

引用: 方锐, 蒋裕强, 杨长城, 等. 四川盆地侏罗系凉高山组页岩油地质特征 [J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 66-78.

Fang Rui, Jiang Yuqiang, Yang Changcheng, et al. Geological characteristics of shale oil in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 66-78.

四川盆地侏罗系凉高山组页岩油地质特征

方锐¹ 蒋裕强¹ 杨长城² 王占磊¹ 孙莎莎³ 朱讯² 李顺⁴ 谷一凡¹ 周亚东¹
刘冬玺⁵ 罗焱⁶ 罗宇卓⁷

(1 西南石油大学地球科学与技术学院; 2 中国石油西南油气田公司; 3 中国石油勘探开发研究院; 4 中国石油西南油气田公司川中油气矿; 5 中国石油西南油气田公司重庆气矿; 6 中国石油集团东方地球物理勘探公司西南物探分公司; 7 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院)

摘 要: 近年来, 四川盆地侏罗系湖相页岩油勘探取得了重大突破, 展现出巨大勘探潜力。为了进一步支撑深化勘探, 基于野外露头、测井、钻井取心和系统取样分析资料, 开展了四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合条件下页岩地球化学特征、岩石脆性、孔隙结构及含油气性等研究, 明确了优势页岩岩性组合类型。结果表明: 凉高山组页岩发育层段可细分为纯页岩组合、介壳型页岩组合、粉砂型页岩组合 3 类 5 种岩性组合; 5 种岩性组合中页岩均处于热成熟阶段, 但有机质含量、类型、脆性矿物含量存在差异, 纯页岩组合中页岩 TOC 平均值大于 1%, 有机质类型为 II₁ 型, 脆性矿物含量大于 52%; 介壳型页岩组合中页岩有机质特征与纯页岩组合相似, 但脆性矿物含量大于 65%; 粉砂型页岩组合中页岩 TOC 平均值小于 1%, 有机质类型为 II₂ 型, 脆性矿物含量大于 65%。不同组合储集空间主要为微裂缝及无机孔 (孔径 10~500nm), 但粉砂型页岩组合喉道较宽, 孔隙连通性优于纯页岩组合及介壳型页岩组合。纯页岩组合游离烃含量大于 1mg/g, 含油性好, 纯页岩组合和粉砂型页岩组合部分 OSI 大于 100mg/g, 可动性较强。综合分析认为, 纯页岩组合与粉砂型页岩组合为页岩油勘探有利岩性组合。粉砂型页岩组合因具有良好的可压裂性, 可成为凉高山组页岩油下步勘探的主要甜点层段。

关键词: 岩性组合; 页岩油储层; 四川盆地; 凉高山组; 勘探方向

中图分类号: TE112.1 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.04.007

Geological characteristics of shale oil in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

Fang Rui¹, Jiang Yuqiang¹, Yang Changcheng², Wang Zhanlei¹, Sun Shasha³, Zhu Xun², Li Shun⁴, Gu Yifan¹, Zhou Yadong¹,
Liu Dongxi⁵, Luo Yao⁶, Luo Yuzhuo⁷

(1 School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University; 2 PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company; 3 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development; 4 Branch of Chuanzhong Oil and Gas Field, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company; 5 Chongqing Gas Field, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company; 6 Southwest Branch, BGP Inc., CNPC; 7 Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company)

Abstract: In recent years, major breakthroughs have been made in the exploration of the Jurassic lacustrine shale oil in Sichuan Basin, showing

基金项目: 中国石油—西南石油大学创新联合体科技合作项目“海陆过渡相优质页岩形成与成储机制研究”(2020CX030101); 中国石油勘探开发研究院外协项目“川中北部—川东北地区凉高山组页岩储层特征及孔隙有效性研究”(RIPED-2021-JS-1448)。

第一作者简介: 方锐 (1995-), 男, 四川峨眉山人, 在读博士, 现从事非常规油气地质学方面的研究工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道 8 号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: 19980456728@163.com

通信作者简介: 王占磊 (1982-), 男, 河南开封人, 博士, 2022 年毕业于西南石油大学, 讲师, 现从事非常规油气地质学方面的研究工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道 8 号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: zlwang@swpu.edu.cn

收稿日期: 2023-05-29; 修改日期: 2023-07-10

great exploration potential. In order to support the further deepening exploration, the field outcrop, logging, well drilling, coring and systematic core sample experimental data are combined to analyze the geochemical characteristics, rock brittleness, pore structure and oil and gas bearing properties of shale with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation, and identify the lithologic combination types of the dominant shale. The results indicate that the lithologic combination of shale interval in Lianggaoshan Formation is classified into three categories and five types, i.e., pure shale combination, shell type shale combination, and siltstone type shale combination; Among the five types of lithologic combinations, shale is in the mature stage, but there are differences in organic matter content, type, and brittle mineral content. The shale of pure shale combination has an average TOC of greater than 1%, Type II₁ organic matter, and brittle mineral content of higher than 52%; The organic matter characteristics of the shale of the shell type shale combination are similar to those of the pure shale combination, but the content of brittle minerals is greater than 65%; The shale of the siltstone type shale combination has an average TOC of less than 1%, Type II₂ organic matter type, and the brittle mineral content of greater than 65%. The main reservoir space of various combinations is composed of microfractures and inorganic pores (pore diameter of 10-500 nm). The siltstone type shale combination has a larger pore throat and better pore connectivity than the pure shale combination and shell type shale combination. The free hydrocarbon content of the pure shale combination is greater than 1 mg/g, showing good oil-bearing property. OSI of the pure shale combination and the siltstone type shale combination is greater than 100 mg/g of some samples, indicating good oil movability. The comprehensive analysis shows that pure shale combination and siltstone type shale combination are favorable lithologic combination for shale oil exploration. Benefiting from the good fracability, the siltstone type shale combination is the main sweet spot for shale oil exploration in Lianggaoshan Formation.

Key words: lithologic combination, shale oil reservoir, Sichuan Basin, Lianggaoshan Formation, exploration orientation

0 引言

我国已在渤海湾盆地、松辽盆地等多个盆地取得湖相页岩油勘探突破, 该领域显示出了巨大资源潜力和广阔开发前景, 是油气增储上产的重要战略接替领域。四川盆地侏罗系经历了常规油气勘探、致密油气攻关和页岩油气探索 3 个勘探阶段, 2010 年以前, 常规油气勘探目标集中在凉高山组砂岩和自流井组大安寨段裂缝型石灰岩油藏, 利用直井与大型加砂压裂技术获大量高产工业油流; 在常规勘探基础上, 2011—2018 年的致密油攻关阶段重点针对自流井组大安寨段块状灰岩、沙溪庙组一段(沙一段)致密砂岩开展工作, 利用水平井加体积压裂为核心的配套技术钻探 16 口井, 仅沙溪庙组一段砂岩获得突破。近年来, 随着侏罗系页岩油研究的深化, 勘探对象从传统的砂岩、碳酸盐岩转变为湖相页岩, 取得了一系列重大突破。中国石油在川东北平昌地区平安 1 井凉高山组页岩日产油 112.8 m³、日产气 11.45 × 10⁴ m³ [1-2], 在川东地区 YT1 井凉高山组日产气为 1.83 × 10⁴ m³、日产油为 1.16 m³, TD002-X18 井上返测试凉高山组致密砂岩储层, 自喷日产气 1.29 × 10⁴ m³、微量凝析油; 中国石化在普光气田普陆 3 井凉高山组日产气 13 × 10⁴ m³, 泰页 1 井凉高山组日产气 7.5 × 10⁴ m³、日产油 9.8 m³ [3-9]。四川盆地侏罗系凉高山组、大安寨段、东岳庙段 3 套富有机质页岩规模叠置分布, 页岩油资源量超过 20 × 10⁸ t, 具备页岩油气勘探的良好资源基础 [10-12]。

由于湖相页岩非均质性强, 岩性组合类型多样, 岩性组合对页岩油储层的发育及含油性等特征具有明显控制作用, 不同类型岩性组合条件下页岩油富集规律及主控因素差异明显, 纯页岩型、夹层型页岩均可发育甜点段, 目前已在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、渤海湾盆地等多个盆地勘探实践得到印证 [13-24]。四川盆地湖相页岩油研究刚刚起步, 认识尚不深入, 复杂岩性组合条件下储层及含油非均质性较强, 限制了页岩油地质关键甜点的选择。本文利用 XQ1 井、YT1 井、HQ1 井、PA1 井、YQ1 井、YJ1 井 6 口取心井的侏罗系凉高山组页岩层段资料进行系统分析, 主要从页岩岩性组合类型的识别与划分入手, 开展不同类型页岩的地球化学特征、储集特征、脆性特征、含油气特征等研究与对比分析, 优选有利岩性组合类型, 以期对四川盆地侏罗系页岩油的深化勘探起到积极推动作用。

1 地质概况

四川盆地形成于印支期, 现今的构造面貌是喜马拉雅构造运动综合褶皱作用所形成。构造上处于扬子地台的西北侧, 是扬子地台的一个次级构造单元。盆地呈明显的菱形结构形态(图 1 左), 其北部为米仓山断褶带、大巴山断褶带, 西部为龙门山断褶带, 西南部为峨眉山—瓦山断褶带, 东部为大娄山褶皱带、齐岳山断褶带 [25]。区域内构造褶皱强烈, 发育一系列北东—南西向高陡背斜、向斜带, 背斜狭窄, 向斜宽缓。

强还原条件等因素控制^[26]，主要分布于自流井组东岳庙段、大安寨段，凉高山组及沙一段顶部。凉高山组岩性以砂岩、泥页岩为主，依据次级湖泛期页岩空间分布及岩性组合，自下而上划分为凉一段、凉二段、凉三段（图1右）。

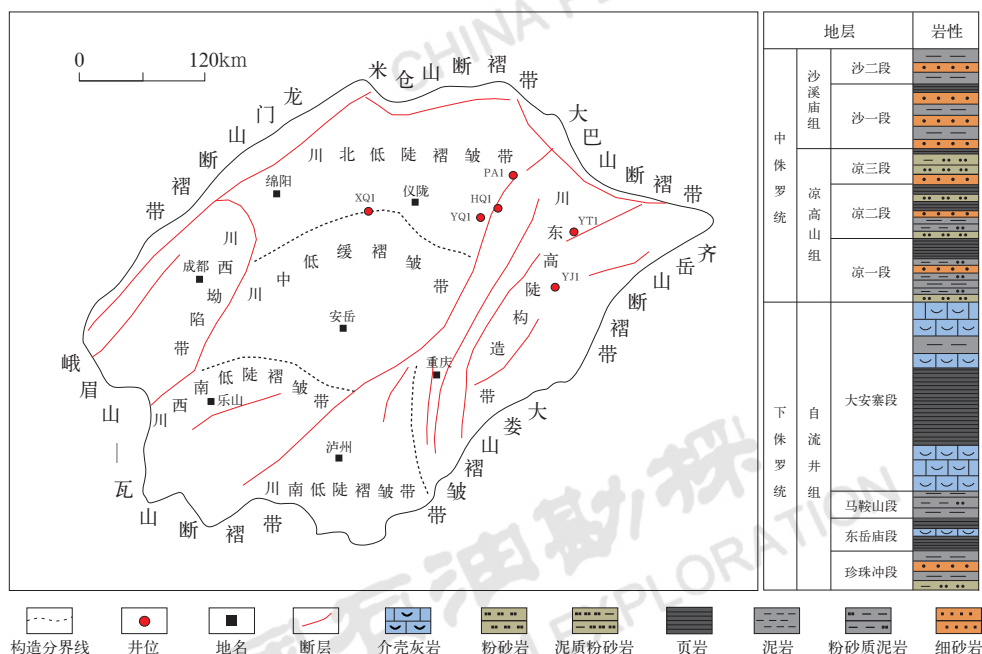


Fig.1 Division of structural units in Sichuan Basin (left) and stratigraphic column of the Jurassic Lianggaoshan Formation (right)

2.2 岩性组合类型

凉高山组泥页岩作为致密油气烃源岩,由于其不同岩性组合的矿物组成、水动力环境、有机质生烃基础、储集空间等方面显示不同特征,导致不同岩性组合的页岩地层具有不同含油性、物性和可动性,不同页岩层或同一页岩层在不同地区生烃或勘探潜力差异大^[27-31]。结合野外剖面及凉高山组页岩层段岩心观察发现(图4),凉高山组富有机质页岩段主要发育3种岩性:灰黑色页岩、含介壳页岩及粉砂岩。综合区域沉积环境特征及探井实际岩心资料,重点考虑以能够反映四川盆地凉高山组页岩典型的岩石类型组合与所代表的典型沉积微相环境为依据,进一步识别并划分出三大类5种岩性组合(图5)。第一类为纯页岩组合(A型),黑色厚层页岩,页理发育,测井曲线表现为连续高GR、高AC,主要发育于半深湖—深湖泥沉积微相。第二类为介壳型页岩组合(B型),可细分为含介壳页岩组合(B1型)和含粉砂含介壳页岩组合(B2型),其中,含介壳页岩组合(B1型)为黑色页岩夹介壳层,介壳层以纹层状—薄层状产

四川盆地侏罗系凉高山组自下而上发育 6 期厚度较大的页岩 (图 2、图 3), 表明凉高山组沉积期内湖盆发生了多次迁移。第一至第三期页岩分布于凉一段, 湖盆沉积中心由川东南向川中逐渐扩展, 属于湖侵期的半深湖—深湖沉积, 为一套连续厚 20~30m 的深灰色、黑色页岩 (图 3a), 偶夹薄层粉砂岩和介壳层。第四至第六期页岩分布于凉二段及凉三段 (图 2)。凉二段沉积期湖盆中心位于川中西充、广安地区, 凉二段顶部为一套厚 15~22m 富含有机质的黑色页岩夹薄层粉—细砂岩, 局部见介壳 (图 3b)。凉三段沉积期顶部为一套厚 5~15m 富含有机质的黑色页岩夹薄层粉—细砂岩 (图 3c), 页岩厚度较薄, 分布范围较大, 南达磨溪、北到龙岗、东抵五百梯地区。3 期湖盆迁移沉积过程表明凉高山组岩性较为复杂, 不同层段、不同地区、不同岩性组合的页岩具有不同的储层特征。

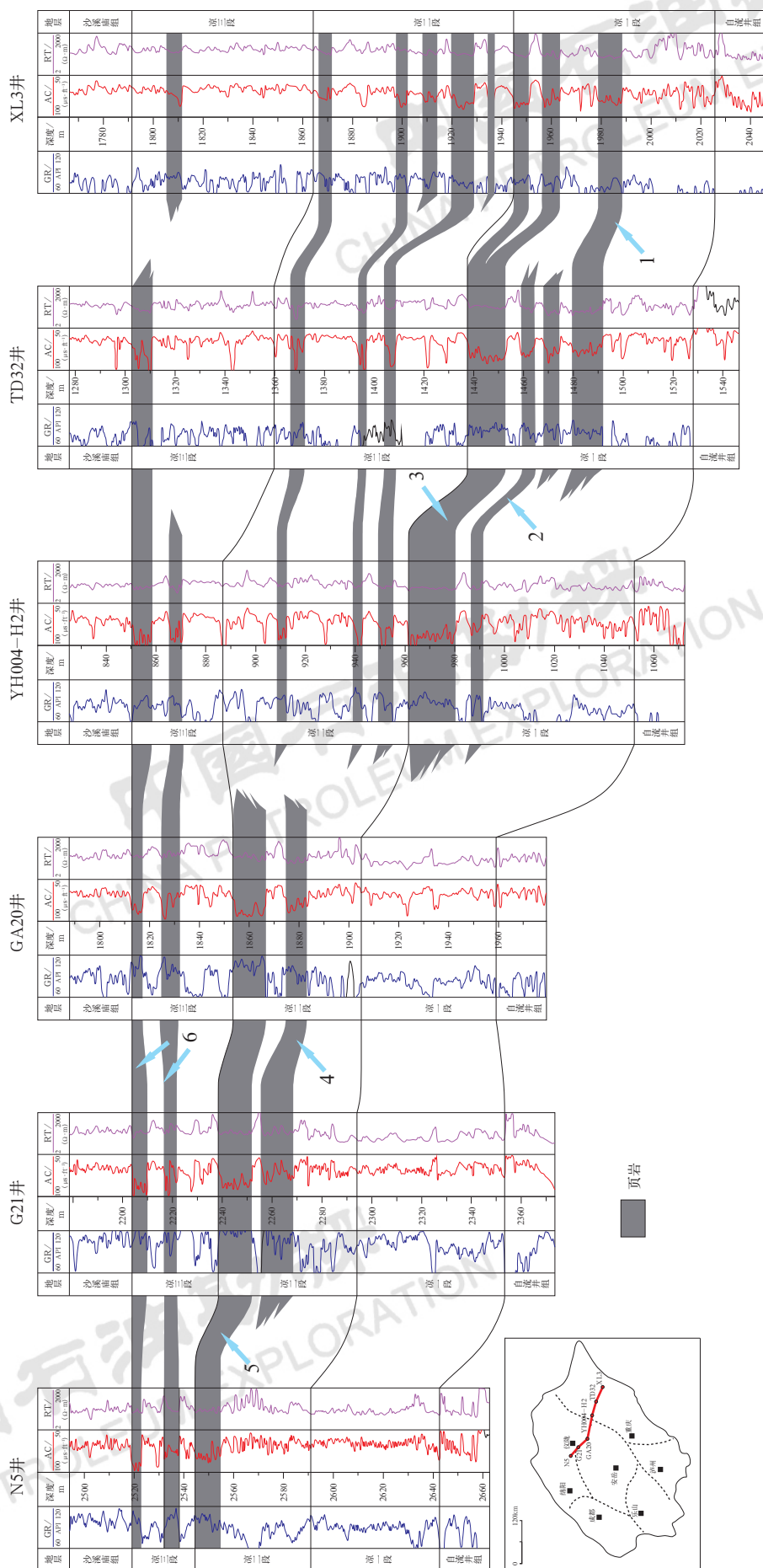


图 2 四川盆地侏罗系凉高山组页岩分布剖面图 (据文献 [26] 修改)

Fig.2 Well correlation section with shale development intervals in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin (modified after reference [26])

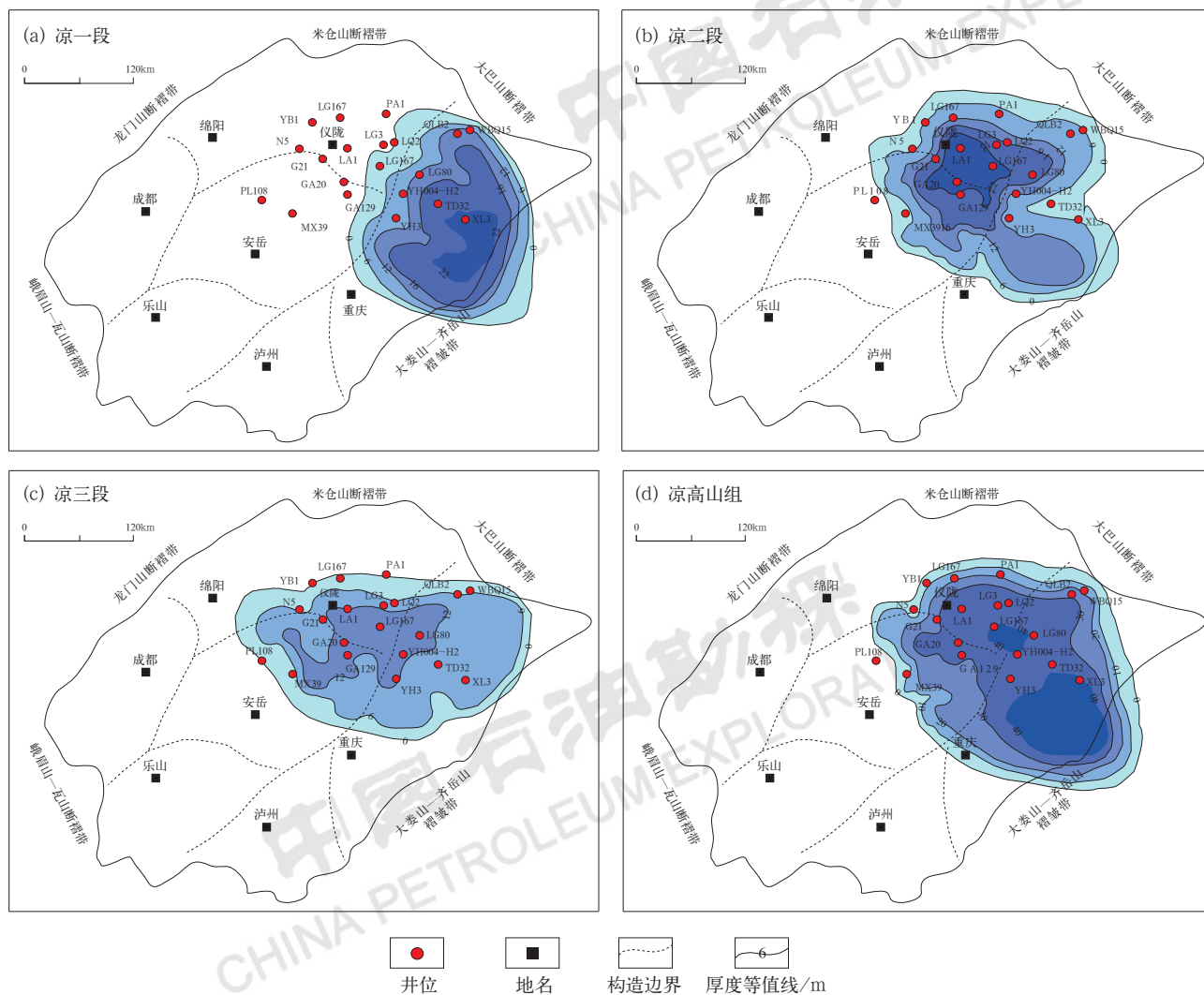


图3 四川盆地侏罗系凉高山组页岩厚度平面分布图(据文献[26]修改)

Fig.3 Shale thickness map of the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin (modified after reference [26])

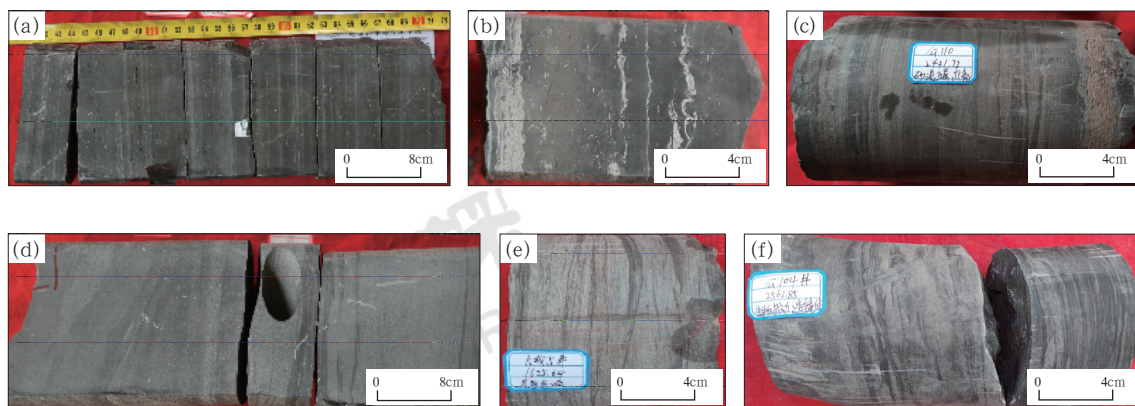


图4 四川盆地侏罗系凉高山组岩心典型特征图

Fig.4 Typical characteristics of outcrops and cores in the Jurassic Liangshan Formation in Sichuan Basin

(a) 深灰色、灰黑色页岩, XQ1 井, 2467.4~2467.74m, 凉二段; (b) 灰黑色页岩夹多条介壳层, YT1 井, 2427.66m, 凉二段; (c) 灰黑色泥页岩与粉砂质条带互层, 顶底同时见两条介壳层, G110 井, 2431.72m, 凉二段; (d) 灰黑色泥岩与深灰色粉砂岩互层, 发育波状层理, YT1 井, 2167.07~2167.46m, 凉二段; (e) 深灰色粉砂岩夹泥质纹层, 发育波状粉砂纹层, DC5 井, 1625.64m, 凉三段; (f) 灰黑色页岩夹粉砂岩层, 见砂岩透镜体, 见生物扰动, G104 井, 2562.85m, 凉二段

出，测井曲线呈指状低 GR、中—低 AC 特征，主要发育浅湖泥、介壳滩沉积微相；含粉砂含介壳页岩组合（B2 型）为页岩中夹粉砂纹层与介壳纹层不等厚互层，测井曲线表现为钟形低 GR、低 AC，主要发育浅湖泥、沙滩沉积微相。第三类为粉砂型页岩组合（C 型），可细分为含粉砂页岩组合（C1 型）和粉砂岩与泥页岩薄互层组合（C2 型），其中，含粉砂页岩组合（C1 型）为灰黑色泥页岩夹粉砂纹

层，测井曲线呈钟形或漏斗形中—低 GR、低 AC，以浅湖—半深湖泥为主要沉积微相；粉砂岩与泥页岩薄互层组合（C2 型）测井曲线表现为多个漏斗形低 GR、低 AC 相叠加，以砂泥坪为主要沉积微相。由于介壳型页岩组合及粉砂型页岩组合中除页岩外，还包含介壳纹层、粉砂纹层，本文针对不同岩性组合，分析时考虑了纹层组合整体取样，以研究不同组合的储集空间大小、连通性、含油性及可动性。

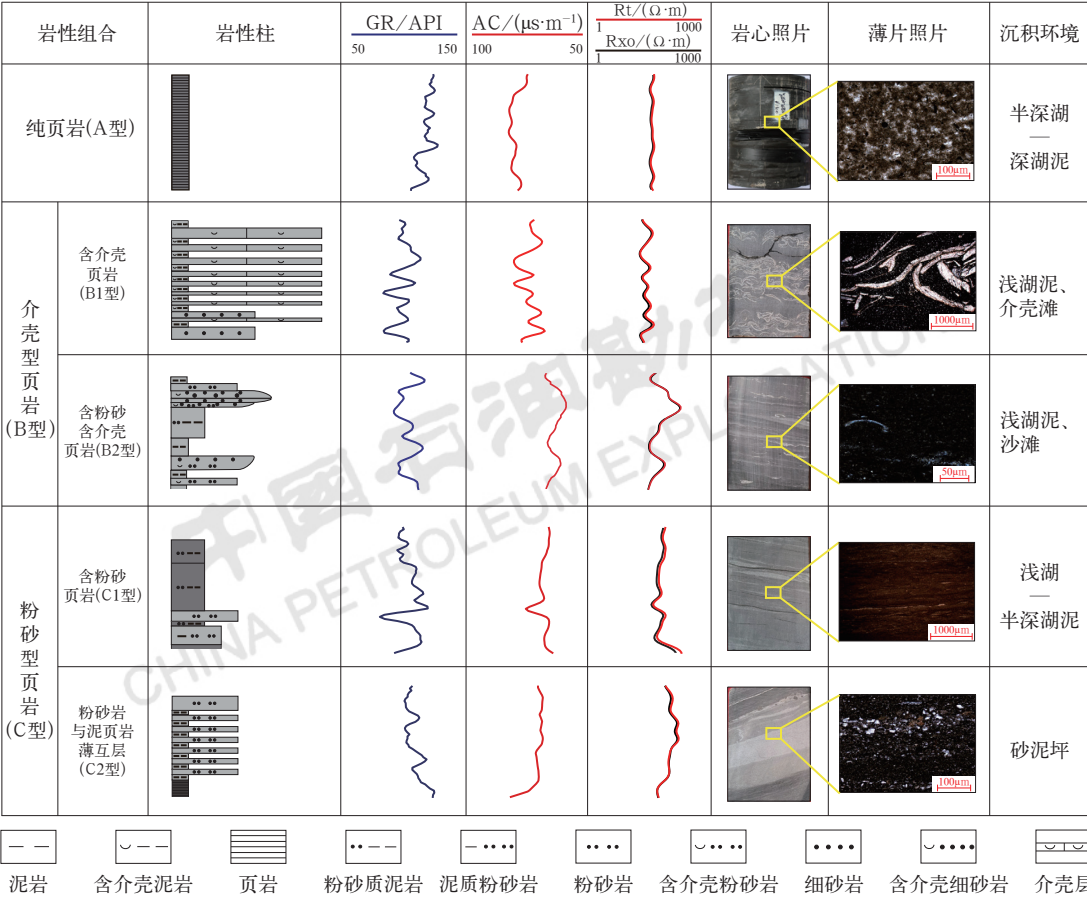


图 5 四川盆地侏罗系凉高山组页岩岩性组合类型图

Fig.5 Types of shale combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

3 页岩烃源岩特征

3.1 有机碳含量

凉高山组富有机质页岩 TOC 整体较低，其中不同岩性组合页岩 TOC 差别较大。A 型纯页岩组合中页岩 TOC 为 0.22%~3.29%，平均为 1.13%；B1 型含介壳页岩组合中页岩 TOC 为 0.39%~2.20%，平均为 1.18%；B2 型含粉砂含介壳页岩组合中页岩

TOC 为 0.31%~2.06%，平均为 1%；C1 型含粉砂页岩组合中页岩 TOC 为 0.18%~3.01%，平均为 0.95%；C2 型粉砂岩与泥页岩薄互层组合中页岩 TOC 为 0.11%~2.73%，平均为 0.75%。凉高山组不同岩性组合页岩普遍具有生烃潜力，其中纯页岩组合与介壳型页岩组合页岩 TOC 平均值大于或等于 1%，相对粉砂型页岩组合较高，具有较强生烃能力。

3.2 热演化程度与有机质类型

凉高山组不同岩性组合页岩有机质成熟度 R_o 。介

于0.88%~1.70%，平均为1.03%~1.26%，反映出不同岩性组合富有机质页岩以成熟阶段为主，处于大量生油时期，页岩具有大量生油的潜力。

沉积环境的不同影响着烃源岩中有机质的类型。A型纯页岩组合页岩有机质以腐泥组含量最高，平均可达80%左右，其次是惰质组和镜质组，平均分别为9%和7%，壳质组含量较低，有机质类型大多为Ⅱ₁型；B型介壳型页岩组合页岩有机质以腐泥组含量

最高，平均可达52%左右，壳质组含量稍低，平均在40%左右，镜质组含量平均为9%，惰质组含量极低，有机质类型大多为Ⅱ₁型；C型粉砂型页岩组合页岩有机质以腐泥组含量最高，其次是惰质组，有机质类型大多为Ⅱ₂型（表1）。总的来说，A型纯页岩组合与B型介壳型页岩组合页岩有机质类型好于C型粉砂型页岩组合，属于倾油型烃源岩，具备良好的生烃潜力。

表1 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合页岩有机质类型表

Table 1 Organic matter types of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

不同岩性组合烃源岩		腐泥组 /%	壳质组 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	类型指数 T1	干酪根类型
纯页岩组合 (A 型)		80	3	7	9	67.3	Ⅱ ₁
介壳型页岩组合 (B 型)	含介壳页岩组合 (B1 型)	52	39	9		64.8	Ⅱ ₁
	含粉砂含介壳页岩组合 (B2 型)	51	40	9		64.3	Ⅱ ₁
粉砂型页岩组合 (C 型)	含粉砂页岩组合 (C1 型)	46	7	14	33	6	Ⅱ ₂
	粉砂岩与泥页岩薄互层组合 (C2 型)	61	5	8	26	31.5	Ⅱ ₂

注：表中数据为平均值。

4 不同岩性组合储层特征

4.1 矿物组成与脆性指数

不同岩性组合页岩矿物组成不尽相同。A型纯页岩组合中页岩黏土矿物含量平均为48.34%，石英含量平均为42%，长石含量平均为8%，含有少量碳酸盐矿物和菱铁矿，脆性指数平均为51.32%。B1型含介壳页岩组合中页岩黏土矿物含量平均为28.23%，石英含量相对较低，平均为35%，长石含量平均为6%，碳酸盐矿物含量相对较高，平均为29%，含少量菱铁矿和黄铁矿，脆性指数平均为71.70%。B2型含粉砂含介壳页岩组合中页岩黏土矿物含量平均为31.4%，石英含量相对较低，平均为33%，长石含量平均为7%，碳酸盐矿物含量较高，平均为27%，含少量菱铁矿，脆性指数平均为68.42%。C1型含粉砂页岩组合中页岩黏土矿物含量相对较低，平均为33.6%，石英含量平均为53%，长石含量为14%，含少量碳酸盐矿物、菱铁矿和黄铁矿，脆性指数为66.33%。C2型粉砂岩与泥页岩薄互层组合中页岩黏土矿物含量平均为33.53%，石英含量平均为49%，长石含量平均为15%，含少量碳酸盐矿物、菱铁矿和黄铁矿，脆性指数平均为66.44%（图6）。纯页岩组合页岩黏土矿物含量较高，脆性指数相对较低；由于受到碎屑、碳酸盐等刚

性矿物沉积影响，介壳型页岩组合、粉砂型页岩组合页岩表现为脆性指数较高，具有较好的可压裂性。

4.2 储集空间和物性特征

四川盆地侏罗系凉高山组A型和C型组合段有机质孔发育程度略高，多为不规则状，孔径多为100~500nm；A型组合段局部发育蜂窝状有机质孔，B型组合段有机质孔发育程度较低（图7）。A型组合段无机孔主要为粒内容蚀孔、黄铁矿晶间孔，矿物边缘溶蚀形成的粒间孔较发育，孔隙多呈不规则状，孔径多大于1μm；C型组合段中无机孔主要为粒内容蚀孔、粒间孔，黄铁矿晶间孔发育程度不高，粒径多为亚微米及纳米级；B型组合段中无机孔发育程度较低。各岩性组合段微裂缝发育程度均较高，以黏土矿物开裂形成的较大裂隙及有机质边缘缝为主。

凉高山组不同岩性组合段孔隙度整体较低。A型纯页岩组合段孔隙度主要为0.35%~3.96%，平均为1.33%；B1型含介壳页岩组合段孔隙度主要为0.68%~1.43%，平均为1.07%；B2型含粉砂含介壳页岩组合段孔隙度主要为0.40%~2.12%，平均为1.05%；C1型含粉砂页岩组合段孔隙度主要为0.50%~2.25%，平均为1.21%；C2型粉砂岩与泥页岩薄互层组合段孔隙度主要为0.44%~3.98%，平均为1.35%，明显高于其他组合类型。

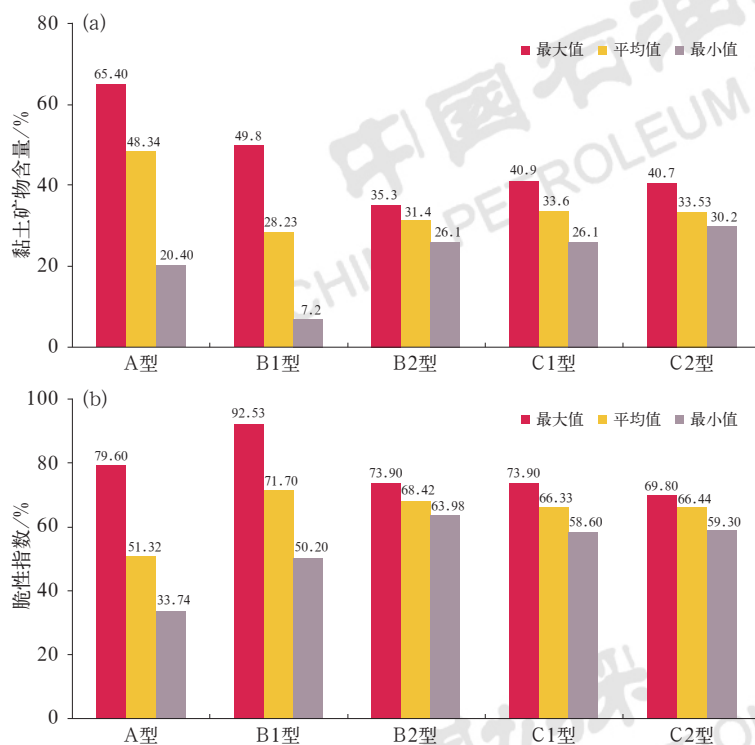


图6 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合页岩黏土矿物含量 (a) 及脆性指数 (b) 统计图

Fig.6 Clay mineral content (a) and brittleness index (b) of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

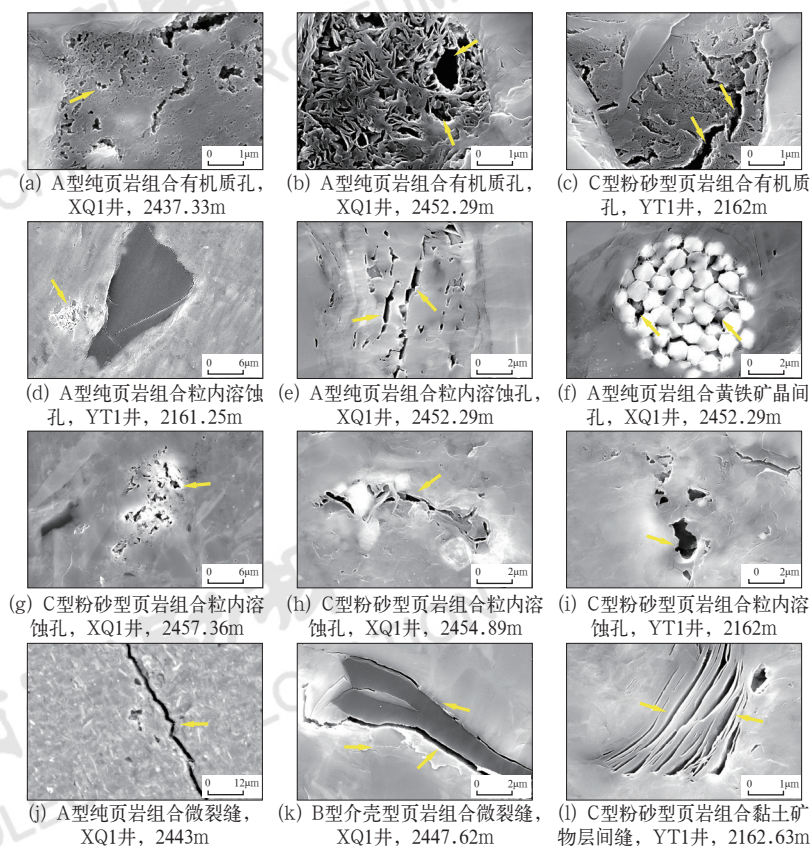


图7 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合段储集空间特征图

Fig.7 Characteristics of reservoir space in shale intervals with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

氮气吸附和脱附曲线表现出不同岩性组合段储层孔隙形态具较大差异,依据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)在滞后环的分类标准^[32],C型组合段孔喉形态为“细颈广体的墨水瓶孔隙”,孔隙发育程度高,喉道较宽,大孔、中孔均发育;A型、B型组合段孔喉形态为“狭窄的平板孔”,喉道狭窄,孔径小,中孔、微孔较发育(图8)。页岩压汞曲线表现出水平段型特征,进汞、退汞体积差异不大,说明页岩中存在细颈瓶孔隙,微孔与中孔、大孔串联配置,孔喉细小,连通性差,这种孔隙结

构有利于页岩油的聚集,但不利于流体的运移。通过高压压汞测试,纯页岩型组合段、粉砂型页岩组合段进汞量明显大于介壳型页岩组合段,甚至部分粉砂型页岩组合段样品进汞量是介壳型页岩组合段的两倍,表明粉砂型页岩组合段孔喉相对较大,连通性较好,而纯页岩组合段孔隙连通性稍差于粉砂型页岩组合,介壳型页岩组合最差。通过气体吸附—脱附、高压压汞联合表征孔径大小,有效获取了凉高山组页岩2nm~100μm孔隙分布特征,介壳型页岩组合、粉砂型页岩组合孔隙较纯页岩组合发育(图9)。

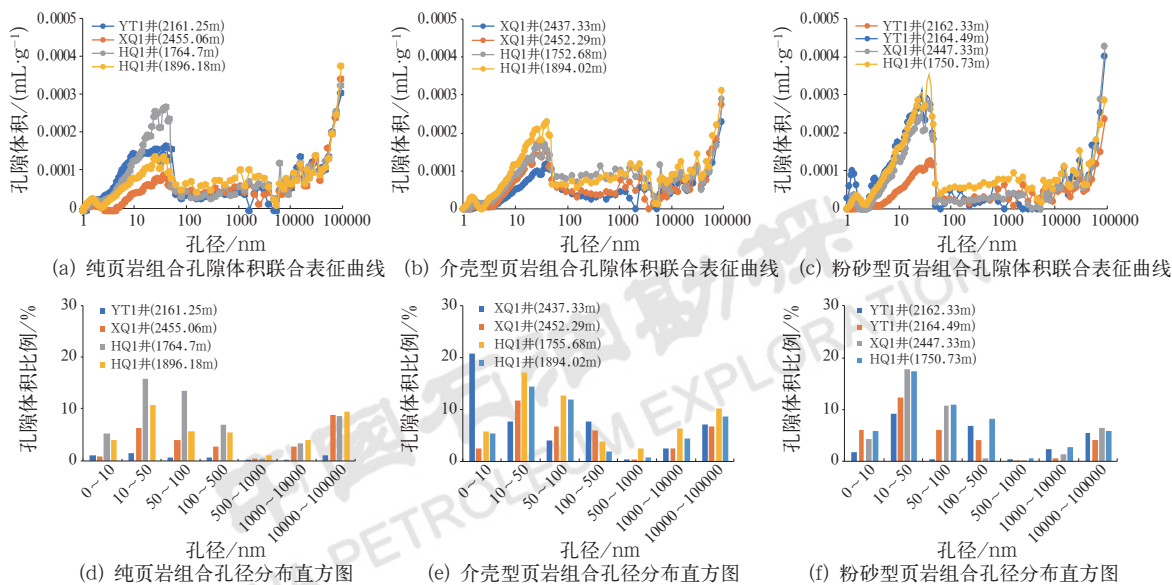


图8 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合孔隙体积和不同孔径占比统计图

Fig.8 Pore volume and proportion of various pore sizes of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

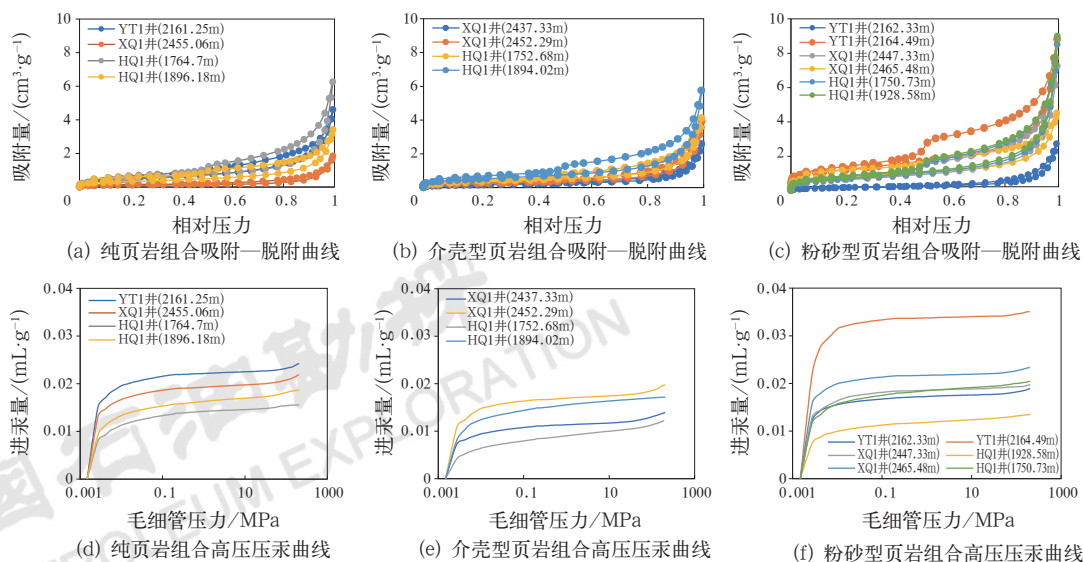


图9 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合吸附—脱附和高压压汞特征图

Fig.9 Characteristics of adsorption-desorption and high-pressure mercury injection of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

4.3 含油性特征

岩石热解生烃潜量 (S_1+S_2) 和游离烃含量 (S_1) 能直接反映页岩的含油量, 含油量大小决定了页岩层的甜点段富集区。A 型纯页岩组合, 游离烃含量介于 0.03~8.46mg/g, 平均为 1.35mg/g; 生烃潜量介于 0.2~28.9mg/g, 平均为 3.3mg/g; B1 型含介壳页岩组合游离烃含量介于 0.01~1.22mg/g, 平均为 0.24mg/g; 生烃潜量介于 0.1~2.3mg/g, 平均为 0.4mg/g; B2 型含粉砂含介壳页岩组合游离烃含量介于 0.04~0.56mg/g, 平均为 0.22mg/g; 生烃潜量介于 0.2~1.3mg/g, 平均为 0.6mg/g; C1 型含粉砂页岩组合游离烃含量介于 0.04~2.26mg/g, 平均

为 0.36mg/g; 生烃潜量介于 0.2~6.1mg/g, 平均为 1.1mg/g; C2 型粉砂岩与泥页岩薄互层组合游离烃含量介于 0.06~2.36mg/g, 平均为 0.56mg/g; 生烃潜量介于 0.6~5.6mg/g, 平均为 0.7mg/g (图 10a、b)。

通过岩石热解分析获得游离烃含量 S_1 、热解烃含量 S_2 和热解烃峰值温度 T_{max} 3 项基本热解参数, 并导出派生参数产油指数 [$I_p=S_1/(S_1+S_2)$]、有效碳含量 [$C_p=(S_1+S_2) \times 0.083$], 用以定性判断储层岩石含油性。结果表明, 纯页岩组合游离烃含量、生烃潜量平均值均最高, 产油指数较高 (图 10c), 有效碳指数高 (图 10d), 表明其含油量较其他组合大、可动用的含油量更大, 生烃潜力更强; 其次为 C1 型含粉砂页岩组合; B1 型含介壳页岩组合含油性较差, 可动烃较少, 勘探潜力较小。

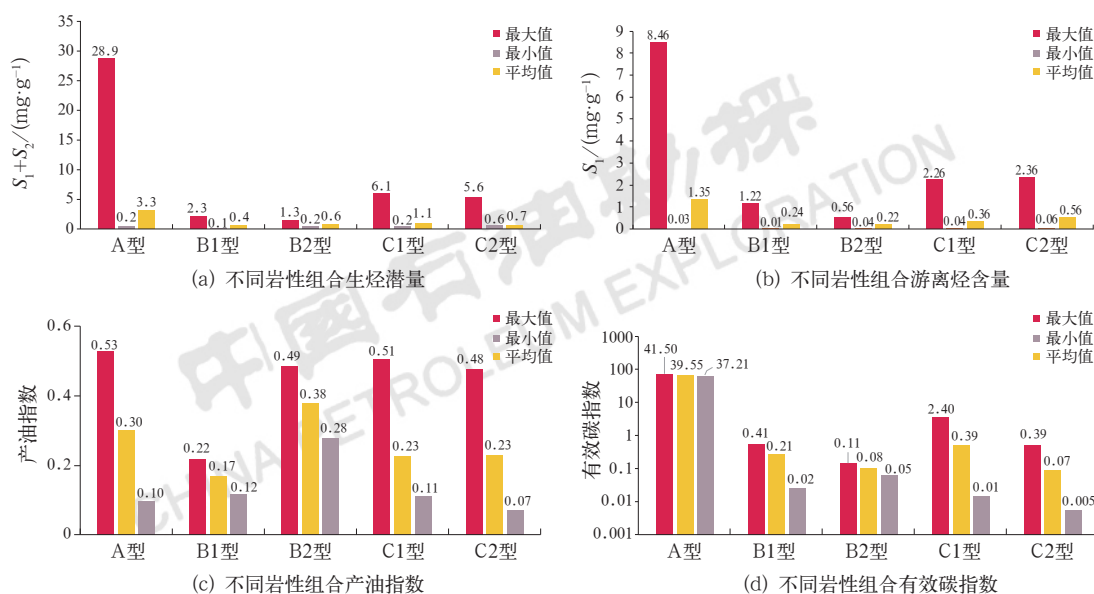


图 10 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合页岩含油性特征图

Fig.10 Oil-bearing property of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

4.4 可动性特征

目前美国典型页岩油产层页岩的含油饱和度指数 OSI 值 ($S_1/TOC \times 100$) 应用广泛^[33], 当 OSI 大于 100mg/g 时, 通常认为页岩具有可流动能力。A 型纯页岩组合与 C1 型含粉砂页岩组合部分样品 OSI 大于 100mg/g, B 型介壳型页岩组合 OSI 低于 100mg/g (图 11), 表明 A 型纯页岩组合与 C1 型含粉砂页岩组合具较高产油能力, 可动性更强。

5 优势岩性组合优选评价

页岩油气具有“源储一体”的特点, 在评价页岩油富集的主要影响因素时, 应当主要从生烃基础、储

集条件、含油性和可流动性这四方面入手。借鉴其他盆地湖相页岩评价经验, TOC 大于 1% 被认为具有生油能力^[34], 确定凉高山组页岩有利岩性组合 TOC 下限为 1%。页岩油的存储空间对于自身的富集情况具有重要影响, 考虑到凉高山组页岩相对其他盆地湖相页岩物性较差、孔隙度偏低, 以相对适中的物性下限 (孔隙度大于 1%) 为界限来确定凉高山组有利组合储集条件。湖相页岩含油性受储层含油量与孔隙体积共同影响, 在有大量的油源基础前提条件下, 储存页岩油的空间越大, 页岩的含油性就越高, 页岩油就会因此而更加富集, 受凉高山组物性较差影响, 凉高山组页岩含油性一般; 含油量是指以吸附和游离状态赋存于页岩储集空间内的烃类总量, 而以游离态赋存的

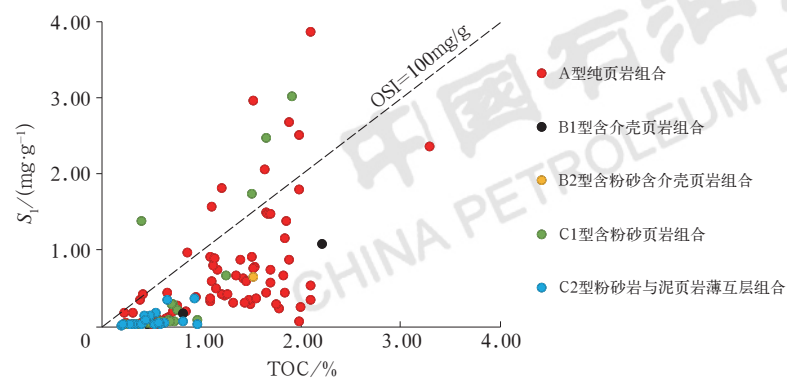


图 11 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合 OSI 识别图版

Fig.11 OSI identification plate of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

烃类为主要贡献部分，对比相似盆地经验，将游离烃含量为 1mg/g 为下限确定凉高山组有利组合含油性标准。OSI 大于 100mg/g 时，通常认为页岩具有可流动能力^[34]，以此确定凉高山组页岩可动性。综合上述分析，可以总结出四川盆地凉高山组有利岩性组合的判别标准（表 2）。

以上述评价标准对凉高山组不同岩性组合进行评价（表 3），A 型纯页岩组合 TOC 平均大于 1%，具有较高的有机质丰度，孔隙度相对较高，连通性中等，游离烃含量大于 1mg/g，含油性最好。C 型粉砂型页岩组合虽然有机质丰度稍差，但孔隙度相对较高、连通性好，含油性次于 A 型纯页岩组合，好于 B 型介壳型页岩组合。A 型纯页岩组合与 C1 型含粉砂页岩组合具较高产油能力。B 型介壳型页岩组合 TOC 平均大于 1%，由于方解石胶结作用，影响了储层物

性，导致其孔隙度最低，含油性、可动性均较差。综合分析认为，纯页岩组合为凉高山组最有利岩性组合，粉砂型页岩组合次之。

表 2 四川盆地侏罗系凉高山组有利岩性组合评价标准表

Table 2 Evaluation standards for favorable lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

评价类型	评级参数	评价标准
烃源性	TOC	大于 1%
储集性	孔隙度	大于 1%
	连通性	相对较好
含油性	S_1	大于 1mg/g
可动性	OSI	大于 100mg/g

表 3 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合储层特征对比评价表

Table 3 Comparison and evaluation of shale reservoirs with various lithologic combinations in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin

岩性组合类型		TOC/%	有机质类型	黏土矿物含量/%	孔隙度/%	脆性指数/%	$S_1/(mg \cdot g^{-1})$	生烃潜量/ $(mg \cdot g^{-1})$	OSI/ $(mg \cdot g^{-1})$	孔隙连通性	评价结果
纯页岩组合（A 型）		$\frac{0.22 \sim 3.29^*}{1.13}$	II ₁	48.34	1.33	51.32	1.35	3.3	3.6~194.6	中等	优
介壳型页岩组合（B 型）	含介壳页岩组合（B1 型）	$\frac{0.39 \sim 2.2}{1.18}$	II ₁	28.23	1.07	71.70	0.24	0.4	6.7~49.1	差	差
	含粉砂含介壳页岩组合（B2 型）	$\frac{0.31 \sim 2.06}{1.0}$	II ₁	31.40	1.05	68.42	0.22	0.6	21.2~42.9	差	差
粉砂型页岩组合（C 型）	含粉砂页岩组合（C1 型）	$\frac{0.18 \sim 3.01}{0.95}$	II ₂	33.60	1.21	66.33	0.36	1.1	6.6~355.1	好	优
	粉砂岩与泥页岩薄互层组合（C2 型）	$\frac{0.11 \sim 2.73}{0.75}$	II ₂	33.53	1.35	66.44	0.56	0.7	3.2~52.5	好	较优

*最小值~最大值
平均值。

测井解释成果和油气显示情况表明,纯页岩组合、粉砂型页岩组合均具备良好的页岩油勘探潜力。例如XQ1井,A型纯页岩组合主要分布于凉二段、凉三段顶部,连续厚度在5~10m之间,对凉二段顶部A型纯页岩组合段测试累计出油36.89m³;平安1井水平井段靶体设计为C型粉砂型页岩组合段,通过大规模体积压裂压开下部页岩层,测试日产油112.8m³、日产气11.45×10⁴m³。尽管两者生烃基础存在差异,但粉砂型页岩组合储层孔隙连通性好、可压裂性好,在生产实践中粉砂型页岩组合更易压裂形成工业油流,粉砂型页岩组合勘探开发潜力好于纯页岩型,可成为凉高山组页岩油关键甜点段。

6 结论与认识

(1) 四川盆地侏罗系凉高山组沉积时期经历了两期较大规模的湖泛活动,形成了多套厚度较大且稳定分布的灰黑色泥页岩夹粉砂岩岩性段,为页岩油富集提供了重要的物质基础。凉高山组湖相页岩可划分为3类5种岩性组合,分别是纯页岩组合(A型)、含介壳页岩组合(B1型)、含粉砂含介壳页岩组合(B2型)、含粉砂页岩组合(C1型)、粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型)。

(2) 对比凉高山组不同岩性组合储层参数,揭示了纯页岩组合(A型)、介壳型页岩组合(B型)及粉砂型页岩组合(C型)差异性明显,结合勘探实践证实纯页岩组合、粉砂型页岩组合储集条件好,含油气性好,页岩油可流动性具有优势,均可发育甜点段。然而纯页岩组合较高的黏土矿物含量所导致的储层连通性较差,以及可压裂性较差,是制约其成为勘探目标的关键因素,粉砂型页岩组合有望成为凉高山组页岩油勘探关键甜点段。

(3) 根据不同岩性组合储层宏观参数间的差异性,优选粉砂型页岩组合作为有利岩性组合类型,能够较好指导四川盆地侏罗系凉高山组页岩油的勘探开发,但进一步分析不同岩性组合条件下页岩油微观富集规律及主控因素差异,仍需要开展大量研究。

参考文献

- [1] 何文渊,何海清,王玉华,等.川东北地区平安1井侏罗系凉高山组页岩油重大突破及意义[J].中国石油勘探,2022,27(1):40-49.
He Wen yuan, He Haiqing, Wang Yuhua, et al. Major breakthrough and significance of shale oil of the Jurassic Lianggaoshan Formation in Well Ping'an 1 in northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022,27(1):40-49.
- [2] 何文渊,白雪峰,蒙启安,等.四川盆地陆相页岩油成藏地质特征与重大发现[J].石油学报,2022,43(7):885-898.
He Wen yuan, Bai Xuefeng, Meng Qi'an, et al. Accumulation

- geological characteristics and major discoveries of lacustrine shale oil in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022,43(7):885-898.
- [3] 郭海洋,刘树根,何建军,等.广安地区侏罗系凉高山组油气成藏条件[J].天然气工业,2008,28(4):37-39.
Guo Haiyang, Liu Shugen, He Jianjun, et al. Hydrocarbon pooling conditions of the Jurassic Lianggaoshan Formation in Guang'an area, central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008,28(4):37-39.
- [4] 易娟子,张少敏,蔡来星,等.川东地区下侏罗统凉高山组地层—沉积充填特征与油气勘探方向[J].吉林大学学报(地球科学版),2022,52(3):795-815.
Yi Juanzi, Zhang Shaomin, Cai Laixing, et al. Strata and sedimentary filling characteristics of the Lower Jurassic Lianggaoshan Formation and its hydrocarbon exploration in eastern Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2022,52(3):795-815.
- [5] 李明阳,黎承银,屈大鹏.川东南涪陵地区凉高山组凝析油气藏特征及成因[J].新疆石油地质,2022,43(4):387-395.
Li Mingyang, Li Chengyin, Qu Dapeng. Characteristics and genesis of condensate reservoirs of Lianggaoshan Formation in Fuling area, southeastern Sichuan Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022,43(4):387-395.
- [6] 胡东风,魏志红,刘若冰,等.四川盆地拔山寺向斜页岩1井页岩油气重大突破及意义[J].中国石油勘探,2021,26(2):21-32.
Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, et al. Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi syncline in the Sichuan Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2021,26(2):21-32.
- [7] 李世临,张静,叶朝阳,等.川东地区下侏罗统凉高山组烃源岩资源潜力评价[J].天然气勘探与开发,2022,45(3):89-98.
Li Shilin, Zhang Jing, Ye Zhaoyang, et al. Resource potential evaluation of source rocks in Lower Jurassic Lianggaoshan Formation, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2022,45(3):89-98.
- [8] 魏志红,刘若冰,魏祥峰,等.四川盆地复兴地区陆相页岩油气勘探评价与认识[J].中国石油勘探,2022,27(1):111-119.
Wei Zhihong, Liu Ruobing, Wei Xiangfeng, et al. Exploration evaluation and recognition of continental shale oil and gas in Fuxing area, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022,27(1):111-119.
- [9] 胡东风,魏志红,刘若冰,等.湖相页岩油气富集主控因素与勘探潜力:以四川盆地涪陵地区侏罗系为例[J].天然气工业,2021,41(8):113-120.
Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, et al. Enrichment control factors and exploration potential of lacustrine shale oil and gas: a case study of Jurassic in the Fuling area of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021,41(8):113-120.
- [10] 邹才能,杨智,王红岩,等.“进源找油”:论四川盆地非常规陆相大型页岩油气田[J].地质学报,2019,93(7):1551-1562.
Zou Caineng, Yang Zhi, Wang Hongyan, et al. "Exploring petroleum inside source kitchen": Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2019,93(7):1551-1562.
- [11] 汪泽成,施亦傲,文龙,等.用超级盆地思维挖掘四川盆地油气资源潜力的探讨[J].石油勘探与开发,2022,49(5):847-858.
Wang Zecheng, Shi Yizuo, Wen Long, et al. Exploring the potential of oil and gas resources in Sichuan Basin with Super Basin Thinking[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022,49(5):847-858.
- [12] 黄东,杨光,杨智,等.四川盆地致密油勘探开发新认识与发展潜力[J].天然气地球科学,2019,30(8):1212-1221.
Huang Dong, Yang Guang, Yang Zhi, et al. New understanding and development potential of tight oil exploration and development in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019,

- 30(8):1212–1221.
- [13] 付锁堂, 姚泾利, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组陆相页岩油富集特征与资源潜力[J]. 石油实验地质, 2020,42(5):698–710.
Fu Suotang, Yao Jingli, Li Shixiang, *et al.* Enrichment characteristics and resource potential of continental shale oil in Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020,42(5):698–710.
- [14] 范柏江, 晋月, 师良, 等. 鄂尔多斯盆地中部三叠系延长组7段湖相页岩油勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2021,42(5):1078–1088.
Fan Bojiang, Jin Yue, Shi Liang, *et al.* Shale oil exploration potential in central Ordos Basin: a case study of Chang 7 lacustrine shale[J]. Oil & Gas Geology, 2021,42(5):1078–1088.
- [15] 杨华, 梁晓伟, 牛小兵, 等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017,44(1):12–20.
Yang Hua, Liang Xiaowei, Niu Xiaobing, *et al.* Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: a case of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017,44(1):12–20.
- [16] 张宸嘉, 曹剑, 王俞策, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J]. 石油学报, 2022,43(9):1253–1268.
Zhang Chenjia, Cao Jian, Wang Yuce, *et al.* Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2022,43(9):1253–1268.
- [17] 李书琴, 印森林, 高阳, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混合细粒岩沉积微相[J]. 天然气地球科学, 2020,31(2):235–249.
Li Shuqin, Yin Senlin, Gao Yang, *et al.* Study on sedimentary microfacies of mixed fine-grained rocks in Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020,31(2):235–249.
- [18] 宋永, 周路, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律[J]. 岩石学报, 2017,33(4):1159–1170.
Song Yong, Zhou Lu, Guo Xuguang, *et al.* Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, southeastern Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017,33(4):1159–1170.
- [19] 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2021,48(4):777–786.
Han Wenzhong, Zhao Xianzheng, Jin Fengming, *et al.* Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021,48(4):777–786.
- [20] 吴松涛, 朱如凯, 罗忠, 等. 中国中西部盆地典型陆相页岩纹层结构与储层品质评价[J]. 中国石油勘探, 2022,27(5):62–72.
Wu Songtao, Zhu Rukai, Luo Zhong, *et al.* Laminar structure of typical continental shales and reservoir quality evaluation in central-western basins in China[J]. China Petroleum Exploration, 2022,27(5):62–72.
- [21] 王俊超, 李嘉成, 陈希, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油立体井网整体压裂设计技术研究与实践[J]. 石油科技论坛, 2022,41(2):62–68.
Wang Junchao, Li Jiacheng, Chen Xi, *et al.* Research and practice of integrated fracturing design technology for 3D well pattern of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Depression in Junggar Basin[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022,41(2):62–68.
- [22] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件: 以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2018,45(5):828–838.
Liu Bo, Shi Jiaxin, Fu Xiaofei, *et al.* Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: a case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(5):828–838.
- [23] 何文渊, 崔宝文, 王凤兰, 等. 松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组储集空间与油态研究[J]. 地质论评, 2022,68(2):693–741.
He Wenyuan, Cui Baowen, Wang Fenglan, *et al.* Study on reservoir spaces and oil states of the Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin[J]. Geological Review, 2022,68(2):693–741.
- [24] 赵莹, 张金友. 古龙凹陷青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力[J]. 地质论评, 2020,66(增刊1):119–120.
Zhao Ying, Zhang Jinyou. Geological conditions and exploration potential for shale oil of Qingshankou Formation in Gulong Sag[J]. Geological Review, 2020,66(S1):119–120.
- [25] 梁瀚, 文龙, 冉崎, 等. 四川盆地龙门山前北段构造演化特征及其油气地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2022,49(3):478–490.
Liang Han, Wen Long, Ran Qi, *et al.* Structural characteristics and implications on oil/gas accumulation in north segment of the Longmenshan piedmont, northwestern Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022,49(3):478–490.
- [26] Fang Rui, Jiang Yuqiang, Sun Shasha, *et al.* Controlling factors of organic matter accumulation and lacustrine shale distribution in Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. Frontiers in Earth Science, 2023,11:1218215.
- [27] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022,43(1):1–25.
Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jin Zhijun, *et al.* Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. Oil & Gas Geology, 2022,43(1):1–25.
- [28] 王宏语, 杨润泽, 张峰, 等. 富含有机质泥页岩岩相表征的研究现状与趋势[J]. 地质科技情报, 2018,37(2):141–148.
Wang Hongyu, Yang Runze, Zhang Feng, *et al.* Research progress and trend of organic-rich shale lithofacies characterization[J]. Geological Science and Technology Information, 2018,37(2):141–148.
- [29] 孙龙德, 赵文智, 刘合, 等. 页岩油“甜点”概念及其应用讨论[J]. 石油学报, 2023,44(1):1–13.
Sun Longde, Zhao Wenzhi, Liu He, *et al.* Concept and application of “sweet spot” for shale oil[J]. Acta Petrologica Sinica, 2023,44(1):1–13.
- [30] 朱彤. 四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型[J]. 石油实验地质, 2020,42(3):345–354.
Zhu Tong. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020,42(3):345–354.
- [31] 雷文智, 陈冬霞, 张芮, 等. 川中地区下侏罗统自流井组二亚段陆相页岩层系岩性组合类型及其特征[J]. 地球科学, 2021,46(10):3657–3672.
Lei Wenzhi, Chen Dongxia, Zhang Rui, *et al.* Lithological combination types and characteristics of continental shale strata in the second sub-member of Da’anzhai in central Sichuan[J]. Earth Science, 2021,46(10):3657–3672.
- [32] Sing Kenneth S W. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity(Recommendations 1984)[J]. Pure and Applied Chemistry, 1985,57(4):603–619.
- [33] Jarvie D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems[J]. Geologica Acta, 2014,12(4):307–325.
- [34] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. 石油学报, 2021,42(1):1–14.
Kuang Lichun, Hou Lianhua, Yang Zhi, *et al.* Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization[J]. Acta Petrologica Sinica, 2021,42(1):1–14.