

# 应用 TSM 盆地模拟技术恢复准噶尔盆地 东北缘石炭系烃源岩热演化史

周雨双<sup>1</sup>, 贾存善<sup>1</sup>, 张奎华<sup>2</sup>, 赵永强<sup>1</sup>, 余琪祥<sup>1</sup>, 江兴歌<sup>1</sup>, 曹倩<sup>1</sup>

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257061)

**摘要:** 准噶尔盆地东北缘石炭系发育多套烃源岩, 恢复烃源岩热演化史对深化认识该区油气成藏过程具有重要作用。在盆地原型演化与烃源岩发育特征研究基础上, 应用 TSM 盆地模拟资源评价系统建立了一维和三维盆地模拟模型, 恢复了不同构造单元埋藏史、热史和烃源岩生烃演化史。准噶尔盆地东北缘各凹陷石炭系烃源岩生烃演化过程存在明显的差异, 乌伦古坳陷石炭系烃源岩在石炭纪末进入低成熟演化阶段, 二叠纪隆升造成烃源岩演化停滞, 三叠纪末再次埋藏演化达二次生烃门限, 现今处于过成熟生干气阶段( $R_o > 2.0\%$ ); 三南凹陷石炭系烃源岩在二叠纪进入低成熟演化阶段, 现今处于高成熟演化生气阶段( $R_o$  为  $1.5\% \sim 1.9\%$ ); 滴水泉凹陷石炭系烃源岩在三叠纪进入低成熟演化阶段, 现今仍处于成熟演化生油阶段( $R_o$  为  $0.8\% \sim 1.3\%$ )。通过模拟计算获得了乌伦古坳陷石炭系姜巴斯套组烃源岩的累计生烃量为  $205.2 \times 10^8$  t, 其中石炭纪末累计生烃量为  $103 \times 10^8$  t, 是主要的生油高峰期; 白垩纪末累计生烃量为  $184.4 \times 10^8$  t, 是主要的生气高峰期。

**关键词:** 烃源岩; 热演化; TSM 盆地模拟; 石炭系; 乌伦古坳陷; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.11

文献标识码: A

## Thermal evolution history reconstruction of Carboniferous source rocks on the northeastern margin of Junggar Basin using TSM basin simulation technology

ZHOU Yushuang<sup>1</sup>, JIA Cunshan<sup>1</sup>, ZHANG Kuihua<sup>2</sup>,

ZHAO Yongqiang<sup>1</sup>, YU Qixiang<sup>1</sup>, JIANG Xingge<sup>1</sup>, CAO Qian<sup>1</sup>

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257061, China)

**Abstract:** Multiple sets of source rocks developed in the Carboniferous on the northeastern margin of Junggar Basin. Modelling the thermal evolution history of source rocks is of great importance to deepen the understanding of hydrocarbon accumulation. Based on the study of basin evolution and source rock development characteristics, this paper applies a TSM Basin Simulation and Resource Evaluation System to establish one-dimensional and three-dimensional basin simulation models so as to reconstruct the burial, thermal evolution and hydrocarbon generation histories of different structural units. There are obvious differences in the hydrocarbon generation and evolution process of Carboniferous source rocks in different sags on the northeastern margin of the Junggar Basin. The Carboniferous source rocks in the Wulungu Depression entered the low-maturity evolution stage at the end of the Carboniferous, stagnated due to uplifts in the Permian, reached the threshold of secondary hydrocarbon generation at the end of Triassic when burial resumed, and are now in the over-mature stage, mainly generating dry gas ( $R_o > 2.0\%$ ). The Carboniferous source rocks in the Sannan Sag entered the low-maturity stage in the Permian and are now in the high-maturity gas-producing stage ( $R_o = 1.5\% - 1.9\%$ ). The Carboniferous source rocks in the Dishuiquan Sag entered the low-maturity stage in the Triassic and are now in the mature oil-producing stage ( $R_o = 0.8\% - 1.3\%$ ). Simulation calculations show that the cumulative hydrocarbon generation of the source rocks in the Carboniferous Jiangbasitao Formation in the Wulungu Depression amounts to  $205.2 \times 10^9$  t, in which the cumulative hydrocarbon generation until the end of Carboniferous is  $103 \times 10^9$  t, which is the main oil generation stage. The cumulative gas generation at the end of Cretaceous is  $184.4 \times 10^9$  t, which is the main gas generation period.

收稿日期: 2020-06-02; 修订日期: 2021-01-26。

作者简介: 周雨双 (1987—), 男, 工程师, 从事地震解释和断裂构造解析研究。E-mail: zhouys.syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石化重大先导项目 (G5800-12-ZS-YTB67) 资助。



和新生界。该地区油气勘探工作始于 20 世纪 80 年代,先后钻探了多口钻井,其中位于乌伦古坳陷北部的 L5 井以及滴北凸起的 DB1 和 Q1 等井,在下侏罗统八道湾组、三工河组和石炭系见到了来自石炭系烃源的油气。从天然气的组分特征看,天然气干燥系数平均为 0.95,以干气为主<sup>[12]</sup>,认为位于凸起周缘的各个凹陷都有提供烃源的可能。因此,对于石炭系烃源岩的研究关系到该地区油气勘探的潜力。

研究区发育多套石炭系烃源岩,而火山岩极为发育是石炭系的主要特征。石炭纪是该区构造活动强烈和火山活动喷发频繁的时期,形成了与火山活动有关的断陷和坳陷,烃源岩的发育受到强烈的影响,沉积了有利于烃源岩发育的弧—盆体系<sup>[19-20]</sup>。早石炭世准噶尔盆地北部为浅—半深海沉积环境,在火山活动的间歇期,形成了多套薄层的泥岩与凝灰岩反复叠置。烃源岩主要发育在下石炭统滴水泉组(南明水组)和姜巴斯套组,主要分布在乌伦古坳陷、滴水泉和三南凹陷,平均厚度为 200~500 m。晚石炭世转换为海—陆过渡相,以火山岩和火山碎屑岩充填为主,间歇地发育凝灰质砂岩、泥岩、泥质砂岩。烃源岩主要发育在上石炭统巴塔玛依内山组,主要分布在陆梁隆起区的滴水泉及三南凹陷,平均厚度为 50~100 m。石炭系烃源岩有机质类型以 III 型为主,部分为 II<sub>2</sub> 型。

## 2 盆地模拟方法

为了研究准噶尔盆地东北缘石炭系烃源岩的演化特征,本次研究在盆地构造演化分析的基础上,采集了石炭系的钻井和露头烃源岩样品,开展烃源岩有机质丰度及成熟度的分析测试工作,获取的数据用以确定热史和生烃史参数,从而得到更合理的地质模型。采用无锡石油地质研究所自主研发的 TSM 盆地模拟资源评价系统开展模拟分析。该系统是以朱夏院士 1983 年提出的 TSM 系统评价的思路<sup>[21]</sup>,把盆地油气评价方法的系统性和动态性融汇在一起,形成了盆地定量模拟评价方法的指导思想。其定义就是从盆地构造环境演化(T) 类比建立不同世代原型的基础上,利用计算机对原型地质作用(S) 和油气物质响应(M) 之间可能的各种方案和组合关系进行确定性的数值实验以及原型更迭,从而开发形成的特色鲜明的定量盆地分析模拟系统方法<sup>[22-24]</sup>。

模拟过程中划分模拟计算单元时,为了完全覆盖研究区的范围,把研究区放置在一个长方形的框架之内(图 1),模拟的单元网格呈南北、东西的正

交方向,模拟单元为 4 km×4 km 的四边形规则网格,并假定平面上每 4 km×4 km 的方块单位作为一个点的数据集。根据现今地层的埋深,利用回剥法恢复石炭纪以来该地区的埋藏演化过程。在埋藏史模拟的基础之上,将热史与生烃史联合,根据盆地演化的不同阶段和实测数据,获得各凹陷大地热流值随时间的变化,用以计算古地温,求取温度变化的 TTI(时间—温度指数)值及其成熟度  $R_o$ ,得到各个地质时期的成熟度,然后依据不同类型有机质  $R_o$ —产烃率的关系及烃源岩有机碳含量、厚度等,计算得到各层烃源岩的生烃量。

## 3 模拟参数选取

### 3.1 地质模型

埋藏史演化分析和模拟模型系统的确立,是正确表达地质概念的基础,因此在构建地质模型中要合理地量化各项地质参数。所涉及到的主要参数为地层埋深、时间、剥蚀量、岩性和孔—深关系。岩性分布主要根据沉积相的类型对岩性进行分配,孔隙度随深度的变化关系利用收集的数据统计分析得到。恢复构造抬升时期地层剥蚀量,对于追溯烃源岩的演化过程非常重要。本次研究充分利用前期研究成果<sup>[20,25-26]</sup>,根据关键的构造变革期来给定相应的剥蚀量。

石炭纪以来,准噶尔盆地东北缘经历了长期和多阶段的改造作用,除石炭系内部、侏罗系内部、白垩系内部发育的次级不整合面外,主要发育 4 大区域不整合面,分别为石炭系顶部的不整合面、上三叠统底的不整合面、侏罗系顶的削蚀不整合面和古近系底的削蚀不整合面。石炭—二叠纪整个区域隆升剥蚀,石炭系顶部地层缺失严重,不同构造单元石炭系与上覆不整合的地层组合略有差异,乌伦古坳陷缺失上石炭统、二叠系及中—下三叠统。该不整合面向南延伸至陆梁隆起的北缘滴北凸起一带,而陆梁隆起的南缘残留了上石炭统和中二叠统,之后直到三叠纪末又重新接受沉积,剥蚀厚度约 350~1 500 m。晚侏罗世—白垩纪初,陆梁隆起的持续隆升,剥蚀中心迁移至陆梁隆起一带,剥蚀厚度约 50~800 m。白垩纪—古近纪断裂大规模冲断复活,造成研究区均有不同程度的剥蚀,红岩断阶带整个中生界全部遭受剥蚀,陆梁隆起幅度相对减小,剥蚀厚度约 100~1 000 m。对比各凹陷来看,主要是石炭纪末和侏罗纪末的构造沉积差异。

### 3.2 古热流参数

盆地在演化的过程中,地下温度场不断发生有

规律的变化,地下温度是烃源岩生烃的主要动力,控制着油气的生成,因此在热史模拟过程中,首先要模拟地温的变化过程。烃源岩热演化的主要参数包括大地热流、地表温度、岩石热导率等。

本次热史模拟主要根据以下 2 个方面来取参数:①通过前人实测的岩石热导率和地温梯度来约束模拟现今的大地热流值<sup>[27-30]</sup>。研究区大地热流与地温梯度的分布比较相似,乌伦古坳陷平均为 43.2 mW/m<sup>2</sup>,陆梁隆起区平均为 45.4 mW/m<sup>2</sup>,属于典型的“冷盆”(大地热流值小于 50 mW/m<sup>2</sup>);②对于古热流值的确定,主要通过研究区不同时期的盆地原型,结合不同盆地类型的热体制条件对其进行初始赋值。准噶尔盆地北部构造演化可划分为 4 个阶段:早石炭世为岛弧—弧后盆地;晚石炭世—二叠纪为洋—陆转换后的陆内裂谷;三叠纪—白垩纪为稳定的陆内坳陷;白垩纪末—新近纪演化为大型前陆盆地<sup>[20,31-32]</sup>。这种晚期陆内前陆盆地叠加在早期伸展盆地之上的盆地性质对烃源岩的分布和演化具有控制作用<sup>[31]</sup>。由于区域伸展程度自二叠纪—古近纪逐渐变弱,古热流值和古地温梯度由老而新逐渐变低。第一阶段盆地由弧后挤压挠曲向弧内伸展裂陷阶段转换,带来强烈火山活动和高大地热流值,古大地热流值平均在 50 mW/m<sup>2</sup> 以上;第二阶段随着盆地进入稳定陆内坳陷期,大地热流值下降趋于稳定,古大地热流值平均在 40 mW/m<sup>2</sup> 以上;第三阶段是陆内前陆盆地,表现为隆起区热流值较高、凹陷区热流值相对低的特点(图 2)。最终计算得到的地温值与有关测试数据及井中测温等进行拟合校验。

地表温度参数多受气候、纬度带的影响,沉积水表面温度是古气候条件研究的重要内容之一,但其求取难度很大,而且准噶尔盆地也没有相关研

究。因此,根据 WYGRALA(1989)提出的全球古气候模型对沉积水表面温度变化趋势进行估算<sup>[28]</sup>,准噶尔盆地地处北半球东亚板块(北纬 45°),截取石炭纪到现今准东北地区古地表温度的变化曲线值,古地表温度分布在 15~40 °C 之间。而地层热导率采用了胡圣标等<sup>[28]</sup>的中国大陆地区大地热流数据汇编(第三版)及王社教等<sup>[29]</sup>的研究结果,确定准噶尔盆地岩石热导率分布在 1.16~3.06 W/(m·K) 之间。

### 3.3 热力学模型

在 TSM 盆地模拟系统中计算成熟度( $R_o$ )主要采用 TTI(时间—温度指数)模型的算法。根据积分累计效应,计算得到的  $R_o$  应当与实测的  $R_o$  值相吻合,同时成熟度模拟结果需要与热演化中的古大地热流值相互校验,来保证模拟结果的合理性。从模拟成熟度的趋势线与实测趋势线值之间的吻合程度(图 3),检验了所建立地质模型和指定模拟参数的可靠性。从不同层位的成熟度看,成熟度具有随埋深增加而增加的特点,侏罗系、三叠系、石炭系的  $R_o$  平均值分别为 0.7%,0.95%,1.75%。

### 3.4 生烃史参数

生烃量计算方法主要采用干酪根热降解理论,主要考虑各层有机碳含量、烃源岩厚度、烃源岩面积、烃源岩密度以及烃源岩  $R_o$  与烃产率的关系。研究区拥有丰富的钻井资料,通过样品的测试分析及生烃模拟实验,能够较为准确地获取这些参数,从而使得生烃量和生烃强度的计算更加趋于合理。

从准噶尔盆地东北缘的石炭系烃源岩有机质丰度和成熟度对比来看(表 1),不同地区石炭系烃源岩的丰度和成熟度存在较大差异。滴北凸起的烃源岩有机质丰度最高,但演化程度较低;乌伦古坳陷的烃源岩有机质丰度一般,但演化程度较高。

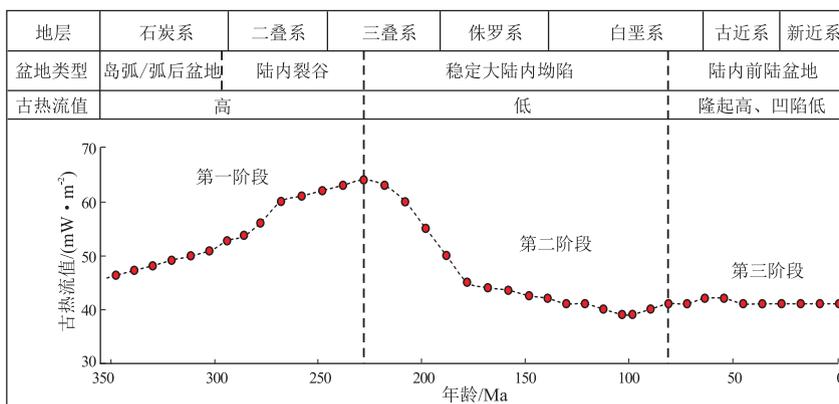


图 2 准噶尔盆地东北缘地质历史时期古热流值  
据参考文献 [11,27]。

Fig.2 Paleogeothermal flow values during geological histories on the northeastern margin of Junggar Basin

表 1 准噶尔盆地东北缘石炭系烃源岩有机质丰度和成熟度参数

Table 1 Organic matter abundance and maturity parameters of the Carboniferous source rock samples from wells on the northeastern margin of Junggar Basin

构造位置	钻井/露头	层位	岩性	w(TOC)/%	生烃潜量/(mg·g <sup>-1</sup> )	氯仿沥青“A”/10 <sup>-6</sup>	R <sub>o</sub> /%
乌伦古拗陷	WC1	C <sub>1j</sub>	灰黑色凝灰质泥岩	0.43~1.88/ 0.87(71)	0.04~3.59/ 0.57(71)	22.26~1 468/ 607.26(18)	1.34~2.91/ 1.75(32)
	LC1	C <sub>1j</sub>	灰色凝灰岩	0.26(6)			
	L2	C <sub>1j</sub>	灰色凝灰岩	0.09(1)			
	L6	C <sub>1j</sub>	灰色凝灰质泥岩	0.27~0.77/ 0.54(3)	0.54~0.73/ 0.64(3)		
滴北凸起	Q1	C <sub>1d</sub>	灰黑色泥岩	2.64~5.60/ 3.70(7)			
	Q2	C <sub>2b</sub>	灰黑色泥岩	0.96~1.76/ 1.33(4)			0.58~0.62/ 0.60(4)
	Q3	C <sub>2b</sub>	灰黑色泥岩	1.38(1)			
	DB1	C <sub>1d</sub>	灰色凝灰岩	0.52(16)			0.66(4)

注:表中分式含义为:最小值~最大值/平均值(样品数)。

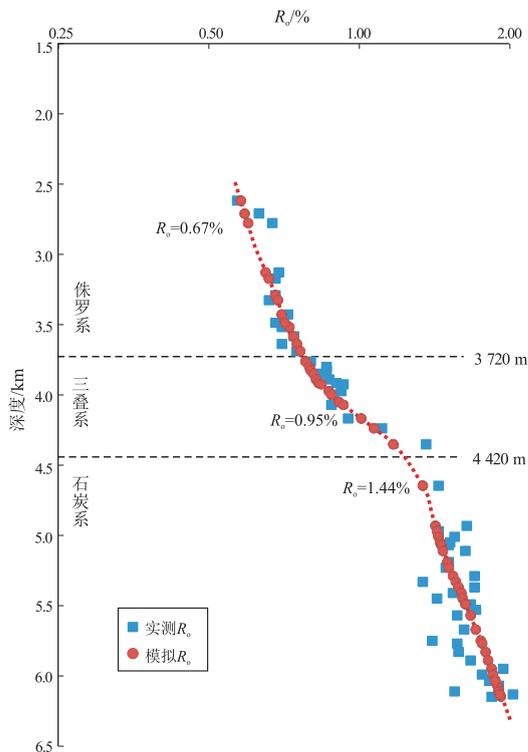


图 3 准噶尔盆地东北缘实测和模拟成熟度 R<sub>o</sub> 随深度的变化关系

Fig.3 Relationship between measured and simulated maturity (R<sub>o</sub>) with depth, northeastern margin of Junggar Basin

乌伦古拗陷下石炭统发育凝灰岩、凝灰质泥岩和泥岩,其中索索泉凹陷烃源岩厚度最大。如 WC1 井钻遇 1 412 m 灰黑色凝灰质泥岩,烃源岩厚度推测达到 300~500 m 左右;TOC 含量为 0.43%~1.88%,平均为 0.87%,其中 73.2% 的样品 TOC 在 0.5%~1.0%,为差烃源岩,22.5% 的样品 TOC 在 1.0%~1.88%,为中等烃源岩;生烃潜量最高达到 3.59 mg/g,平均为 0.57 mg/g,氯仿沥青“ A ”平均含

量为 607.26×10<sup>-6</sup>;R<sub>o</sub> 值分布于 1.34%~2.91%,平均值达到 1.75%,处于高一过成熟演化阶段,具备一定的生烃潜量。陆梁隆起区下石炭统发育灰色凝灰岩、砂岩夹暗色泥岩,滴北凸起钻井揭示的石炭系烃源岩有机质丰度较高,TOC 平均值分布范围为 0.52%~3.70%;R<sub>o</sub> 平均值分布范围为 0.60%~0.66%,处于成熟演化阶段。其中 Q1 井 TOC 值为 2.64%~5.60%,平均值为 3.70%,达到好烃源岩标准。

烃产率数据是生烃量模拟的基础,不同类型的干酪根随着温度的变化,其生烃产率也不同。研究区石炭系烃源岩以 II<sub>2</sub>、III 型为主,本次研究选取 WC1 井下石炭统成熟度适中的烃源岩样品,开展高压釜生烃模拟实验,来反映不同温度下烃产率的变化。模拟结果表明,石炭系烃源岩油产率随着模拟温度的升高达到最高值后快速降低(图 4),当模拟温度达到 359 °C 时,达到最大液态烃(油)产率

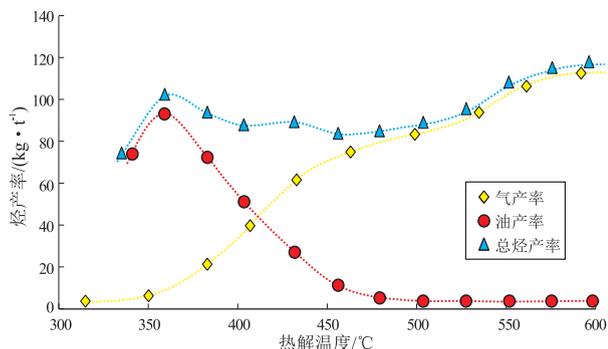


图 4 准噶尔盆地东北缘 WC1 井下石炭统烃源岩烃产率与温度的关系

Fig.4 Relationship between hydrocarbon production rate and temperature of the Lower Carboniferous source rocks from the well WC1 on the northeastern margin of Junggar Basin

为 93.06 kg/t; 从气产率来看, 当模拟温度达到 600 °C 时, 气产率为 113.52 kg/t。反映出乌伦古坳陷下石炭统烃源岩有机质类型较好, 具有较高的生油气潜力。

## 4 模拟结果分析

本次模拟一方面利用已有钻井进行单井一维模拟, 另一方面对无钻井凹陷开展虚拟井模拟, 分别选取索索泉凹陷的 WC1 井、滴水泉和三南凹陷的虚拟井 A 和 B (图 1)。根据准东北地区石炭系烃源岩的平面分布范围, 选取石炭纪末、三叠纪末和白垩纪末的平面成熟度来反映区域的演化趋势, 从而较为系统地对准噶尔盆地东北缘烃源岩热演化过程及特征进行恢复, 分析不同凹陷之间的演化差异。

### 4.1 热成熟演化史

准噶尔盆地东北部的埋藏—热演化史主要经历了海西—燕山期多次构造活动改造。从不同构造单元的单井和平面演化史分析, 研究区主要经历了早期埋藏—区域隆升、中期持续沉降、晚期抬升—埋藏反复的构造演化过程。

早石炭世乌伦古坳陷继承了早期相对稳定的构造—沉积格局, 处于弧后盆地位置, 沉积了一套厚度 2 000~2 500 m 的陆缘碎屑和火山碎屑沉积物, 沉降速率和厚度远大于其他地区 (图 5a)。随着大量火山物质的加入, 受热变质作用的影响, 石炭纪末, 下石炭统古地温达到了 140 °C,  $R_o$  值达到 0.5%~0.8%, 进入低成熟演化阶段并开始生排烃 (图 6a)。此时陆梁隆起区处于岛弧位置, 弧内的断陷即三南和滴水泉凹陷埋藏较浅 (图 5b, c), 整个陆梁隆起区都处于未成熟演化阶段 ( $R_o < 0.5%$ ), 不具备生烃能力。晚石炭世—二叠纪呈现区域性的隆升, 二叠纪处于长期剥蚀阶段, 造成准东北大部分地区二叠系缺失, 石炭系烃源岩演化停滞, 乌伦古坳陷部分石炭系烃源岩  $R_o < 0.5%$ , 早期生成的油气也在海西期运动中遭受一定程度的破坏, 延缓了三南和滴水泉凹陷烃源岩进入生烃窗的时间。

三叠纪末从断陷型沉积向坳陷型沉积转变, 开始进入下陷沉积阶段 (图 5a-c), 此时准东北大部分地区石炭系烃源岩  $R_o$  值都大于 0.5%, 古地温达到 100~140 °C (图 6b)。陆梁隆起区的滴水泉和三南凹陷烃源岩达到低成熟演化阶段, 开始生排烃; 而北部的乌伦古坳陷烃源岩  $R_o$  值为 0.8%~1.5%, 上部石炭系烃源岩再次埋藏达到二次生烃门限, 进入生油高峰; 索索泉凹陷沉积中心已达到

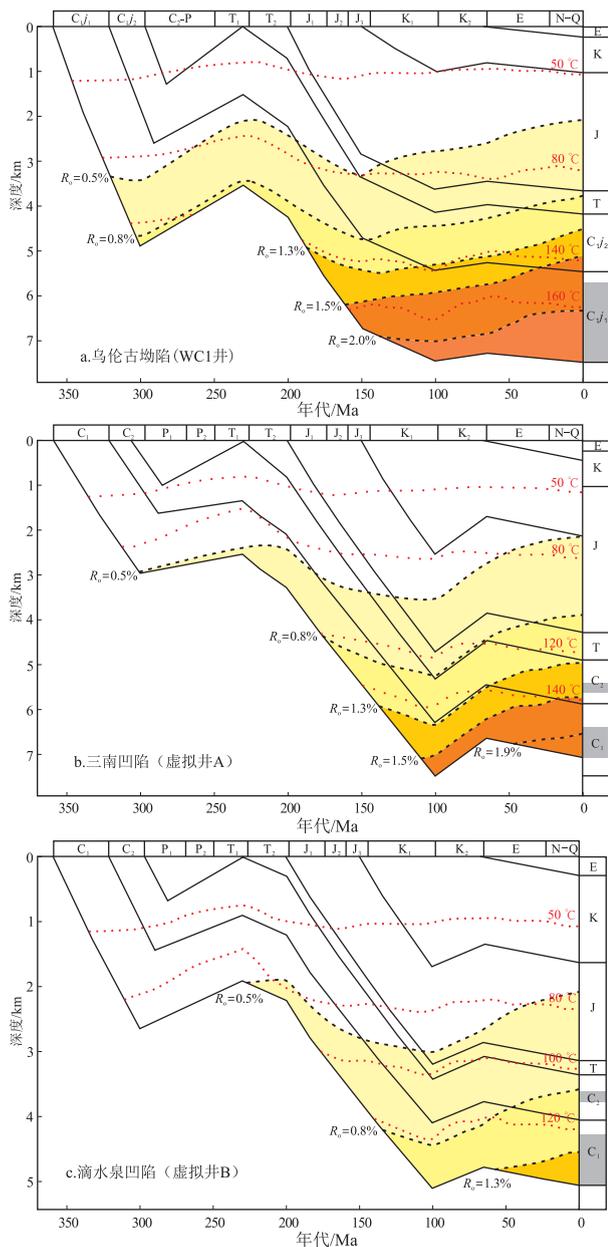


图 5 准噶尔盆地东北缘各凹陷单井埋藏史、热史演化  
Fig.5 Burial and thermal evolution histories of single well in different sags, northeastern margin of Junggar Basin

高成熟演化阶段, 开始大量生气。

侏罗纪—白垩纪末期, 滴北凸起和红岩断阶带的持续隆升, 造成侏罗—白垩系大量剥蚀, 石炭系演化程度较低,  $R_o$  值分布在 0.7%~0.9% (图 6c)。其余凹陷持续沉积至白垩纪末达到最大埋深 (图 5a-c), 此时乌伦古坳陷整体进入高一过成熟演化阶段,  $R_o$  值分布在 1.5%~2.2%, 以生干气为主。三南凹陷  $R_o$  值分布在 1.5%~1.9%, 处于高成熟演化阶段; 而滴水泉凹陷受滴北凸起隆升影响, 白垩纪末埋深较浅,  $R_o$  值分布在 0.8%~1.3%, 处于成熟演化阶段。古近纪以后延续了白垩纪末的构造格局, 不影响早期的成熟演化特征。

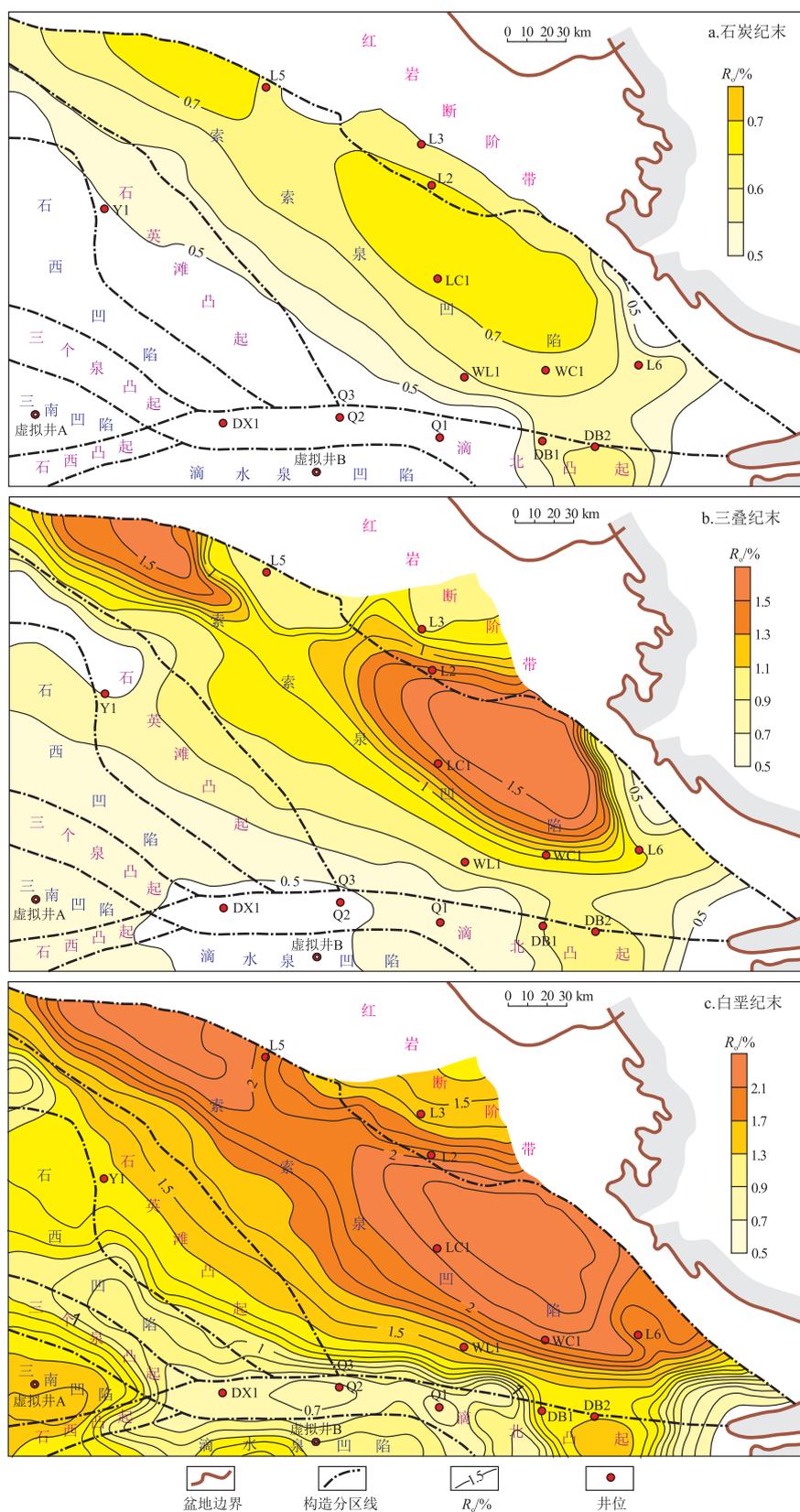


图6 准噶尔盆地东北缘石炭系烃源岩成熟度演化史模拟

Fig.6 Maturity evolution sequence of Carboniferous source rocks on northeastern margin of Junggar Basin

### 4.2 生烃演化史

通过盆地模拟计算获得了乌伦古坳陷石炭系烃源岩在石炭纪末期、白垩纪末期以及现今的生烃

强度和累积生烃量。生烃能力的模拟计算可以反映出石炭系烃源岩在不同时期生烃贡献的差异(图7)。从不同时期的生烃量来看,石炭纪末最大

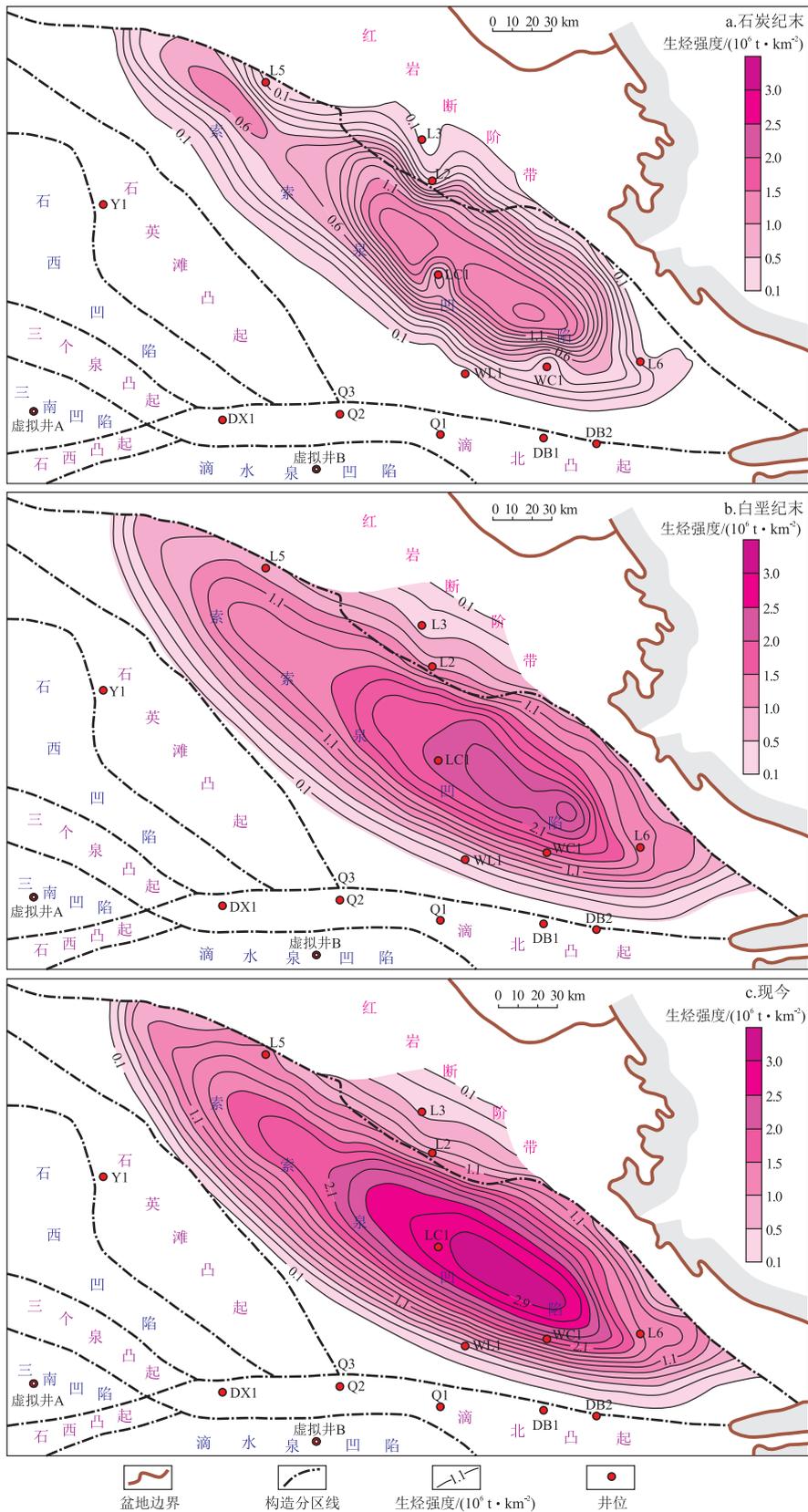


图 7 准噶尔盆地乌伦古坳陷石炭系姜巴斯套组累计生烃强度模拟分布

Fig.7 Simulated cumulative distribution of hydrocarbon generation intensity of Carboniferous Jiangbasitao Formation, Wulungu Depression, Junggar Basin

生烃强度达到  $110 \times 10^6 \text{ t} / \text{km}^2$ , 白垩纪末最大生烃强度达到  $210 \times 10^6 \text{ t} / \text{km}^2$ , 到现今最大生烃强度达

到  $290 \times 10^6 \text{ t} / \text{km}^2$ 。白垩纪末是生烃高峰期, 生烃中心位于索索泉凹陷 LC1 井附近, 与烃源岩厚度

分布中心较为一致。生烃强度沿着凹陷沉积中心呈北西向迁移,而红岩断阶带和乌伦古坳陷南斜坡的生烃强度较小,也反映出侏罗—白垩纪时期南北挤压冲断作用的效应对石炭系烃源岩生烃演化的影响。

基于WC1井烃源岩模拟样品得到的产烃率计算的生烃量结果表明,早期以生油为主,石炭纪末累计生烃量为 $103.0 \times 10^8$  t,其中生油量达到 $73.6 \times 10^8$  t,生气量为 $29.4 \times 10^8$  t,气油比为2.5。白垩纪末气产率增大,累计生烃量为 $184.4 \times 10^8$  t,生气量达到 $104.1 \times 10^8$  t,生油量为 $80.3 \times 10^8$  t。现今以生气为主,累计生烃量为 $205.2 \times 10^8$  t,生气量达到 $146.0 \times 10^8$  t。从不同时期生烃贡献的差异看,石炭纪末为主要的生油高峰期,白垩纪末是主要的生气高峰期。

## 5 结论

(1)准噶尔盆地东北缘石炭系烃源岩具有分区演化、差异成熟的特点。乌伦古坳陷成熟早,且具有二次生烃的特点,石炭纪开始生烃,二叠纪末生烃停滞,晚期埋藏演化至过成熟演化阶段,现今以生气为主;三南和滴水泉凹陷成熟晚,三叠纪才开始生烃,晚期埋藏演化至成熟—高成熟演化阶段,现今以生凝析油气为主。

(2)准噶尔盆地东北缘不同凹陷之间石炭系烃源岩热演化差异,主要受控于不同构造单元埋藏演化史及不同盆地类型构造—热体制的差异。石炭纪乌伦古坳陷处于弧后盆地位置,沉积厚度大且热流值高;三南和滴水泉凹陷处于弧内裂陷盆地,沉积厚度薄且热流值相对低。石炭纪末至二叠纪的强烈隆升剥蚀,造成乌伦古坳陷石炭系烃源岩热演化停滞,三南和滴水泉凹陷的烃源岩成熟度增加缓慢。

(3)乌伦古坳陷石炭系姜巴斯套组烃源岩累计生烃量为 $205.2 \times 10^8$  t。其中,石炭纪末生烃量为 $103.0 \times 10^8$  t,是主要的生油高峰期;白垩纪末生烃量为 $184.4 \times 10^8$  t,是主要的生气高峰期。

致谢:本文得到了原胜利油田西部新区研究院提供的基础资料,在此表示感谢!

### 参考文献:

- [1] 张庆春,石广仁,田在艺.盆地模拟技术的发展现状与未来展望[J].石油实验地质,2001,23(3):312-317.  
ZHANG Qingchun,SHI Guangren,TIAN Zaiyi.Present developing situation and future prospects of basin simulation technology[J].Petroleum Geology & Experiment,2001,23(3):312-317.
- [2] 刘可禹,刘建良.盆地和含油气系统模拟(BPSM)研究现状及发展趋势[J].石油科学通报,2017,2(2):161-175.  
LIU Keyu,LIU Jianliang.Current status and future development

- trends of Basin and Petroleum System Modeling (BPSM)[J].Petroleum Science Bulletin,2017,2(2):161-175.
- [3] 郭秋麟,陈宇生,柳庄小雪,等.盆地模拟关键技术之油气运聚模拟技术进展[J].石油实验地质,2020,42(5):846-857.  
GUO Qiulin,CHEN Ningsheng,LIU Zhuangxiaoxue,et al.Advance of basin modeling key techniques: hydrocarbon migration and accumulation simulation[J].Petroleum Geology & Experiment,2020,42(5):846-857.
- [4] GUIDISH T M,KENDALL C G S T,LERCHE I,et al.Basin evaluation using burial history calculations: an overview [J].AAPG Bulletin,1985,69(1):92-105.
- [5] UNGERER P,BURRUS J,DOLIGEZ B,et al.Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration [J].AAPG Bulletin,1990,74(3):309-335.
- [6] 韩杨,高先志,周飞,等.柴达木盆地北缘腹部侏罗系烃源岩热演化特征及其对油气成藏影响[J].天然气地球科学,2020,31(3):358-369.  
HAN Yang,GAO Xianzhi,ZHOU Fei,et al.Thermal evolution of Jurassic source rocks and their impact on hydrocarbon accumulation in the northern margin of Qaidam Basin,NW China[J].Natural Gas Geoscience,2020,31(3):358-369.
- [7] 郑见超,李斌,吴海燕,等.基于盆地模拟技术的烃源岩热演化史及油气关系研究:以塔里木盆地玉尔吐斯组为例[J].油气地质与采收率,2018,25(5):39-49.  
ZHENG Jianchao,LI Bin,WU Haiyan,et al.Study on the thermal history of the source rock and its relationship with hydrocarbon accumulation based on the basin modeling technology:a case of the Yuertusi Formation of Tarim Basin[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2018,25(5):39-49.
- [8] 徐旭辉,朱建辉,江兴歌,等.TSM盆地模拟原理方法与应用[J].石油实验地质,2017,39(6):729-737.  
XU Xuhui,ZHU Jianhui,JIANG Xingge,et al.Principle of TSM basin simulation system and its application[J].Petroleum Geology and Experiment,2017,39(6):729-737.
- [9] 江兴歌,曾华盛,朱建辉,等.川西坳陷中部上三叠统烃源岩动态演化模拟[J].石油与天然气地质,2012,33(4):545-551.  
JIANG Xingge,ZENG Huasheng,ZHU Jianhui,et al.Dynamic evolution simulation of the Upper Triassic source rocks in central part of Western Sichuan Depression[J].Oil & Gas Geology,2012,33(4):545-551.
- [10] 张奎华,李艳丽,张关龙,等.乌伦古坳陷石炭系烃源岩再认识[J].西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(5):1-6.  
ZHANG Kuihua,LI Yanli,ZHANG Guanlong,et al.The further understanding of Carboniferous source rocks in Wulungu Depression[J].Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition),2013,35(5):1-6.
- [11] HU Di,RAO Song,WANG Zhuting,et al.Thermal and maturation history for Carboniferous source rocks in the Junggar Basin, Northwest China: implications for hydrocarbon exploration [J].Petroleum Science,2020,17(1):36-50.
- [12] 徐兴友.乌伦古坳陷石炭系烃源岩有机地球化学特征研究[J].长江大学学报(自科版),2014,11(10):50-53.  
XU Xingyou.Study on organic geochemical characteristics of Carboniferous source rocks in Wulungu Depression [J].Journal of Yangtze University (Nat Sci Edit),2014,11(10):50-53.

- [13] 卫延召,宋志华,奇瑞,等.准噶尔盆地陆梁隆起东部南北凸起天然气成因来源再认识[J].天然气地球科学,2019,30(6):840-849.  
WEI Yanzhao, SONG Zhihua, QI Rui, et al. Re-examination of genetic types and origins of natural gases from Dibeil Uplift, eastern Luliang Uplift, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6):840-849.
- [14] 杨迪生,肖立新,阎桂华,等.准噶尔盆地南缘四棵树一凹陷构造特征与油气勘探[J].新疆石油地质,2019,40(2):138-144.  
YANG Disheng, XIAO Lixin, YAN Guihua, et al. Structural characteristics and petroleum exploration in Sikeshu sag, southern margin of Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2):138-144.
- [15] 朱明,汪新,肖立新.准噶尔盆地南缘构造特征与演化[J].新疆石油地质,2020,41(1):9-17.  
ZHU Ming, WANG Xin, XIAO Lixin. Structural characteristics and evolution in the southern margin of Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(1):9-17.
- [16] 王圣柱,王千军,张关龙,等.准噶尔盆地石炭系烃源岩发育模式及地球化学特征[J].油气地质与采收率,2020,27(4):13-25.  
WANG Shengzhu, WANG Qianjun, ZHANG Guanlong, et al. Development mode and geochemical characteristics of Carboniferous source rocks in Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(4):13-25.
- [17] SUN Ping'an, WANG Yuce, LENG Kun, et al. Geochemistry and origin of natural gas in the eastern Junggar Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 75:240-251.
- [18] 王圣柱,李艳丽,张奎华,等.准噶尔盆地石炭系不同类型烃源岩生烃模拟研究[J].世界地质,2015,34(3):697-703.  
WANG Shengzhu, LI Yanli, ZHANG Kuihua, et al. Simulation study of hydrocarbon generation for different Carboniferous source rocks in Junggar Basin [J]. World Geology, 2015, 34(3):697-703.
- [19] 余腾孝,曹自成,徐勤琪,等.准噶尔盆地北部古生代构造演化与石炭系烃源岩[J].石油与天然气地质,2010,31(1):91-97.  
YU Tengxiao, CAO Zicheng, XU Qinqi, et al. The Paleozoic tectonic evolution and the Carboniferous source rocks in the northern Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1):91-97.
- [20] 李涤.准噶尔盆地及邻区石炭纪构造格架与沉积充填演化[D].北京:中国地质大学(北京),2016.  
LI Di. Carboniferous tectonic framework and sedimentary filling evolution in the Junggar Basin and adjacent area, NW China [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2016.
- [21] 朱夏.活动论构造历史观[J].石油实验地质,1991,13(3):201-209.  
ZHU Xia. Activity theory constructs the historical view [J]. Petroleum Geology & Experiment, 1991, 13(3):201-209.
- [22] 金之钧.《朱夏论中国含油气盆地构造》习得:纪念朱夏先生诞辰 100 周年[J].石油实验地质,2020,42(5):670-674.  
JIN Zhijun. Acquisition of "ZHU Xia's discussion on China's petroleum basin": Commemorating the 100th birthday of Mr. ZHU Xia [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5):670-674.
- [23] 杨凤丽,周晓峰,胡虞杨,等.新元古代扬子克拉通 TSM 盆地原型分析[J].石油实验地质,2020,42(5):742-755.  
YANG Fengli, ZHOU Xiaofeng, HU Yuyang, et al. TSM prototype basins on the Neoproterozoic Yangtze Craton [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5):742-755.
- [24] 徐旭辉,方成名,陆建林,等.原型控源、迭加控藏:油气盆地资源分级评价与有利勘探方向优选思维及技术[J].石油实验地质,2020,42(5):824-836.  
XU Xuhui, FANG Chengming, LU Jianlin, et al. Hydrocarbon sources controlled by basin prototype and petroleum accumulation controlled by basin superposition: thoughts and technology of resource grading evaluation and exploration optimization in petroliferous basins [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5):824-836.
- [25] 文磊,孙相灿,李程,等.准噶尔盆地乌伦古坳陷中—新生代构造演化及成因机制[J].岩石学报,2019,35(4):1107-1120.  
WEN Lei, SUN Xiangcan, LI Cheng, et al. Meso- and Cenozoic tectonic evolution and formation mechanism of the Wulungu Depression, Junggar Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2019, 35(4):1107-1120.
- [26] 曲彦胜,王圣柱,李艳丽,等.乌伦古地区石炭系烃源岩生烃潜力评价[J].特种油气藏,2016,23(2):31-35.  
QU Yansheng, WANG Shengzhu, LI Yanli, et al. Hydrocarbon potential evaluation of Carboniferous source rocks in Wulungu [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2016, 23(2):31-35.
- [27] 饶松,胡圣标,朱传庆,等.准噶尔盆地大地热流特征与岩石圈热结构[J].地球物理学报,2013,56(8):2760-2770.  
RAO Song, HU Shengbiao, ZHU Chuanqing, et al. The characteristics of heat flow and lithospheric thermal structure in Junggar Basin, northwest China [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2013, 56(8):2760-2770.
- [28] 胡圣标,何丽娟,汪集旸.中国大陆地区大地热流数据汇编(第三版)[J].地球物理学报,2001,44(5):611-626.  
HU Shengbiao, HE Lijuan, WANG Jiyang. Compilation of heat flow data in the China continental area (3rd edition) [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2001, 44(5):611-626.
- [29] 王社教,胡圣标,汪集旸.准噶尔盆地热流及地温场特征[J].地球物理学报,2000,43(6):771-779.  
WANG Shejiao, HU Shengbiao, WANG Jiyang. The characteristics of heat flow and geothermal fields in Junggar Basin [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2000, 43(6):771-779.
- [30] 邱楠生,杨海波,王绪龙.准噶尔盆地构造—热演化特征[J].地质科学,2002,37(4):423-429.  
QIU Nansheng, YANG Haibo, WANG Xulong. Tectono-thermal evolution in the Junggar Basin [J]. Chinese Journal of Geology, 2002, 37(4):423-429.
- [31] 陈发景,汪新文,汪新伟.准噶尔盆地的原型和构造演化[J].地质前缘,2005,12(3):77-89.  
CHEN Fajing, WANG Xinwen, WANG Xinwei. Prototype and tectonic evolution of the Junggar Basin, northwestern China [J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3):77-89.
- [32] 唐洁云.准噶尔盆地北缘乌伦古坳陷构造特征与油气关系[D].北京:中国地质大学(北京),2014.  
TANG Jieyun. Tectonic characteristics of Wulungu Depression, north margin of Junggar Basin and its relationship with hydrocarbon [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2014.