparison of two liquid hydrocarbon collection methods in gold tube pyrolysis and their influence on hydrocarbon phase state characteristics [J]. *Geochimica*, 2020, 49(5): 528-538.
- [24] 薛海涛, 田善思, 王伟明, 等. 页岩油资源评价关键参数——含油率的校正[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(1): 15-22.
- XUE Haitao, TIAN Shansi, WANG Weiming, et al. Correction of oil content—one key parameter in shale oil resource assessment [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(1): 15-22.
- [25] 梅海燕, 张茂林, 李闽, 等. 组成变化对原油体系相态的影响[J]. *石油与天然气化工*, 2003, 32(3): 167-169.
- MEI Haiyan, ZHANG Maolin, LI Min, et al. The influence of variation of composition on phase behavior for an oil system [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2003, 32(3): 167-169.
- [26] ESPITALIE J. Use of Tmax as a maturation index for different

- types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance[M]// BURRUS J. Thermal Modeling in Sedimentary Basins. Paris: Institut Français du Pétrole, 1986: 475–496.
- [27] LIU Bo, GAO Shuo, MOHAMMADIAN E, et al. Comprehensive outlook into critical roles of pressure, volume, and temperature (PVT) and phase behavior on the exploration and development of shale oil[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(24): 14534–14553.
- [28] HORSFIELD B, DISKO U, LEISTNER F. The micro-scale simulation of maturation: outline of a new technique and its potential applications [J]. *Geologische Rundschau*, 1989, 78(1): 361–373.
- [29] DI PRIMIO R, DIECKMANN V, MILLS N. PVT and phase behaviour analysis in petroleum exploration [J]. *Organic Geochemistry*, 1998, 29(1/3): 207–222.
- [30] DI PRIMIO R, HORSFIELD B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(7): 1031–1058.
- [31] DI PRIMIO R, HORSFIELD B. Predicting the generation of heavy oils in carbonate/evaporitic environments using pyrolysis methods [J]. *Organic Geochemistry*, 1996, 24(10/11): 999–1016.
- [32] HORSFIELD B, DI PRIMIO R. Fluid compositional prediction in conventional and unconventional petroleum systems [C]//SPE Unconventional Resources Conference, the Woodlands, 2014. Red Hook: Curran Associates, Inc., 2014: SPE-169016-MS.
- [33] MAHLSTEDT N, HORSFIELD B, KARG H, et al. Vaca Muerta unconventional oil study-insights from organic geochemistry [C]// Unconventional Resources Technology Conference, Denver, 2019. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2019: 2411–2430.
- [34] XU Qiuchen, QIU Nansheng, LIU Wen, et al. Thermal evolution and maturation of Sinian and Cambrian source rocks in the central Sichuan Basin, Southwest China [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2018, 164: 143–158.
- [35] ZHU Chuanqing, HU Shengbiao, QIU Nansheng, et al. Geothermal constraints on Emeishan mantle plume magmatism: Paleotemperature reconstruction of the Sichuan Basin, SW China [J]. *International Journal of Earth Sciences*, 2018, 107(1): 71–88.
- [36] QIU Nansheng, CHANG Jian, ZUO Yinhui, et al. Thermal evolution and maturation of Lower Paleozoic source rocks in the Tarim Basin, northwest China [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(5): 789–821.
- [37] 郭巍, 于文祥, 刘招君, 等. 松辽盆地南部埋藏史[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2009, 39(3): 353–360.
- GUO Wei, YU Wenxiang, LIU Zhaojun, et al. The burial history of the southern Songliao Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2009, 39(3): 353–360.
- [38] LIU Yuchen, LIU Bo, CHENG Lijuan, et al. Modeling of tectonic-thermal evolution of Cretaceous Qingshankou shale in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China [J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 694906.
- [39] 刘雨晨, 柳波, 朱焕来, 等. 松辽盆地现今地温场分布特征及主控因素[J]. *地质学报*, 2023, 97(8): 2715–2727.
- LIU Yuchen, LIU Bo, ZHU Huanlai, et al. The distribution characteristics and main controlling factors of present-day geothermal regime of the Songliao Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(8): 2715–2727.
- [40] 邱楠生. 古压力恢复与天然气成藏关系——以昌潍坳陷潍北凹陷为例[J]. *天然气工业*, 2006, 26(10): 12–14.
- QIU Nansheng. Reconstruction of paleopressure and its relation to gas reservoiring: Taking Weibei Sag in Changwei Depression as an example [J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(10): 12–14.
- [41] LIU Wen, QIU Nansheng, XU Qiuchen, et al. The evolution of pore-fluid pressure and its causes in the Sinian-Cambrian deep carbonate gas reservoirs in central Sichuan Basin, southwestern China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 169: 96–109.
- [42] LIU Yifeng, QIU Nansheng, XIE Zengye, et al. Overpressure compartments in the central paleo-uplift, Sichuan Basin, southwest China [J]. *AAPG Bulletin*, 2016, 100(5): 867–888.
- [43] 蔡来星, 卢双舫, 黄文彪, 等. 上覆优质源岩对上生下储式致密油成藏的控制作用——以松南中央坳陷区青一段泥岩为例 [J]. *中国矿业大学学报*, 2016, 45(2): 280–292.
- CAI Laixing, LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, et al. Controlling function of overlying high-quality source rocks on above-generation and below-storage tight oil reservoir: Taking mudstone in Qn1 Formation at central depression in southern Songliao Basin as an instance [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2016, 45(2): 280–292.

(编辑 张玉银)