

川中地区侏罗系凉高山组砂岩储层微观特征及其成因机理

郑马嘉¹,高武彬¹,侯克均¹,马廷虎¹,夏国勇¹,祝海华²,丁修建³,王明磊⁴,张本健⁵,秦春雨⁵,辛佳艳¹

[1. 中国石油西南油气田分公司 开发事业部,四川 成都 610041;2. 西南石油大学 地球科学与技术学院,四川 成都 610500;3. 中国石油大学(华东),山东 青岛 266580;4. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083;5. 中国石油西南油气田分公司 勘探开发研究院,四川 成都 610200]

摘要:基于G119等5口井岩心样品的岩石铸体薄片和物性分析,系统研究了储层特征及致密化主控因素。研究表明:①川中地区凉高山组粒度细、分选好,不同体系域砂岩岩石类型差异较大,湖侵体系域(TST)发育石英砂岩和岩屑石英砂岩,砂岩以高石英、低长石含量,含不稳定沉积岩岩屑为特色,高位体系域(HST)发育岩屑砂岩和长石岩屑砂岩。②TST砂岩石英富集主要受前隆带缓坡远源背景、较强水动力淘洗及前期冲积平原风化层“接力供砂”共同控制。③砂岩平均孔隙度2.56%,平均渗透率 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,强烈压实作用平均损失83.5%原始孔隙度,早期基底式钙质胶结是致密化的关键原因,砂岩溶蚀作用弱,主要是由于可溶物质(长石)匮乏、压实速率快以及邻近烃源岩供酸能力有限。④相对优质储层(平均孔隙度可达7.56%)发育于湖侵体系域(TST)底部杂基含量低的分流河道砂岩。⑤过高石英含量易造成钻井钻头磨损以及压裂施工风险,HST砂岩长石和岩屑含量高于TST砂岩,更易钻探和改造。

关键词:石英含量;成因机理;砂岩储层;凉高山组;侏罗系;川中地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Microscopic characteristics and genetic mechanisms of the Jurassic Lianggaoshan Formation sandstone reservoirs, central Sichuan Basin

ZHENG Majia¹, GAO Wubin¹, HOU Kejun¹, MA Tinghu¹, XIA Guoyong¹, ZHU Haihua², DING Xiujian³,
WANG Minglei⁴, ZHANG Benjian⁵, QIN Chunyu⁵, XIN Jiayan¹

[1. Development Department, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 5. Exploration and Development Research Institute of Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610200, China]

Abstract: The study systematically characterized reservoir characteristics and highlighted primary factors controlling reservoir tightening based on cast thin-section petrography and petrophysical analysis of core samples from five wells, including well G119. The research results show that the Lianggaoshan Formation sandstones in the central Sichuan Basin exhibit fine-grained, well-sorted texture; however, lithofacies vary significantly across different systems tracts. The transgressive systems tract (TST) is characterized by quartz sandstones and lithic quartz sandstones featuring high quartz and low feldspar contents alongside unstable sedimentary lithic fragments, whereas the highstand systems tract (HST) predominantly develops lithic sandstones and feldspathic lithic sandstones. The quartz-rich sandstones of the TST is collectively controlled by the forebulge gentle slope setting, distal provenance, intense hydrodynamic winnowing, and “relay quartz supply” sourcing from the weathered horizons of the pre-existing alluvial plain. The sandstones exhibit an average porosity of 2.56% and an average permeability of $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Intense compaction (accounting for an average loss of 83.5% of primary porosity) and early-stage pervasive calcite cementation (observed in 25% of samples) are the critical drivers of reservoir densification. Dissolution is poorly developed with a thin section porosity

收稿日期:2025-06-30;修回日期:2025-09-07。

第一作者简介:郑马嘉(1988—),男,博士、高级工程师,油气地质工程管理及研究。E-mail:majiaz_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42202176);中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目(2020CX050103)。

less than 0.5%), and this is primarily limited by the scarcity of soluble feldspar, rapid compaction rates, and insufficient organic acid supply from adjacent source rocks. By contrast, reservoirs relatively high in quality with an average porosity reaching 7.56%, are developed within distributary channel sandstones with low matrix content at the base of the TST. Excessively high quartz content increases the risks of wear to drill bit and hydraulic fracturing operations. HST sandstones, which possess higher feldspar and lithic contents than TST sandstones, offer better drillability and stimulation potential, serving as promising succession intervals for future exploration.

Key words: quartz content, genetic mechanism, sandstone reservoir, Lianggaoshan Formation, Jurassic, central Sichuan Basin, Sichuan Basin

引用格式:郑马嘉,高武彬,侯克均,等. 川中地区侏罗系凉高山组砂岩储层微观特征及其成因机理[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(3): 972-984. DOI: 10. 11743/ogg20260317.

ZHENG Majia, GAO Wubin, HOU Kejun, et al. Microscopic characteristics and genetic mechanisms of the Jurassic Lianggaoshan Formation sandstone reservoirs, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 972-984. DOI: 10. 11743/ogg20260317.

四川盆地侏罗系凉高山组砂岩的油气勘探历史悠久,1958年川中龙女寺构造上的女2井在凉高山组砂岩段首次钻遇高产油层,直接推动了新中国第一次石油会战的开展。后续数十年川中凉高山组砂岩的钻探虽获得了公101井等数口高产井,但大部分钻井储层致密,油气显示不佳,勘探重点转移至大安寨段的裂缝-致密灰岩油藏。2019年以来,随着凉高山组页岩油气勘探突破,凉高山组砂岩又成为重要的勘探目标,2020年中国石化在川东针对凉(凉高山组)二段中亚段河道砂岩部署了FL1井,通过水平钻井及分段压裂测试,获日产气量 $2.65 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产油量 6.70 m^3 ,2022年部署FL101井,分段压裂测试,获日产油量 26.88 m^3 ^[1]。2021年,仪陇—平昌地区平安1井在凉高山组砂岩及页岩中测试获日产油量112.8 t、日产气量 $11.45 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[2];2023年1月,中国石化在巴中地区凉二段河道砂岩部署实施巴中1HF水平井,获得日产油量 126.00 m^3 、日产气量 $5.77 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[3]。2023年12月,川中公山庙地区公119H水平井在凉高山组夹层型砂岩中压裂测试获日产油量 20.00 m^3 ^[4],多口井在砂岩中钻获工业油气流,显示较大潜力和前景。

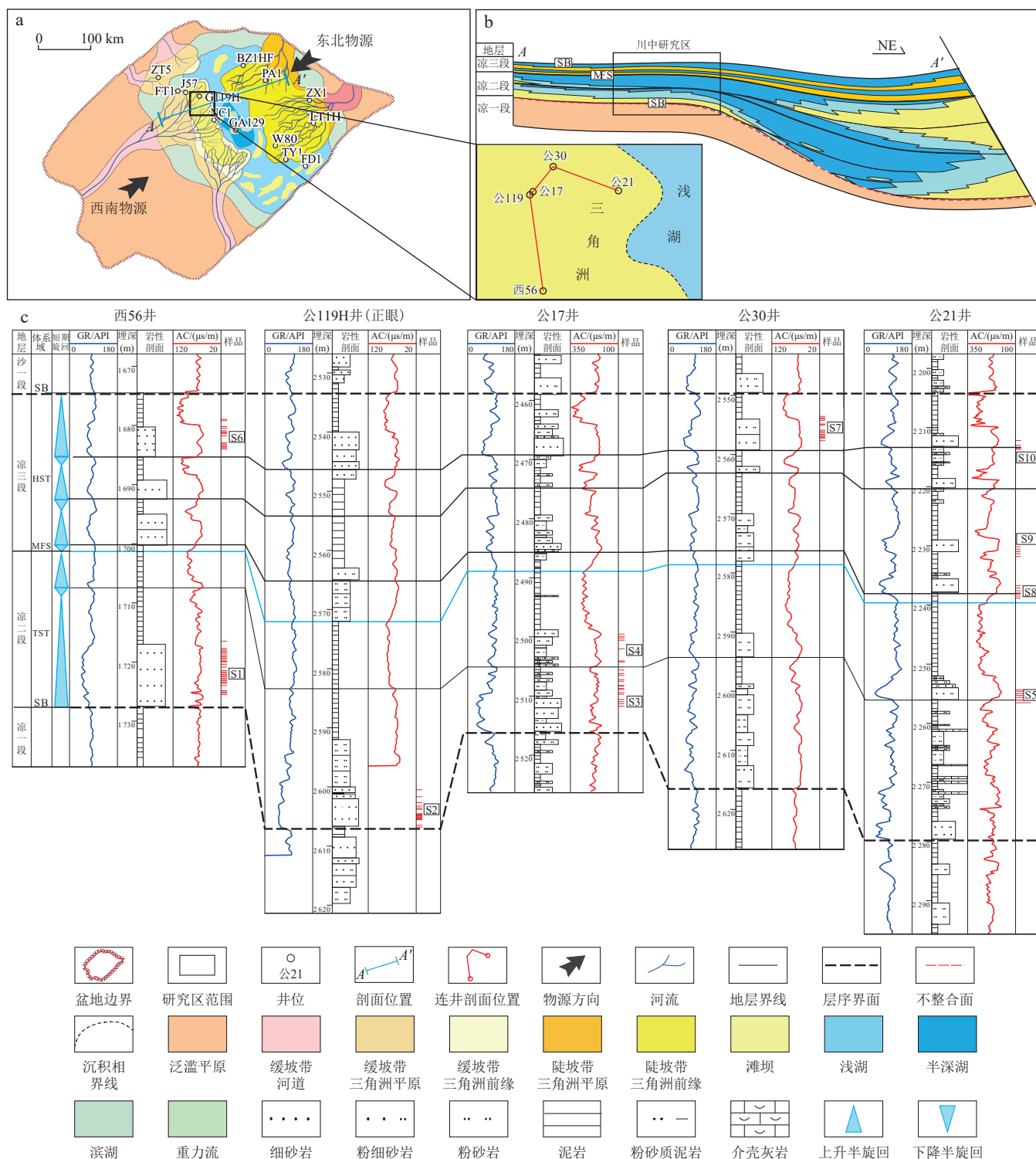
储层过于致密是长期制约川中地区凉高山组油气勘探的关键因素之一。尽管历经多年勘探,该套储层的发育特征及其主控因素仍存在系列问题,主要体现在以下3个方面:①凉高山组为一套前陆湖盆-三角洲沉积,多物源供砂^[5-7],平面上砂岩岩石学特征变化大,川东和川北地区主要由米仓山和大巴山供源,砂岩富岩屑长石^[1],而川中地区位于盆地前隆带,远离造山带,新井钻探显示凉二段砂岩粒度偏细、成分成熟度高,富含大量石英^[4],岩石学特征具有一定特色,但砂岩高石英含量的成因至今少见讨论。②凉高山组沉积期湖盆经历了多期湖平面的升降过程,但其砂岩微

观特征的分析很少和层序地层格架相结合,湖盆纵向演化与砂岩岩石学特征的耦合关系不清,缺乏地层格架约束下的储层微观特征空间分布规律的认识。③压实作用和晚期胶结被认为是导致川东和川北地区凉高山组砂岩致密的主要因素,而绿泥石胶结和溶蚀作用则有利于优质储层形成^[1]。相比之下,川中地区最大埋深较浅(比川东浅约1 000 m),石英含量更高,但其物性整体更差。储层致密化原因是否有差异有待进一步讨论。

据此,本研究选取川中地区G119等5口井的岩心样品,通过岩石铸体薄片和物性分析,主要讨论以下两个问题:①川中地区凉高山组砂岩高石英含量的成因,明确岩石学特征与体系域的关系;②分析凉高山组砂岩较特殊的岩石学特征对储层成岩及孔隙发育的影响,明确致密化原因以及优质储层主控因素,以期为凉高山组河道砂岩甜点预测及后续勘探部署提供支撑。

1 沉积背景及层序格架

早-中侏罗世,大巴山前陆拗陷快速发展,四川盆地中侏罗统凉高山组沉积了一套三角洲-湖泊相沉积^[6-9]。纵向上川中地区凉高山组自下而上划分为凉一段、凉二段和凉三段。其中,凉一段为紫红色杂色泥岩、粉砂岩和泥质粉砂岩夹少量砂岩,为暴露氧化的泛滥平原及滨湖沉积;凉二段和凉三段为灰色、灰白色砂岩、粉砂岩及暗色页岩,为三角洲、浅湖-半深湖沉积,水体环境偏还原^[6](图1a)。平面上川东和川北地区靠近物源区,且地形坡度大,沉积多套三角洲分流河道砂岩(图1b),单套砂体厚度较厚,一般厚度范围在10~20 m,川中地区位于前陆盆地的前隆带,地形平缓且远离物源,单套砂体厚度一般小于8 m。

图1 四川盆地侏罗系凉高山组沉积相分布^[5](a)、层序地层模式(b)及样品分布(c)Fig. 1 Sedimentary facies distribution^[5] (a), sequence stratigraphic model (b), and sample distribution (c) of the Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

SB. 层序界面; MFS. 最大湖泛面; HST. 高位体系域; TST. 湖侵体系域

凉一段和凉二段地层颜色与岩性变化大。在岩心上,凉二段底部灰色、灰白色砂岩常与凉一段灰绿色、紫红色和杂色粉砂岩、泥岩呈突变接触,发育侵蚀界面(图2);在地震剖面上,凉二段在川东-川中过渡带逐

渐上超于凉一段,两者呈不整合接触^[8];凉三段与上覆沙一段关口砂岩呈冲刷接触^[9]。因此,本文将这两个不整合接触面作为三级层序界面(图1c),凉二段顶部厚度为10~15 m、区域性分布的黑色页岩为最大湖泛

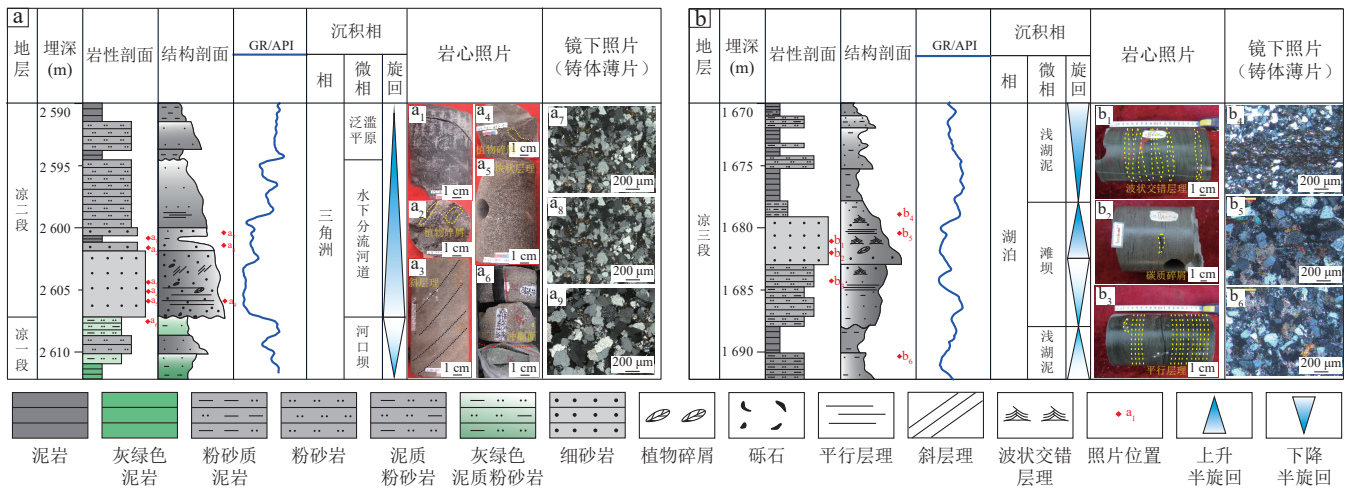


图2 四川盆地凉高山组典型分流河道砂岩(a)和滩坝砂岩(b)沉积特征

Fig. 2 Sedimentary characteristics of typical distributary channel sandstones (a) and beach-bar sandstones (b) in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin
a. 公119H井; b. 西56井

面,在识别层序界面和最大湖泛面基础上,将凉高山组划分为一个三级层序,包括一个湖侵体系域(TST)和一个高位体系域(HST)(图1c)。

凉二段沉积于湖侵体系域,底部发育三角洲分流河道砂岩,正粒序,发育块状层理和斜层理(图2),向上过渡为半深湖厚层页岩;凉三段发育多期滩坝砂岩和湖泊泥岩沉积序列(图2),纵向加积叠置,横向稳定(图1c),反映为HST背景下短期高频的湖岸线波动。进入沙溪庙组沉积期之后,开始发生明显的湖退,河流相逐渐发育。川中地形平缓,物源供应不足,湖退时易暴露并发生过路沉积或沉积间断,因此沉积旋回多表现为不对称状,湖退沉积厚度明显小于湖侵沉积厚度,岩性上表现为泥岩厚度大于砂岩。本次研究样品来自于研究区5口井的岩心(图1c),纵向上覆盖TST和HST,可以进行体系域内的储层微观特征对比。

2 砂体岩石学特征

2.1 结构特征

研究区凉高山组砂岩结构具有粒度细、分选好和磨圆较差的特征。薄片资料显示本次研究样品粒度普遍较细,以细砂岩和粉砂岩为主,其次为中砂岩。这表明川中地区凉高山组沉积时距离物源区远,水动力条件不强,缺乏粗粒碎屑。粒度最粗的砂岩出现于TST底部(凉二段底部)的砂岩(样品S1—S3)段(图3),如公119H井凉二段底三角洲分流河道砂岩(样品S1)主

体为细砂岩和细砂质中砂岩,分选系数集中于1.15~1.20,粒度分布曲线呈单峰,分选较好的样品占比64%,分选中等的样品占比32%,整体分选较好。TST晚期(样品S4和S5)及HST(样品S7—S10)由于水体变深,砂岩粒度变细。

2.2 岩石类型

根据Folk(1974)的砂岩分类,研究区凉高山组砂岩总体上具有高石英、低长石含量的特征(图4),发育石英砂岩、岩屑石英砂岩(图5a)、岩屑砂岩(图5b)和长石岩屑砂岩(图4,图5a,图5b)。岩屑类型以沉积岩(平均含量7.9%)为主,少量低级变质岩(平均含量2.1%)和喷出岩(平均含量1.4%),岩屑类型及含量表明川中地区凉高山组物源主要来自于沉积岩,少量来自于造山带(图4)。泥岩和粉砂岩岩屑最常见(图5c—f),这类岩屑不稳定,可能为就近侵蚀搬运的产物。其次是燧石岩屑(图5h),这类岩屑有一定磨圆,也来源于沉积岩。另外还含有少量细粒且变形的千枚岩、云母石英片岩、石英岩岩屑和喷出岩岩屑(图5g—i),这表明长距离搬运过程中发生了明显的磨损。纵向上岩屑类型没有明显变化,研究区物源相对稳定。

不同体系域中砂岩岩石学特征有一定差异:① TST早期(凉二段底沉积期)的砂岩富含石英碎屑(含量66.50%),贫长石(平均含量0.85%),以岩屑石英砂岩为主,部分为石英砂岩,杂基含量为0.50%~12.00%,平均值为7.50%;② TST晚期(凉二段中部沉积期)和HST时期(凉三段沉积期)的砂岩其长石含量

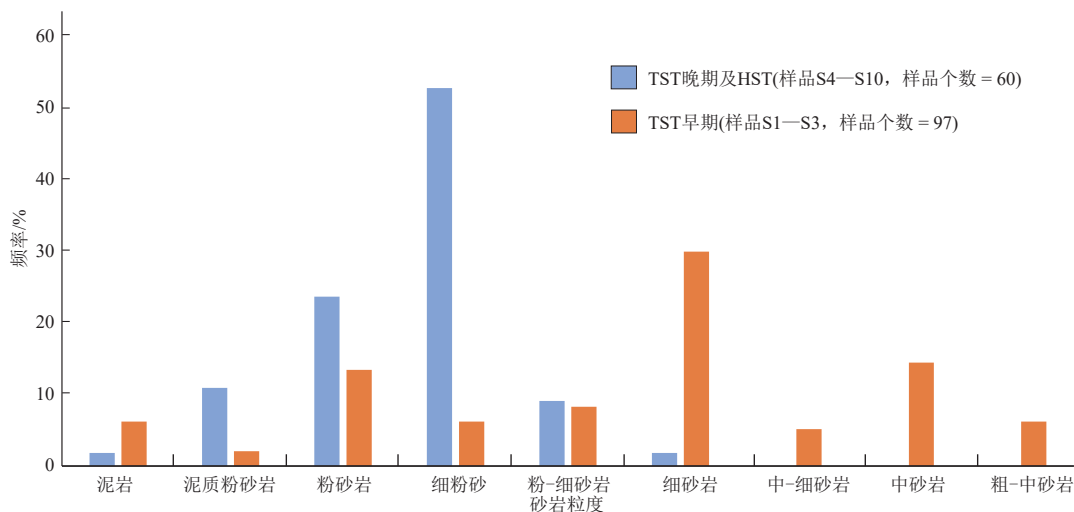


图3 四川盆地凉高山组不同体系域砂岩粒度频率分布柱状图

Fig. 3 Grain size frequency distribution histograms of sandstones from different systems tracts in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin
HST. 高位体系域; TST. 湖侵体系域

有所增加, 平均值为 10.60%, 石英含量平均值为 55.40%, 岩屑含量平均值为 15.20%, 岩性以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主, 杂基含量平均值为 8.70%, 这表明水动力的淘洗有所减弱。

3.4 成岩特征

与大部分的陆相致密砂岩相似, 川中地区凉高山组砂岩压实作用强烈, 胶结作用较弱, 胶结物类型以方解石、硅质和高岭石胶结为主, 未见绿泥石环边胶结。

3.4.1 压实特征

压实作用是研究区凉高山组最重要的成岩作用,

薄片下碎屑颗粒接触紧密, 塑性组分变形以及压溶缝合线的存在 (图 6a) 均反应出凉高山组砂岩经历很强的压实作用。压实损失孔隙度 (压实损孔) 可由下面公式计算:

$$\text{压实损孔}(\%) = \text{初始孔隙度}(\%) - \text{现今孔隙度}(\%) - \text{胶结物含量}(\%) - \text{溶蚀孔含量}(\%) \quad (1)$$

统计显示现今凉高山组砂岩平均孔隙度仅 2.56%, 其中 TST 样品平均孔隙度为 3.81%, HST 样品平均孔隙度为 2.51%; 胶结物含量较低, 平均为 7.37%, 如果除去早期钙质胶结 (钙质胶结物含量 > 15.00%) 的样品, 胶结物含量平均只有 3.50%, 其中 TST (早期) 样品平均胶结物含量为 4.30%, TST (晚期)

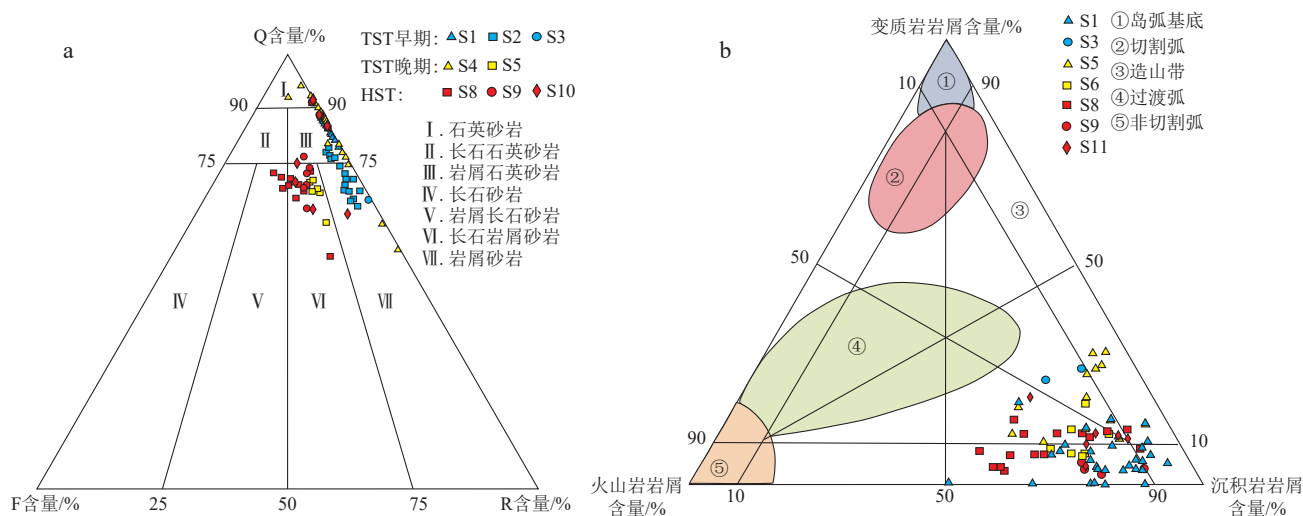


图4 川中地区凉高山组石英(Q)、长石(F)和岩屑(R)组成三端元图(a)及变质岩-火山岩-沉积岩岩屑类型三端元图(b)

Fig. 4 Ternary diagrams of quartz (Q)-feldspar (F)-lithic (R) compositions (a) and metamorphic-volcanic-sedimentary lithic fragment types (b) of the Lianggaoshan Formation sandstones, central Sichuan Basin

和HST样品平均胶结物含量为2.40%,说明除了早期胶结样品外,大部分的样品都经历了强烈压实减孔过程,压实损失的孔隙度平均值为33.40%,占原始孔隙度(按40.00%计算)的83.5%。

3.4.2 自生矿物

目的层凉高山组最常见的自生矿物包括方解石(平均含量6.5%,25%样品发育早期基底式胶结)、硅质矿物(平均含量0.8%)和高岭石(平均含量0.2%),偶见白云石、菱铁矿和黄铁矿。

钙质矿物是最为发育的胶结物,以早期基底式胶结最为常见(图6b),其出现的时间在强烈压实之前,

碎屑颗粒以点接触为主,25%的研究样品发育基底式胶结,其次是少量晚期充填粒内溶孔、呈交代状产出的含铁方解石(图6c)。钙质胶结多出现于细砂岩(平均含量9.4%)和粉砂岩(平均含量6.9%),而中砂岩的较少(平均含量3.16%)。

硅质胶结多以次生加大形式产出,在淘洗干净的中粒和细粒石英砂岩中尤为发育(图6d),如G119井TST底部的样品S1石英砂岩其硅质胶结物含量甚至可达6.0%,平均值为3.6%,硅质胶结物常与自生高岭石共生(图6d—f),产状显示高岭石胶结晚于石英胶结(图6e)。HST和TST晚期砂岩由于粒度更细,硅质胶结物不易统计,实际含量可能较薄片统计的更高。

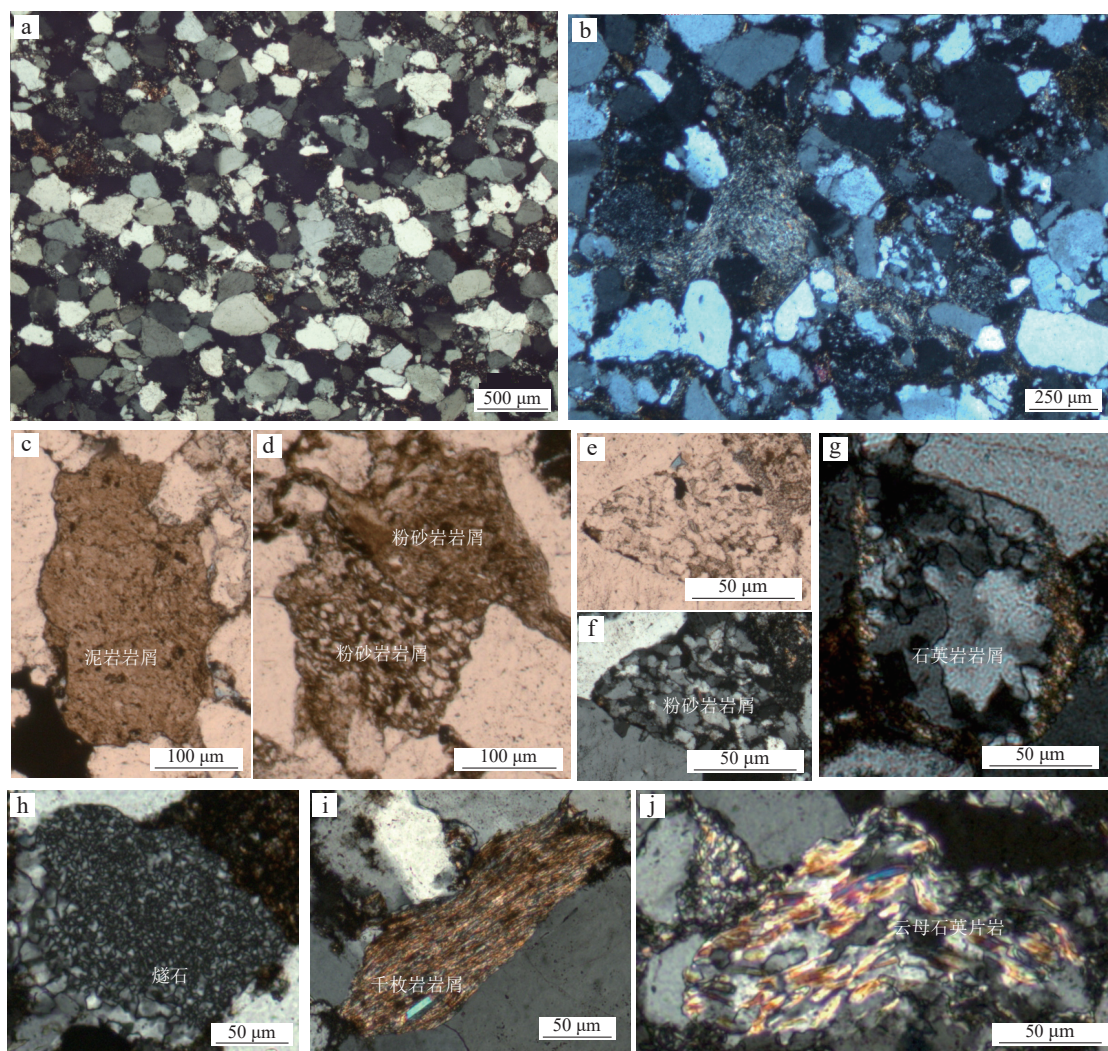


图5 川中地区凉高山组典型岩石类型及岩屑显微照片(铸体薄片)

Fig. 5 Photomicrographs of representative rock types and lithic fragments from the Lianggaoshan Formation, central Sichuan Basin (cast thin sections)

a. 石英砂岩,公119井,埋深2 605.1 m,样品S1,正交光;b. 岩屑石英砂岩,公30井,埋深2 558.0 m,样品S7,正交光;c. 泥岩岩屑,公119井,埋深2 605.0 m,样品S1,单偏光;d. 泥岩岩屑和粉砂岩岩屑,公119井,埋深2 605.2 m,样品S1,单偏光;e, f. 石英粉砂岩岩屑,同一视域,公119井,埋深2 605.2 m,样品S1 (e为单偏光,f为正交光);g. 石英岩岩屑,石英晶体不规则镶嵌,波状消光,公17井,埋深2 511.5 m,样品S3,正交光;h. 燧石岩屑,公119井,埋深2 605.0 m,样品S1,正交光;i. 千枚岩岩屑,云母定向排列,公119井,埋深2 607.2,样品S1,正交光;j. 云母石英片岩岩屑,公119井,埋深2 607.2,样品S1,正交光

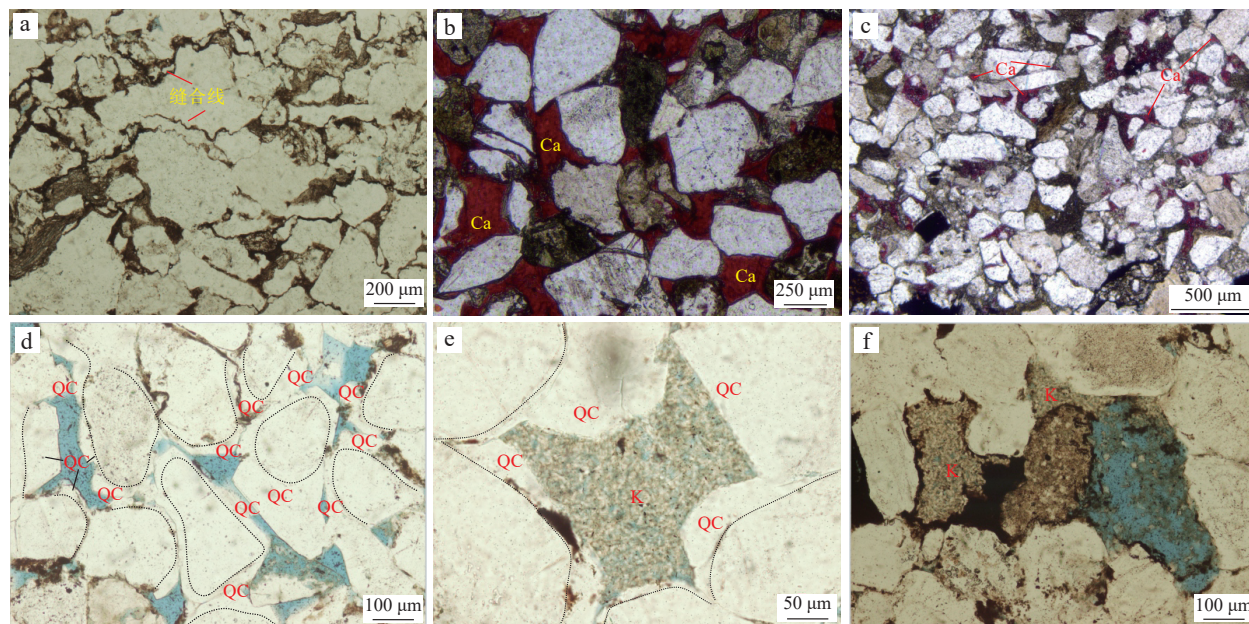


图6 川中地区凉高山组砂岩典型成岩特征显微照片(单偏光)

Fig. 6 Photomicrographs illustrating typical diagenetic features of the Lianggaoshan Formation sandstones, central Sichuan Basin

a. 压溶缝合线,石英砂岩,公119井,埋深2 604.3 m,样品S1;b. 早期基底式钙质(Ca)胶结,粒间几乎没有杂基,碎屑漂浮,岩屑石英砂岩,西56井,埋深1 682.1 m,样品S7;c. 晚期方解石交代,充填粒内溶孔,公119井,埋深2 607.2 m,样品S1;d. 石英(QC)次生加大并发育残余粒间孔隙,公119井,2 605.6 m,样品S1;e. 石英碎屑发生次生加大,之后粒间孔隙中发育自生高岭石矿物(K),发育晶间孔,公119井,埋深2 605.6 m,样品S1;f. 左侧长石被高岭石完全交代充,右侧长石发生溶解形成粒内溶孔,公119井,埋深2 606.2 m,样品S1

纵向上HST和TST晚期砂岩与TST早期砂岩胶结物特征差异较大。HST和TST晚期砂岩钙质胶结物更为发育,平均含量分别为11.5%和10.8%,硅质胶结物含量低,平均含量为0.2%,几乎未见高岭石胶结物。TST早期砂岩钙质胶结物含量明显降低,平均为4.2%,石英次生加大较为普遍,平均含量为1.2%,同时粒间的自生高岭石也多见于TST早期砂岩中,平均含量为0.5%。

综上所述,钙质、硅质以及高岭石胶结与砂岩粒度密切相关,受体系域和沉积相控制。粒度越细,砂岩越易被钙质胶结。与之相反淘洗较干净、粒度更粗的砂岩(样品S1—S3)更易发育硅质和高岭石胶结。

3.4.3 溶解特征

研究区凉高山组的溶蚀作用较弱,溶蚀孔隙面孔率小于0.5%,溶蚀对象为长石碎屑(图6f)。大部分碎屑较为稳定,基本不发生溶蚀。粒度细、杂基含量高、压实作用强以及富石英、贫少长石的特征,是导致该区域溶蚀作用弱的主要原因。纵向上TST底部的水下分流河道砂岩虽然长石含量低,但其粒度相对较粗,杂基含量低,流动交换能力较强,长石碎屑的溶蚀现象仍较TST晚期和HST时期形成的粒度细、杂基含量高的砂岩更为常见,后者多为河口坝及滩坝成因。

4 孔隙及物性特征

凉高山组砂岩孔隙类型以残余原生粒间孔(图6d,图7a)为主,可见少量黏土矿物微孔(图6e)和溶蚀孔隙(图6f)。残余原生粒间孔为压实和硅质胶结后的原生孔隙(图6d),孔隙形态规则,一般没有绿泥石环边。黏土矿物微孔主要为杂基与自生高岭石胶结物间的微小孔隙(图6e)。溶蚀孔隙为少量不稳定岩屑或长石溶解的产物(图6f)。

凉高山组物性普遍较差。本次研究样品孔隙度为0.26%~8.37%,大部分样品孔隙度小于4.00%,平均孔隙度为2.56%;渗透率普遍小于 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大部分为超低孔、超低渗储层。TST底部砂岩孔隙度略好,平均孔隙度为3.81%,其中新井G119H的样品S1砂岩平均孔隙度可达7.56%,表明在普遍致密条件下,仍可发育物性较好的储层。

5 讨论

5.1 凉高山组岩石学特征控制因素

综上所述,作为目前勘探主要目的层的凉二段底

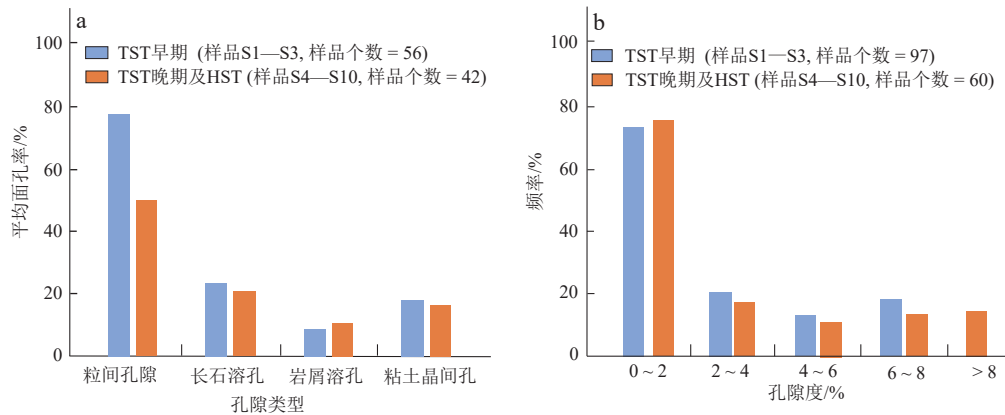


图7 川中地区凉高山组砂岩孔隙面孔率及孔隙度统计

Fig. 7 Statistical analysis of thin section porosity and porosity of the Lianggaoshan Formation sandstones, central Sichuan Basin

a. 不同类型孔隙面孔率分布柱状图; b. 孔隙度频率分布直方图

部TST砂岩,具有粒度细、石英含量高、长石含量低以及不稳定岩屑发育的岩石学特征。与陆相盆地砂岩富长石和岩屑的一般特征有差异,与川东和川北地区凉高山组砂岩也明显不同。造成这些特殊岩石学特征的原因包括以下3个方面。

5.1.1 水浅、坡缓、远物源

已有研究显示凉高山组沉积期,川中—川南地区地形平缓,水体较浅、易暴露^[5,9],地层厚度明显薄于川东和川北地区^[7],碎屑颗粒主要来自川西南部,需要远距离(超过300 km)搬运^[5-6],为相对稳定的石英富集创造了条件。

5.1.2 淘洗充分、杂基含量较低

石英含量最高的砂岩出现于层序界面之上的TST底部。石英砂岩沉积之前为富紫红色、杂色泥岩和粉砂岩,反映暴露氧化低能的滨湖或者冲积平原沉积,缺乏河流注入,水动力弱;层序界面之上,气候变湿润,河流注入量增加,湖盆逐渐扩张,湖岸线附近三角洲砂体以及滩坝砂岩大面积发育^[5-6]。由于坡缓水浅,波浪容易改造砂岩,不稳定组分不断消耗,硅质碎屑逐渐富集,同时粒间杂基也大多被淘洗干净。统计显示,本次研究样品中细砂及以上粒级的样品其杂基含量较低,平均值为5.2%。

5.1.3 冲积平原风化层供源

四川盆地凉二段早期,湖盆范围缩小而水体加深,沉积中心分布在川东和川北地区,川中和川南地区早期沉积物大面积暴露风化^[5,8],风化过程中石英碎屑逐渐富集,长石消耗殆尽^[10]。风化层中的石英碎屑可以

被穿越冲积平原的河流带走,并在河湖过渡带沉积(图8)。公119井分流河道砂岩中常见泥岩和粉砂岩岩屑,这些不稳定、不易远距离搬运的沉积岩岩屑的存在也反映了这种短距离物源的混入。

综上所述,沉积古地貌坡缓水浅、长距离搬运、河流和波浪淘洗以及盆内沉积物供源等多种因素耦合可能是影响川中地区凉高山组砂岩岩石学特征的主要因素。

5.2 砂岩物性致密化原因

研究区凉高山组砂岩结构和成分成熟度都很高,但低孔、低渗,致密化严重。一般认为快速压实、晚期胶结以及溶蚀改造有限是凉高山组致密化的主要原因^[11-17]。而本次研究显示除上述原因外,早期钙质胶结是川中凉高山组致密化的另一个重要原因。不同成岩作用对物性的影响讨论如下。

5.2.1 粒度细叠加持续埋藏导致快速压实

本次研究样品的压实率普遍较高(平均83.5%的初始孔隙度因压实而损失)。川中地区凉高山组沉积之后持续深埋,最大埋深超过3 500 m(图9),持续埋藏导致碎屑接触紧密,压实作用普遍强烈。此外研究区凉高山组砂岩粒度细,石英含量高,更易压实、压溶,虽然最大埋藏深度较川东和川北地区(最大埋深近5 000 m,图9)更浅^[18-19],但物性明显更差,已有资料显示川东涪陵地区凉高山组砂岩孔隙度介于2.10%~12.02%,平均值为5.01%^[1],川北地区巴中1井凉高山组砂岩平均孔隙度为5.60%^[3]。

5.2.2 早期钙质胶结导致早期致密化

除了机械压实外,统计显示本次研究中约25%的

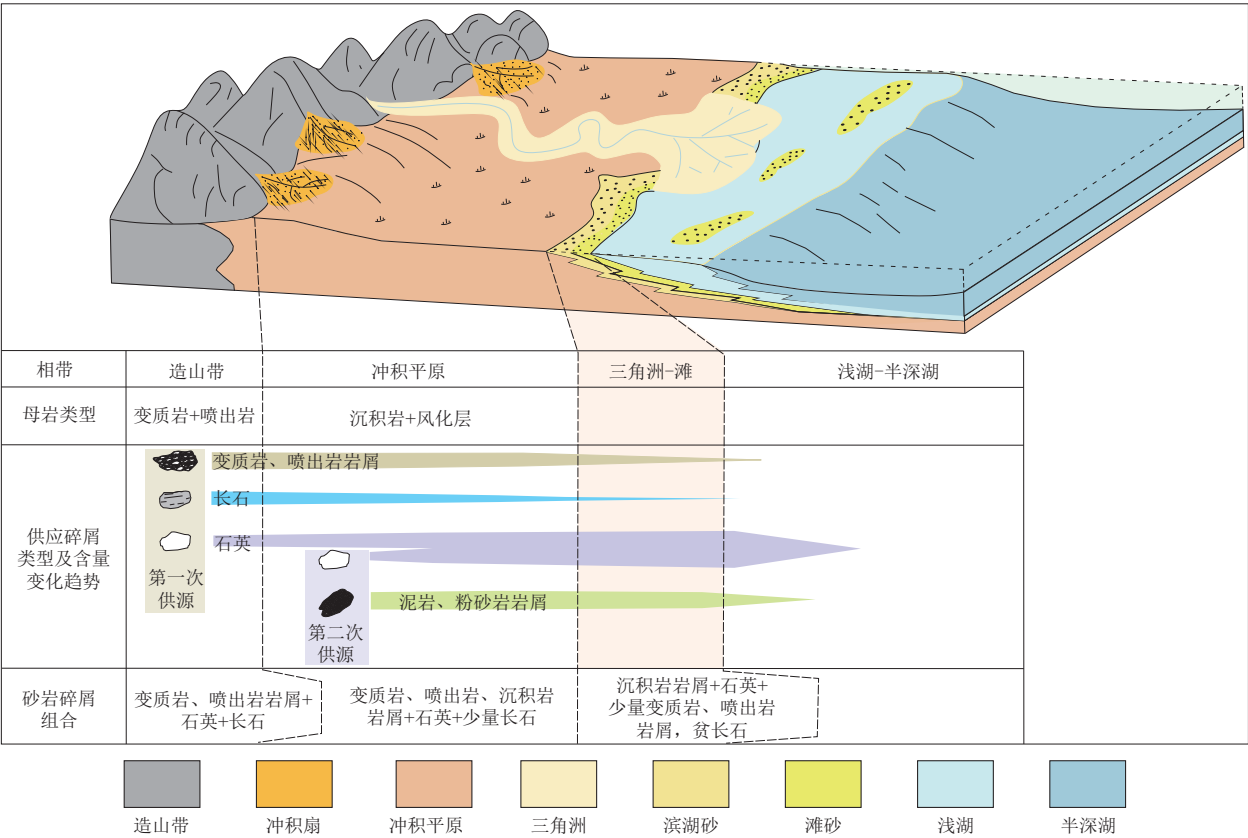


图8 川中地区缓坡背景下凉高山组造山带及冲积平原接力供砂砂岩碎屑富集模式

Fig. 8 Conceptual model for detrital enrichment in the Lianggaoshan Formation sandstones via relay sand supply from the orogenic belt and alluvial plain under a gentle slope setting, central Sichuan Basin

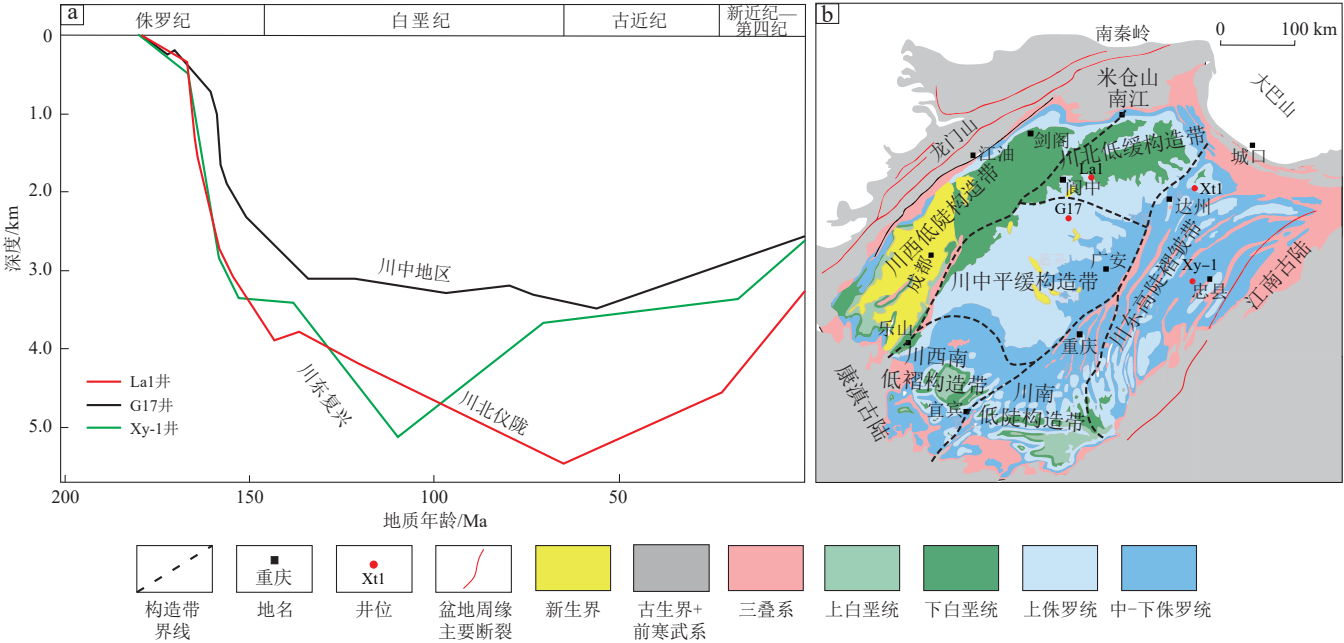
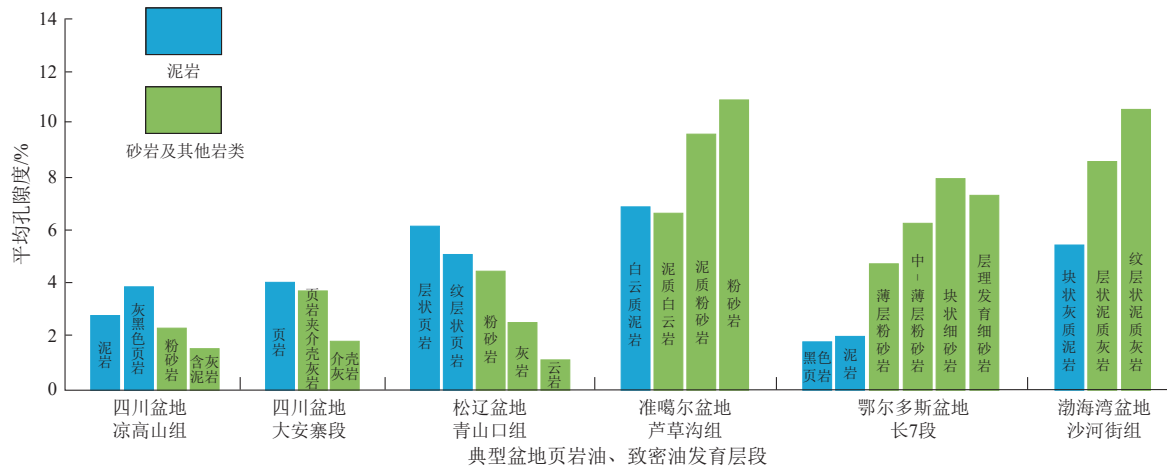


图9 四川盆地不同区块典型井凉高山组埋藏史对比(XY-1井埋藏史据文献[19])

Fig. 9 Comparison of burial histories of the Lianggaoshan Formation from representative wells across different blocks, Sichuan Basin (burial history of well XY-1 after reference [19])

a. 典型井埋藏史; b. 四川盆地构造单元及典型井平面分布

图10 不同盆地致密油储层平均孔隙度(按岩性统计)对比柱状图^[25-32]Fig. 10 Comparison histograms of average porosities of tight oil reservoirs across different basins (statistically classified by lithology)^[25-32]

砂岩发育早期的基底式钙质胶结,这是导致孔隙度损失的另一个重要原因。早期钙质胶结需要具备沉积物埋藏浅、尚未经历显著压实作用、杂基含量较低^[20-22]。川中地区凉高山组砂岩淘洗干净,水浅坡缓极易在短期湖退过程中暴露,具备形成早期钙质胶结的条件。大量方解石充填粒间孔隙,尤其是细砂岩中早期钙质胶结出现频率高,这类样品孔隙度普遍小于1.5%,致密化时间早。

5.2.3 溶蚀作用弱导致增孔作用有限

中国国内典型的致密油储层,如鄂尔多斯盆地长(延长组)7油层组和准噶尔盆地芦草沟组等砂质夹层的平均孔隙度可达8%~10%(图10),这主要得益于相邻烃源岩品质好、具有较强的生酸能力,同时相邻夹层发育长石或方解石等较丰富的可溶物质,最终促进了溶蚀孔隙的普遍发育^[23-24]。凉高山组砂岩中可溶物质含量低,长石含量少(本次研究样品长石平均含量4.77%),沉积岩和低级变质岩岩屑可溶性较差,加之埋藏压实强度较大(压实率83.5%),岩性致密,流体交换能力差,溶蚀作用的增孔作用有限。此外,研究区凉高山组烃源岩的供酸能力较差可能也影响了溶蚀强度。凉高山组自生烃源岩品质中等,区内大部分页岩总有机碳含量(TOC)小于2.0%,平均值为1.1%^[24],偏腐殖型有机质占主体,厚度一般小于10 m,供酸能力有限。

5.3 对致密油气勘探开发的启示

研究区凉高山组凉二段砂岩储层特殊的岩石学特征及较差的物性对区内致密油气的勘探开发造成较大的挑战。凉二段砂岩中石英莫氏硬度达到7、石英含

量过高意味着钻头(尤其是PDC钻头的切削齿及牙轮钻头的牙齿和轴承)需要研磨或切削更多坚硬的颗粒,这会导致钻头磨损速率增加^[33],钻头寿命显著缩短。因此需要更频繁地起下钻更换钻头,导致非生产时间增加和钻井成本上升。过高的石英含量会导致岩石抵抗变形和破裂的能力更强^[32,34],需要更高的泵注压力才能在地层中起裂形成新缝,并且在后续加砂阶段维持裂缝延伸所需的净压力也更高,增加了对压裂设备功率的要求和施工风险^[35-36]。上述挑战,在2023年公119H井凉二段底部(TST早期)砂岩水平井钻井与压裂作业中表现得尤为突出。

横向对比显示凉高山组砂岩的平均孔隙度低于国内其他盆地的致密储层(图10),过低的孔隙度意味着成藏过程中需要较大的充注压力,进而使资源丰度较低。因此致密背景下,寻找相对高孔储层是实现效益开发的关键^[37]。由于区内砂岩易压实、溶蚀潜力较差,原生粒间孔隙对物性的影响至关重要,粒度偏粗、淘洗干净的分流河道砂岩或滩坝砂岩易发育相对高孔储层。此外,凉三段HST砂岩与黑色页岩互层发育,且长石和岩屑含量高于凉二段的TST砂岩,更易钻探和改造,可作为后续勘探的接替层段。

6 结论

1) 川中地区凉高山组粒度细、分选好,不同体系域砂岩岩石类型差异较大,TST发育石英砂岩和岩屑石英砂岩,砂岩以石英含量高、长石含量低及含不稳定沉积岩岩屑为特征,而HST发育岩屑砂岩和长石岩屑砂岩。

2) TST砂岩中石英的富集主要受前隆带缓坡远源

背景、较强水动力淘洗作用及前期冲积平原风化层“接力供砂”共同控制。

3) 砂岩储层物性表现为超低孔、超低渗(平均孔隙度2.56%,平均渗透率 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),砂岩致密化主要与强烈压实作用(损失80%以上原生孔隙度)、早期基底式钙质胶结作用(影响25%的样品)和溶蚀作用弱有关。

4) 溶蚀作用弱(溶孔面孔率 $< 0.5\%$)的主要原因是可溶物质(长石)匮乏、压实速率快及邻近烃源岩供酸能力有限。相对优质储层(孔隙度可达7.56%)发育于TST底部淘洗干净的分流河道砂岩中。

5) 石英含量过高易造成钻井钻头磨损以及压裂施工风险,凉三段HST砂岩长石和岩屑含量高于凉二段的TST砂岩,更易钻探和改造,可作为后续勘探的接替层段。

参 考 文 献

- [1] 李明阳,黎承银,潘磊. 川东涪陵地区中侏罗统凉高山组致密砂岩储层特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(7): 1150-1159.
LI Mingyang, LI Chengyin, PAN Lei. Characteristics and genesis of tight sandstone reservoirs of Middle Jurassic Lianggaoshan Formation in Fuling area, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(7): 1150-1159.
- [2] 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 Wenyuan, 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.
- [3] 胡东风,李真祥,魏志红,等. 四川盆地北部地区巴中1HF井侏罗系河道砂岩油气勘探突破及意义[J]. 天然气工业, 2023, 43(3): 1-11.
HU Dongfeng, LI Zhenxiang, WEI Zhihong, et al. Breakthrough in oil and gas exploration of Jurassic channel sandstone in Well Bazhong 1HF in northern Sichuan Basin and its significance[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(3): 1-11.
- [4] 郭贵安,唐青松,蒋裕强,等. 夹层型页岩油突破及其油气地质意义——以四川盆地中部G119H井为例[J]. 天然气工业, 2024, 44(3): 53-63.
GUO Guian, TANG Qingsong, JIANG Yuqiang, et al. Exploration breakthrough of sandwiched shale oil in Sichuan Basin and its gas-oil geological implications: Taking Well G119H in the central Sichuan Basin as an example[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 53-63.
- [5] 秦春雨,张少敏,韩璐媛,等. 四川盆地侏罗系凉高山组沉积演化特征及页岩油气有利勘探区带[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 53-67.
QIN Chunyu, ZHANG Shaomin, HAN Luyuan, et al. Sedimentary evolution characteristics of Jurassic Lianggaoshan Formation and favorable exploration areas of shale oil and gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 53-67.
- [6] 张釜源,祝海华,张本健,等. 四川盆地中侏罗统凉高山组物源特征及沉积演化模式[J]. 古地理学报, 2025, 27(4): 886-902.
ZHANG Fuyuan, ZHU Haihua, ZHANG Benjian, et al. Provenance characteristics and sedimentary evolutionary model of the Middle Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2025, 27(4): 886-902.
- [7] 成大伟,张志杰,洪海涛,等. 四川盆地东部侏罗系凉高山组层序结构、沉积演化及其主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 262-272.
CHENG Dawei, ZHANG Zhijie, HONG Haitao, et al. Sequence structure, sedimentary evolution and their controlling factors of the Jurassic Lianggaoshan Formation in the East Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 262-272.
- [8] 张大智,杨刚,付尤中,等. 四川盆地侏罗系凉高山组沉积特征及演化规律[J/OL]. 大庆石油地质与开发: 1-11[2025-09-07]. <https://doi.org/10.19597/J. ISSN. 1000-3754. 202410048>.
ZHANG Dazhi, YANG Gang, FU Youzhong, et al. Sedimentary characteristics and evolution laws of Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin[J/OL]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing: 1-11[2025-09-07]. <https://doi.org/10.19597/J. ISSN. 1000-3754. 202410048>.
- [9] 张天舒,陶士振,吴因业,等. 层序演化对三角洲—滩坝沉积体系有利储层类型与分布的控制作用——以四川盆地中部侏罗系凉高山组为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(9): 1286-1300.
ZHANG Tianshu, TAO Shizhen, WU Yinye, et al. Control of sequence stratigraphic evolution on the types and distribution of favorable reservoir in the delta and beach-bar sedimentary system: Case study of Jurassic Lianggaoshan Formation in Central Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(9): 1286-1300.
- [10] AMOROSI A, ZUFFA G G. Sand composition changes across key boundaries of siliciclastic and hybrid depositional sequences[J]. Sedimentary Geology, 2011, 236(1/2): 153-163.
- [11] 罗静兰,罗晓容,白玉彬,等. 差异性成岩演化过程对储层致密化时序与孔隙演化的影响——以鄂尔多斯盆地西南部长7致密浊积砂岩储层为例[J]. 地球科学与环境学报, 2016, 38(1): 79-92.
LUO Jinglan, LUO Xiaorong, BAI Yubin, et al. Impact of

- differential diagenetic evolution on the chronological tightening and pore evolution of tight sandstone reservoirs—A case study from the chang-7 tight turbidite sandstone reservoir in the southwestern ordos basin [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2016, 38(1): 79–92.
- [12] 李易隆, 贾爱林, 何东博. 致密砂岩有效储层形成的控制因素[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 71–82.
- LI Yilong, JIA Ailin, HE Dongbo. Control factors on the formation of effective reservoirs in tight sands: Examples from Guang'an and Sulige gasfields[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 71–82.
- [13] 刘明洁, 刘震, 刘静静, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组机械压实作用与砂岩致密过程及对致密化影响程度[J]. *地质论评*, 2014, 60(3): 655–665.
- LIU Mingjie, LIU Zhen, LIU Jingjing, et al. The relationship between the mechanical compaction and the densification process of sandstones and the affect degree of compaction to the densifying of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Geological Review*, 2014, 60(3): 655–665.
- [14] 祝海华, 钟大康, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯西南地区长7段致密油储层微观特征及成因机理[J]. *中国矿业大学学报*, 2014, 43(5): 853–863.
- ZHU Haihua, ZHONG Dakang, YAO Jingli, et al. Microscopic characteristics and formation mechanism of Upper Triassic Chang 7 tight oil reservoir in the southwest Ordos Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2014, 43(5): 853–863.
- [15] WORDEN R H, ARMITAGE P J, BUTCHER A R, et al. Petroleum reservoir quality prediction: Overview and contrasting approaches from sandstone and carbonate communities [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 2018, 435(1): 1–31.
- [16] DUTTON S P, LOUCKS R G. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200–6700 m) burial, Gulf of Mexico Basin, U. S. A. [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27(1): 69–81.
- [17] 王冠民, 庞小军, 黄晓波, 等. 渤海海域辽中凹陷南部古近系东营组三段重力流砂岩优质储层特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 81–95.
- WANG Guanmin, PANG Xiaojun, HUANG Xiaobo, et al. Characteristics and origin of high-quality gravity-flow sandstone reservoirs in the 3rd member of the Dongying Formation, southern Liaozhong Sag, Bohai Sea[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 81–95.
- [18] 蒋奇君, 李勇, 肖正录, 等. 川中地区大安寨段页岩热演化史及油气地质意义[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(3): 262–270.
- JIANG Qijun, LI Yong, XIAO Zhenglu, et al. Thermal evolution history of shale in Da'anzhai member and its petroleum geological significance in central Sichuan basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(3): 262–270.
- [19] 包汉勇, 张莉, 舒逸, 等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系东岳庙段页岩热演化史及油气地质意义[J]. *天然气工业*, 2025, 45(1): 68–79.
- BAO Hanyong, ZHANG Li, SHU Yi, et al. Thermal evolution history of the Jurassic Dongyuemiaoshale in the Fuxing area of eastern Sichuan Basin and its petroleum geological significance [J]. *Natural Gas Industry*, 2025, 45(1): 68–79.
- [20] JANSSEN M, CARACCILO L, BONNELL L M, et al. Climatic, depositional and environmental controls on early carbonate cementation in fluvial and shallow marine sandstones [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 156: 106433.
- [21] MORAD S. Carbonate cementation in sandstones: Distribution patterns and geochemical evolution [M]//MORAD S. Carbonate Cementation in Sandstones: Distribution Patterns and Geochemical Evolution. Malden, MA: Blackwell Science, 1998: 1–26.
- [22] TAYLOR K G, GAWTHORPE R L, CURTIS C D, et al. Carbonate cementation in a sequence-stratigraphic framework: Upper Cretaceous sandstones, Book Cliffs, Utah-Colorado [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2000, 70(2): 360–372.
- [23] 祝海华, 张秋霞, 董国栋, 等. 鄂尔多斯盆地长7段重力流砂岩长石溶蚀特征及控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(1): 102–113.
- ZHU Haihua, ZHANG Qiuxia, DONG Guodong, et al. Characteristics and control factors of feldspar dissolution in gravity flow sandstone of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(1): 102–113.
- [24] 曹江骏, 王继平, 张道锋, 等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 169–184.
- CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang Gas Field, southwestern Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 169–184.
- [25] 邱振, 吴晓智, 唐勇, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油资源评价[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(9): 1688–1698.
- QIU Zhen, WU Xiaozhi, TANG Yong, et al. Resource assessment of tight oil from the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(9): 1688–1698.
- [26] 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.

- [27] 熊亮, 董晓霞, 王同, 等. 川北地区下侏罗统大安寨段陆相页岩油勘探方向再认识[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 989-1001.
- XIONG Liang, DONG Xiaoxia, WANG Tong, et al. Reassessment of exploration directions of continental shale oil in Lower Jurassic Da'anzhai member in northern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(5): 989-1001.
- [28] 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.
- [29] 侯蓓蓓. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组源储组合分布特征研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- HOU Beibei. Distribution characteristics of source-reservoir assemblage of Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [30] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870-883.
- FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 870-883.
- [31] 宋明水, 刘惠民, 王勇, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集规律认识与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 225-235.
- SONG Mingshui, LIU Huimin, WANG Yong, et al. Enrichment rules and exploration practices of Paleogene shale oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 225-235.
- [32] 高和群, 高玉巧, 何希鹏, 等. 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储层岩石力学特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 502-515.
- GAO Hequn, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Rock mechanical properties and controlling factors for shale oil reservoirs in the second member of the Paleogene Funing Formation, Subei Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 502-515.
- [33] 高德利, 刘维, 万绪新, 等. PDC钻头钻井提速关键影响因素研究[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 20-34.
- GAO Deli, LIU Wei, WAN Xuxin, et al. Study on key factors influencing the ROP improvement of PDC bits [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 20-34.
- [34] 孙珂, 陈清华. 苏北盆地金湖凹陷阜宁组砂岩储层力学性质及影响因素[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 343-353.
- SUN Ke, CHEN Qinghua. Mechanical properties and influencing factors of Funing Formation sandstone reservoir in Jinhu Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 343-353.
- [35] 吕文雅, 安小平, 刘艳祥, 等. 致密砂岩储层注水诱导裂缝动态识别及演化特征——以鄂尔多斯盆地姬塬油田L井区长8油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1431-1446.
- LYU Wenya, AN Xiaoping, LIU Yanxiang, et al. Dynamic responses and evolutionary characteristics of waterflood-induced fractures in tight sandstone reservoirs: A case study of oil reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation, Well Block L, Jiyuan Oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1431-1446.
- [36] 王光付, 李凤霞, 王海波, 等. 四川盆地非常规气藏地质-工程一体化压裂实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1221-1237.
- WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Application of an integrated geology-reservoir engineering approach to fracturing in unconventional gas reservoirs, Sichuan Basin and some insights [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1221-1237.
- [37] 阮壮, 徐睿, 王杰, 等. 柴达木盆地马海东地区古近系砂岩储层微观孔隙结构特征及微观致密区成因[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1032-1045.
- RUAN Zhuang, XU Rui, WANG Jie, et al. Micro-pore structure characteristics of the Paleogene sandstone reservoirs and genesis of microscopic tight zones in the Mahaidong area, Qaidam Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1032-1045.

(编辑 董奕含)