

四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组 页岩储层特征与演化机制

王濡岳^{1,2,3}, 胡宗全^{1,2}, 龙胜祥¹, 杜伟¹, 吴靖⁴, 邬忠虎⁵, 聂海宽¹, 王鹏威¹, 孙川翔¹, 赵建华⁶

[1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206;
3. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206; 4. 山东科技大学地球科学与工程学院, 山东 青岛 266500;
5. 贵州大学土木工程学院, 贵州 贵阳 550025; 6. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580]

摘要:依据矿物岩石学、有机地球化学、储集空间、物性及含气性等特征,系统分析并探讨了上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征、演化机制及其对页岩气勘探开发的影响,提出“生物硅钙控格架、协同演化促生孔、压力演化控保存”的页岩储层演化机制。研究表明:①岩相、有机孔载体类型及其赋存方式对有机孔的发育具有重要控制作用,硅质页岩大尺度有机质充填粒间孔(3~5 μm)发育程度高,最利于有机质大孔发育;粘土质页岩受TOC含量和有机质-粘土复合体结构影响,有机孔的孔径分布范围广、平均孔径大,但有机孔总量较小。②同生-早成岩阶段早期形成的生物石英、微生物白云石和黄铁矿等构成的刚性支撑格架利于原生孔隙的保存。中成岩阶段早期,有机酸的产生和消耗、不稳定矿物溶蚀/蚀变、粘土矿物转化和干酪根生油具有同步性,为生油期液态烃的充注与滞留提供了有利空间。中成岩晚期-晚成岩阶段,干酪根和滞留烃裂解生气、成孔和增压促进了有机孔与微裂缝的发育。③超压对压实作用的缓解利于有机孔形态与页岩物性的保持,对高应力敏感性粘土质页岩物性的保持影响显著,对底部高脆性矿物页岩段影响较低。盆内至盆缘构造的改造与泄压强度逐渐增大,底部硅质页岩物性变化不显著,上部粘土质页岩物性降低显著,封盖作用增强。

关键词:岩相;地层压力;储层演化;页岩气;五峰组;龙马溪组;奥陶系;志留系;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin

Wang Ruyue^{1,2,3}, Hu Zongquan^{1,2}, Long Shengxiang¹, Du Wei¹, Wu Jing⁴, Wu Zhonghu⁵,
Nie Haikuan¹, Wang Pengwei¹, Sun Chuanxiang¹, Zhao Jianhua⁶

[1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 3. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. College of Earth Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266500, China; 5. College of Civil Engineering, Guizhou University, Guiyang, Guizhou 550025, China; 6. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China]

Abstract: The characterization of the Upper Ordovician Wufeng – Lower Silurian Longmaxi shale in terms of mineralogy, organic geochemistry, storage space, physical properties and gas-bearing potential, is applied to discuss the evolutionary mechanisms and their influence on shale gas exploration and development, proposing a shale reservoir evolution mechanism of “framework development as controlled by biogenetic silica-calcite, pore generation as promoted by co-evolution, and pore preservation as controlled by pressure evolution”. The results show that: (1) lithofacies along with the type and occurrence of organic matters (organic pore carrier) plays an important role in controlling the development of organic pores. The intergranular pores (with a size of greater than 3-5 μm) filled with organic matters in the siliceous shales are highly developed, the most conducive to the development of organic macropores. The development of organic pores in argillaceous shales is affected by the TOC content and the structure of organo-clay complexes, and the organic pores are characterized by a wide range of distribution, large pore size on average, and small total number. (2) The rigid

收稿日期:2020-12-05;修订日期:2021-12-26。

第一作者简介:王濡岳(1990—),男,博士、高级工程师,非常规油气地质与油气勘探规划。E-mail: wry1990@vip.qq.com。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(41902134,42172165,41872124);中国石油化工股份有限公司科技部项目(P20046-1)。

framework composed of bio-quartz, microbial dolomite and pyrite formed in the early of contemporaneous-early diagenetic stage contributes to the preservation of original pores. In the early stage of the middle diagenesis, the production and consumption of organic acids, unstable mineral dissolution, clay mineral transformation and oil generation from kerogens are synchronized, serving to provide spaces favorable for the charging and retention of liquid hydrocarbons during the oil generation period. From the late mesogenetic stage to the late diagenetic stage, gas generation, organic pore formation and pressure increase from cracking of kerogen and retained hydrocarbon jointly promote the development of organic pores and micro-fractures. (3) The compaction mitigation by overpressure allows the maintenance of organic pore morphology and shale physical properties. Its influence on highly stress-sensitive argillaceous shale at upper interval is obvious, while on the other hand, unapparent on highly brittle shale intervals at the bottom. With the tectonic modification and pressure relief intensity getting enhanced from the basinal center to edges, the physical properties of siliceous shale at the bottom largely remain the same, while the physical properties of the upper argillaceous shale become poor resulting in an enhanced sealing capacity.

Key words: lithofacies, formation pressure, reservoir evolution, shale gas, Wufeng Formation, Longmaxi Formation, Ordovician, Silurian, Sichuan Basin

引用格式:王濡岳,胡宗全,龙胜祥,等. 四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 353-364. DOI: 10. 11743/ogg20220209.

Wang Ruyue, Hu Zongquan, Long Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 353-364. DOI: 10. 11743/ogg20220209.

页岩油气的异军突起使非常规油气在全球能源结构中的占比越来越大。以吸附态和游离态为主要赋存方式,源-储一体的页岩气已成为全球油气勘探开发的热点。2009年以来,四川盆地及其周缘页岩气勘探开发取得了丰硕的成果认识^[1-14],对中国非常规油气的勘探开发与能源结构的优化意义深远。四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩分布广泛,页岩气累计探明地质储量已超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,2019年产量达 $154 \times 10^8 \text{ m}^3$,已步入创新突破与快速发展阶段。

作为非常规油气储层,受限于资料掌握程度、勘探认识深度与早期重视程度的不足,页岩基础研究不足的问题逐渐突显。页岩不同类型孔隙主体形成于不同成岩作用阶段且成因类型多样,沉积、构造和成岩演化对页岩储层演化、保存与埋深等均具有重要影响,决定了优质页岩储层的时空分布。针对四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气地质研究,虽然已取得了大量成果认识,但仍存在以下几方面不足:不同岩相、埋深、保存条件下页岩储集空间类型、特征及其差异性方面的研究仍较为薄弱;页岩各类孔隙的形成-演化过程、源-储演化协同性及影响因素有待深入分析;页岩时空演化差异性及其对储层发育特征、页岩气富集与保存的控制作用仍有待进一步明确。因此,查明页岩储层发育特征及其演化机制对页岩气勘探开发选区(层)评价与非常规油气地质理论的丰富完善具有重要参考借鉴意义。以矿物岩石学、有机地球化学、储集空

间、物性及含气性特征等方面为切入点,本文系统分析探讨了四川盆地五峰组-龙马溪组页岩储层特征、演化机制及其对页岩气勘探开发的影响,以期为中国南方页岩气的勘探开发提供参考。

1 区域地质概况

四川盆地及其周缘地区上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩分布广泛(图1),岩相以硅质页岩、含灰硅质页岩和粘土质页岩为主,目前页岩气勘探开发的底部核心层段具有薄层、富炭、富硅、深水、低沉积速率等显著特征^[12]。四川盆地及其周缘地区经历了加里东、海西、印支、燕山和喜马拉雅等多期构造运动,其中燕山运动控制了其东、西构造的差异演化,对海相页岩层系的分布、埋深与保存条件等产生了关键影响。中-新生代构造抬升存在“东西分带、南北分块、递进变形”的特征^[7]。齐岳山断裂以西地区构造变形强度小、时期晚,页岩分布区以超压为主;齐岳山断裂以东地区构造变形强度大、时期早,页岩分布区以常压为主,页岩气富集与保存条件更为复杂。

2 储层发育特征

2.1 有机地球化学特征

五峰组-龙马溪组页岩在总有机碳(TOC)含量、有

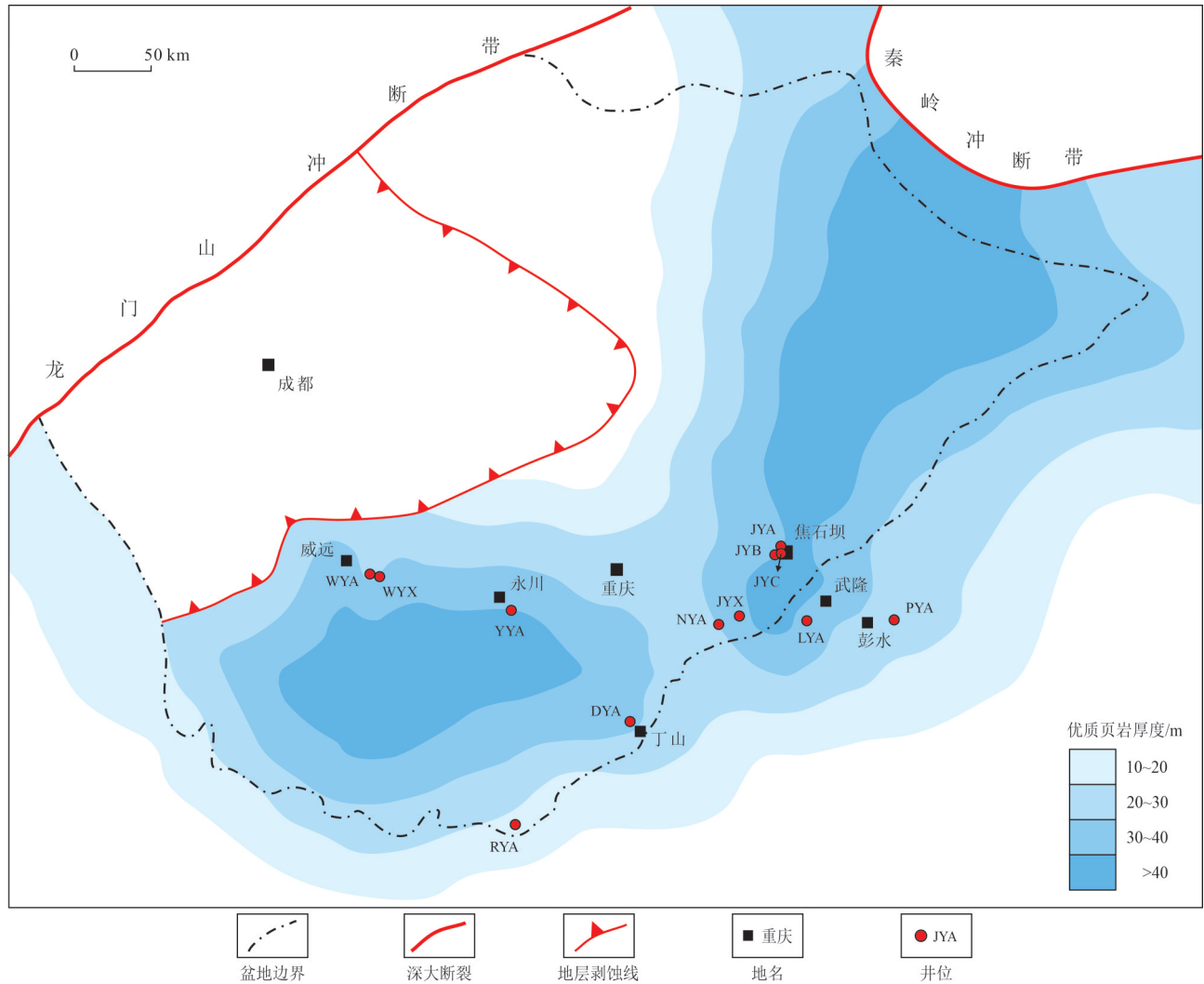


图1 四川盆地五峰组-龙马溪组底部优质页岩分布

Fig. 1 Distribution of high-quality shale at the bottom of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin

机质类型及成熟度方面总体变化不大。 TOC 含量一般介于 $0.5\% \sim 6.0\%$, 最高可达 8.6% , 有机质丰度具有自下向上逐渐变低的特点。底部 TOC 含量大于 2% 的优质页岩主要分布于川南、川东南、鄂西渝东和川东北地区(图1)。川东地区优质页岩厚度一般介于 $20 \sim 50\text{ m}$, TOC 含量均值介于 $3.3\% \sim 3.9\%$; 川南地区优质页岩厚度介于 $40 \sim 60\text{ m}$, TOC 含量均值为 2.6% ; 威远地区优质页岩厚度介于 $25 \sim 60\text{ m}$, TOC 含量均值介于 $2.6\% \sim 4.0\%$ 。干酪根碳同位素、有机岩石学和地球化学特征揭示有机质类型以 I 型和 I-II₁ 混合型为主, 低等浮游生物是主要的母质来源。四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩虽然现今埋深差异较大, 但有机质成熟度(镜质体反射率 R_o) 差异较小, 与现今埋深无明显相关性, R_o 集中分布在 $2.3\% \sim 3.1\%$ ^[12], 表明五峰组-龙马溪组页岩沉积后普遍经历了深埋与生烃过程。

2.2 岩相和矿物组分特征

沉积格局的继承与变化使五峰组-龙马溪组优质页岩具有东西分带、垂向分异的分布特征。五峰组沉积期, 川南地区受古陆影响, 岩相以粘土质页岩为主, 川东地区以硅质页岩为主。龙马溪组沉积期, 在继承性沉积格局基础上硅质页岩段具有东厚西薄特征, 川中地区以(含)灰质硅质页岩与硅质页岩互层的组合特征为主。

四川盆地及其周缘不同区域五峰组沉积时期水体环境差异较大, 页岩的矿物组成也存在差异。川东地区五峰组石英含量普遍大于 50% , 粘土矿物含量普遍小于 35% , 碳酸盐矿物含量小于 10% , 石英含量沿北东至南西方向逐渐降低; 川南地区五峰组石英含量小于 40% , 碳酸盐矿物含量大于 16% , 威远和昭通地区碳酸盐矿物含量普遍大于 25% , 碳酸盐矿物含量沿北西至南东方向逐渐增加(图2a)。龙马溪组底部优质页岩石

英含量变化规律与五峰组具有一定相似性,大体具有自北东向南西逐渐降低的趋势,但不同地区页岩矿物组分差异程度低于五峰组页岩(图2)。川东地区石英含量普遍大于40%,川南地区北部威远和南部昭通地区受川中与黔中古陆影响较大,碳酸盐矿物含量较高,普遍大于20%,石英含量普遍小于35%(图2b)。

2.3 储集空间发育特征

大量发育的有机质孔隙是页岩储层区别于其他储层的主要特征,也是五峰组-龙马溪组页岩最主要的储集空间^[10-12,15-17]。岩相和有机孔载体类型对有机孔的发

育具有控制作用,固体沥青相关的有机孔发育程度总体较高,是有机孔最主要的载体^[10-12,15],其内部有机孔的分布较不均一,有机孔面孔率变化范围较大。粘土质页岩压实程度较强,矿物颗粒以线接触和凹凸接触为主,矿物残余粒间孔尺度较小,其内部有机孔发育程度较低(图3a,d);硅质页岩与(含)灰质硅质页岩内部隐晶-微晶质生物石英含量高,与陆源碎屑构成抗压实刚性格架,页岩内大尺度粒间孔(3~5 μm)发育程度高,有机质充填,其内部有机质大孔发育程度最高(图3b,c,e,f),同时此类大尺度粒间孔内常见有机质-粘土复合体,复合体内有机孔发育程度也普遍较高(图3f)。

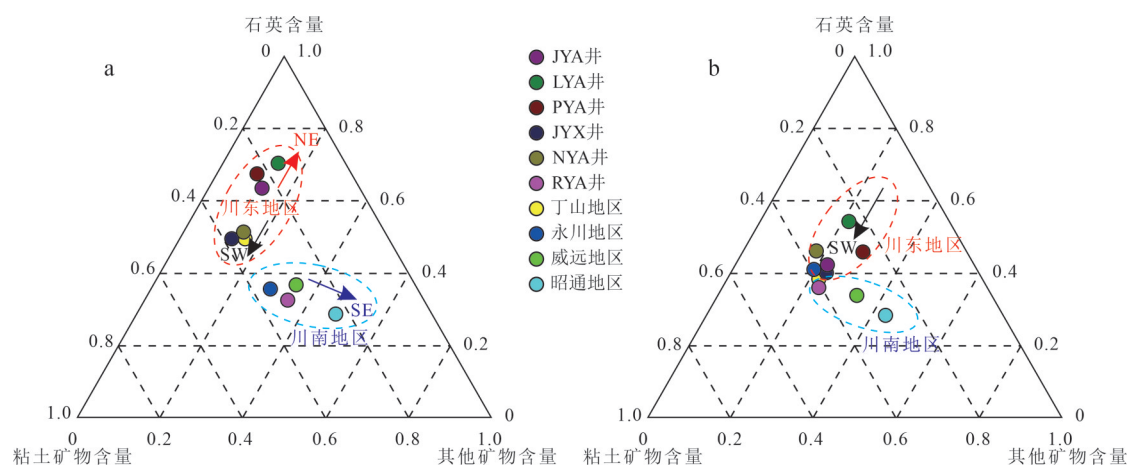


图2 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组优质页岩矿物组分特征

Fig. 2 Mineral composition characteristics of the high-quality Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin and on its periphery

a. 五峰组; b. 龙马溪组底部

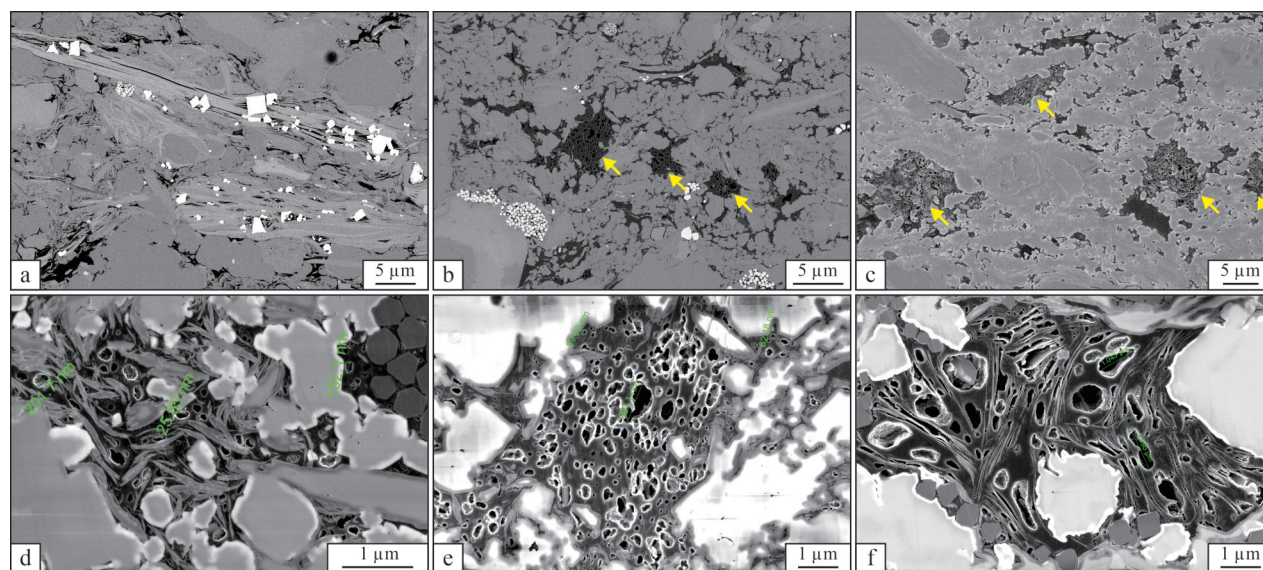


图3 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组底部页岩储集空间微观特征

Fig. 3 Microscopic characteristics of reservoir spaces at the bottom of the Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin and on its periphery
a. 粘土质页岩,埋深2 378.4 m,JYA井; b. 硅质页岩,埋深2 404.1 m,JYA井; c. 含灰硅质页岩,埋深3 704.4 m,WYX井; d. 粘土质页岩有机孔特征,埋深2 329.1 m,JYC井; e. 图3b局部放大,有机孔发育程度高,JYA井; f. (含灰)硅质页岩,大尺度粒间孔,有机质-粘土复合体充填,有机孔发育程度高,埋深3 584.5 m,WYA井

页岩岩相、有机地球化学和图像识别孔径参数结果表明,自上而下,页岩 *TOC* 含量与有机孔数量均逐渐增加,岩相由粘土质页岩逐渐转化为硅质页岩(图 4);有机孔隙孔径方面,底部硅质页岩有机孔平均孔径总体较大,粘土质页岩有机质孔隙分布范围最广、平均孔径较大,而粉砂质页岩内有机质孔隙孔径分布

较窄,平均孔径最小(图 4)。综合上述分析,岩相、有机孔载体类型及其赋存方式对有机质孔的发育具有重要控制作用,硅质页岩大尺度粒间孔($3 \sim 5 \mu\text{m}$)发育程度高,以固体沥青为主的有机孔载体大量充填,最利于有机质大孔的发育(图 3e,图 3f,图 4);粘土质页岩 *TOC* 含量与有机孔总量有所降低,但受有机质-

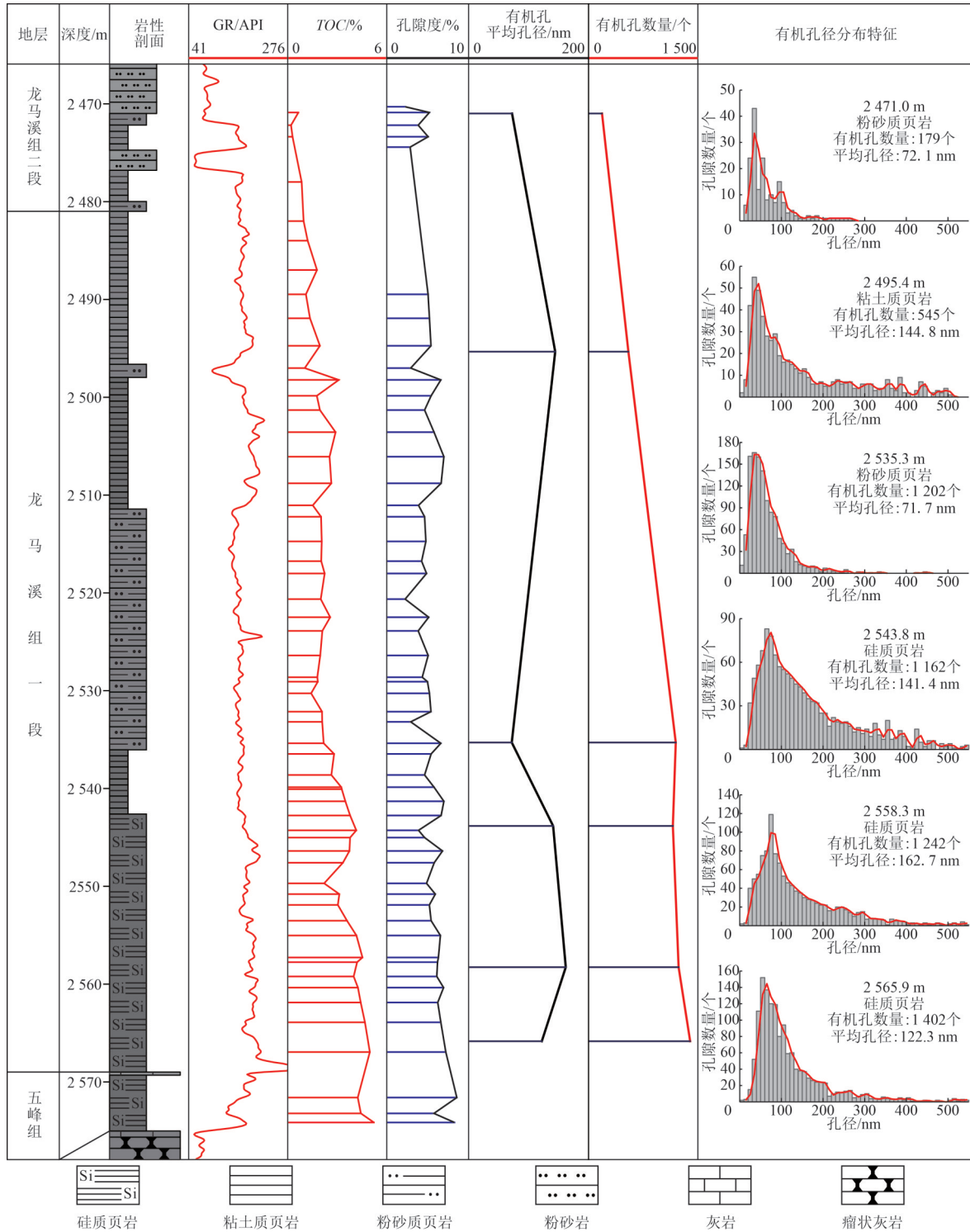


图4 四川盆地JYB井五峰组-龙马溪组页岩有机质孔隙孔径纵向分布

Fig. 4 Vertical distribution of organic pore sizes of the Wufeng-Longmaxi shale in Well JYB, Sichuan Basin

粘土复合体结构影响,有机质大孔发育程度较高(图3d,图4)。

3 优质储层成因机制

3.1 生物硅钙控格架

五峰组-龙马溪组底部优质页岩段硅质含量较上部明显增高,其来源主要为生物成因石英^[1,18-19]。成岩过程中在温度和压力作用下,来源于海绵骨针和放射虫等溶解度较高的非晶质石英(蛋白石-A/蛋白石-CT)逐步转化为溶解度低、结构稳定的隐晶质、微晶石英及粗晶石英^[20-23],大小普遍介于 $0.5 \sim 5.0 \mu\text{m}$ (图5)。五峰组-龙马溪组底部硅质页岩段内硅质条带普遍发育,内部富含放射虫等硅质生物,为隐晶质生物石英的大量发育提供了物质基础(图5a—c)。同时,优质页岩段($\text{TOC} > 2\%$)石英与 TOC 含量具有较好正相关

性(图6a),也反映出较高的生物石英含量^[23-25]。生物石英在同生成岩阶段已开始缓慢形成,并在早成岩阶段早期大量生成,利于早期刚性格架的形成与原始孔隙的保存(图5d)。

川东地区优质页岩以硅质页岩为主,碳酸盐矿物含量普遍低于 10% 。川南地区五峰组-龙马溪组页岩沉积于钙质深水陆棚,碳酸盐矿物含量较高,其含量与成因对页岩储层的形成与演化具有不可忽视的作用。五峰组-龙马溪组页岩中碳酸盐矿物主要包括分散在基质中的颗粒状方解石/白云石和生物结构方解石(图5e—h),以泥-粉晶为主,粒度多介于 $2 \sim 30 \mu\text{m}$,白云石自形程度高,以自形-半自形为主;方解石自形程度低,以半自形为主。碳、氧同位素分析与矿物形态特征表明,川南地区五峰组-龙马溪组页岩内白云石主要是微生物成因,形成于同生-准同生成岩阶段(图5i),与莓状黄铁矿形成期接近,早于生物石英(图5h)。川南地区五峰组-龙马溪组页岩石英含量低于川东地

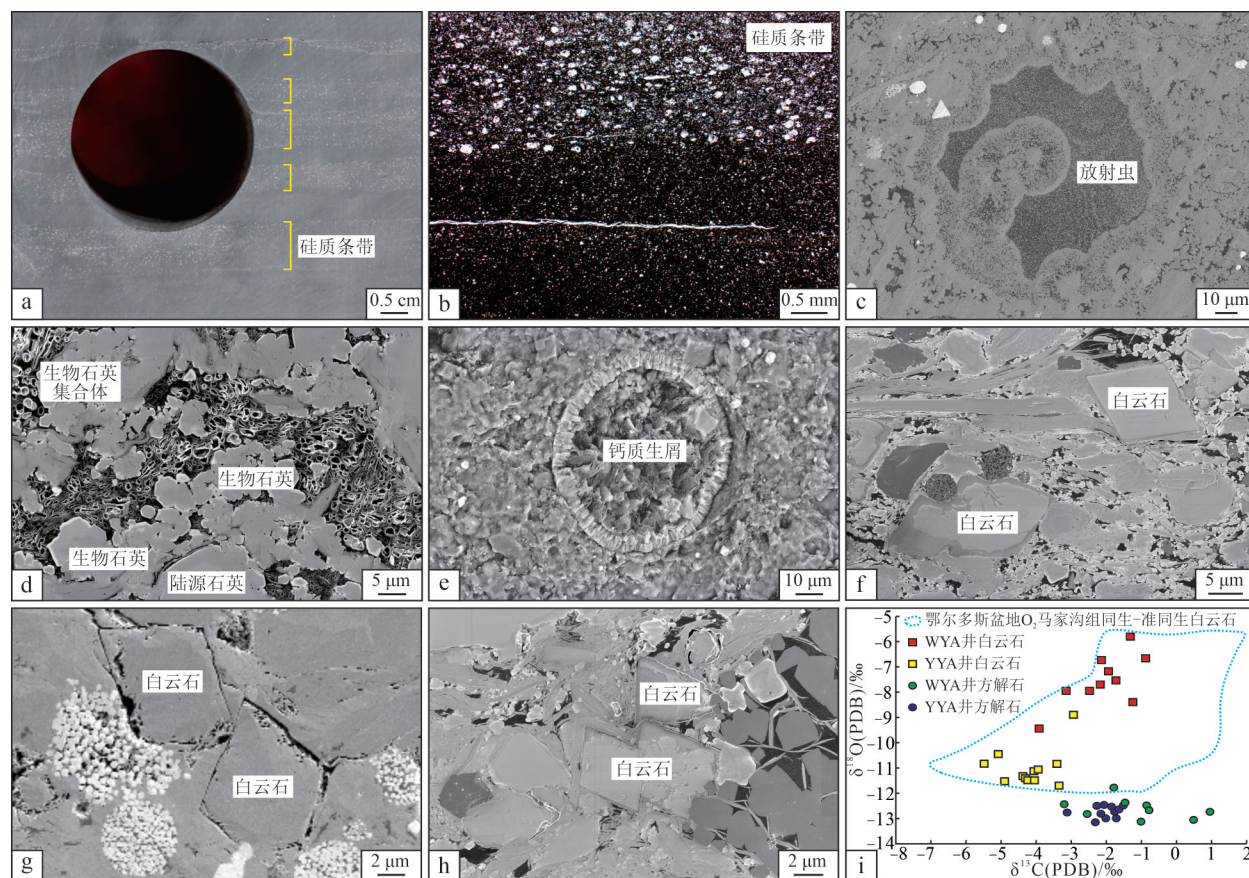


图5 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩主要刚性矿物微观特征

Fig. 5 Microscopic characteristics of main rigid minerals at the bottom of the Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin

a. 硅质条带,埋深3 865.7 m,YYA井; b. 图5a局部放大,硅质条带内放射虫等硅质生物富集; c. 放射虫微观特征,埋深2 413.7 m,JYA井; d. 生物石英格架支撑下有机质孔发育良好,面孔率高,埋深3 704.4 m,WYX井; e. 钙质生屑,埋深3 851.7 m,WYB井; f—h. 白云石边缘规则、自形程度高,形成时期与莓状黄铁矿接近,早于生物石英,埋深3 569.7 ~ 3 587.7 m,WYA井; i. 五峰组-龙马溪组页岩碳酸盐矿物碳、氧同位素与成因类型特征(马家沟组资料引自文献[26])

区,其碳酸盐矿物含量的增加对有机质的富集具有分段式的相关关系,当碳酸盐矿物含量小于20%时,碳酸盐矿物与TOC含量正相关,以钙质生物来源为主;当碳酸盐矿物含量大于20%时,碳酸盐矿物与TOC含量大体负相关(图6b)。

同生-早成岩阶段早期形成的生物石英、微生物白云石和黄铁矿与陆源碎屑颗粒共同构成刚性支撑格架,对页岩储层原始孔隙保持和后期压裂改造起先决性作用,因此总结概括为“生物硅钙控格架”。

3.2 协同演化促生孔

根据矿物形成条件、形态、分布和成岩现象,明确了五峰组-龙马溪组页岩有机-无机协同特征(图7—图9)。①同生-早成岩阶段生物硅钙格架形成过程中的充填、胶结作用虽然使原始孔隙有所降低,但其较强的抗压实性对页岩原始孔隙的保存具有重要建设性作用(图5d,图7,图9)。原始粒间孔的保存为生油期液态烃的充注与滞留提供了有利空间。如果缺乏早期刚

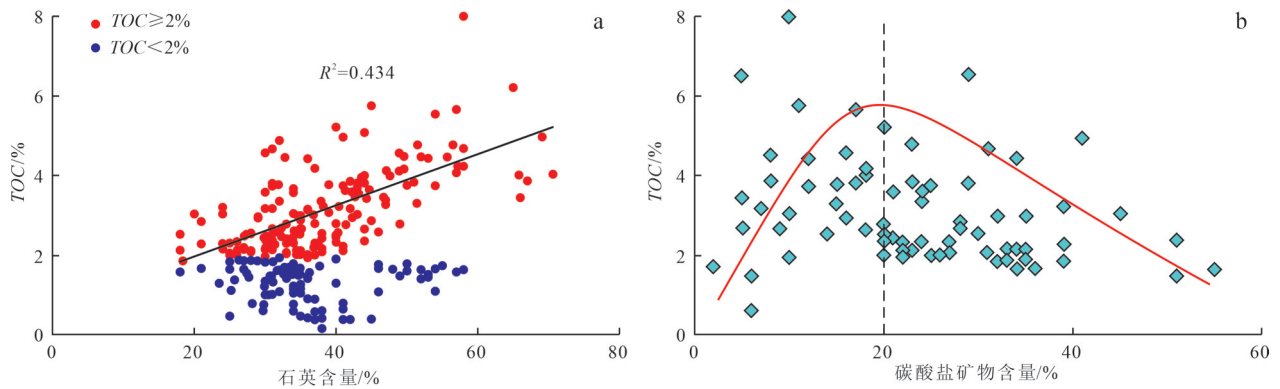


图6 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩矿物含量与TOC关系

Fig. 6 Mineral vs. TOC content in the Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin

a. 石英含量与TOC关系; b. 碳酸盐矿物含量与TOC关系

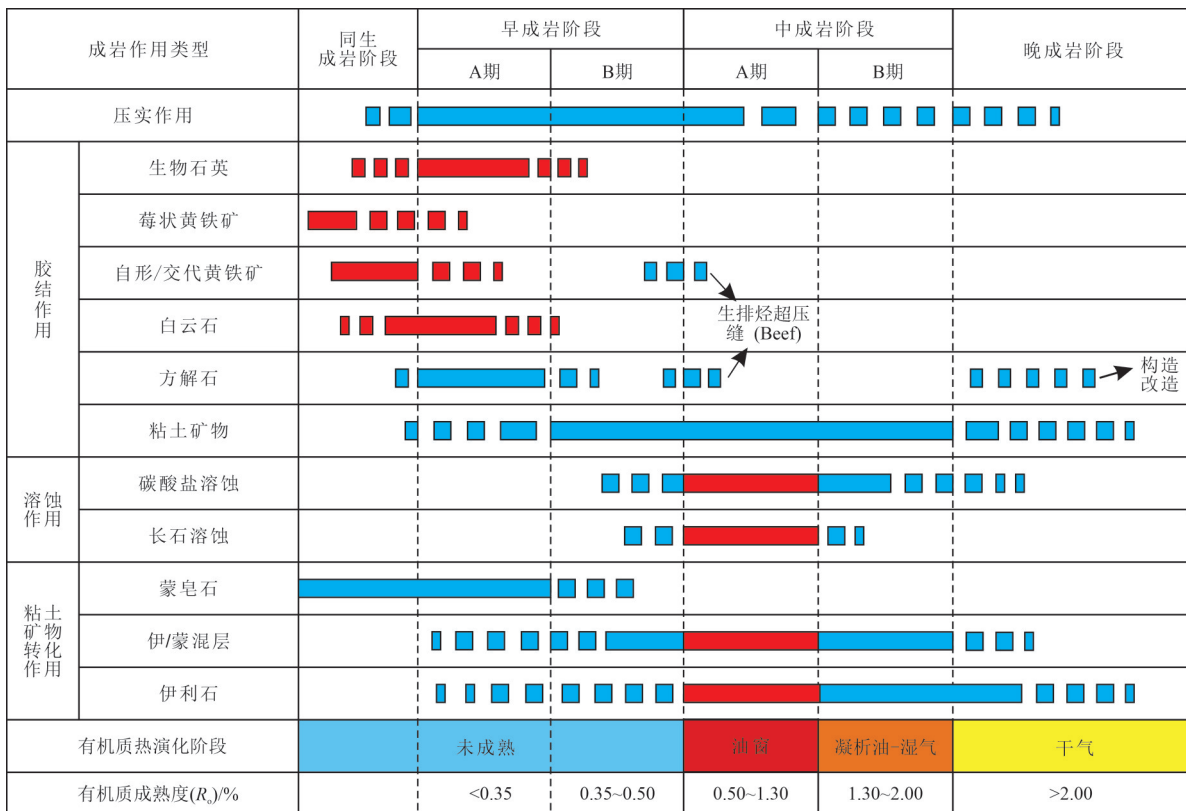


图7 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩成岩演化序列

Fig. 7 Diagenetic sequence of the Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin

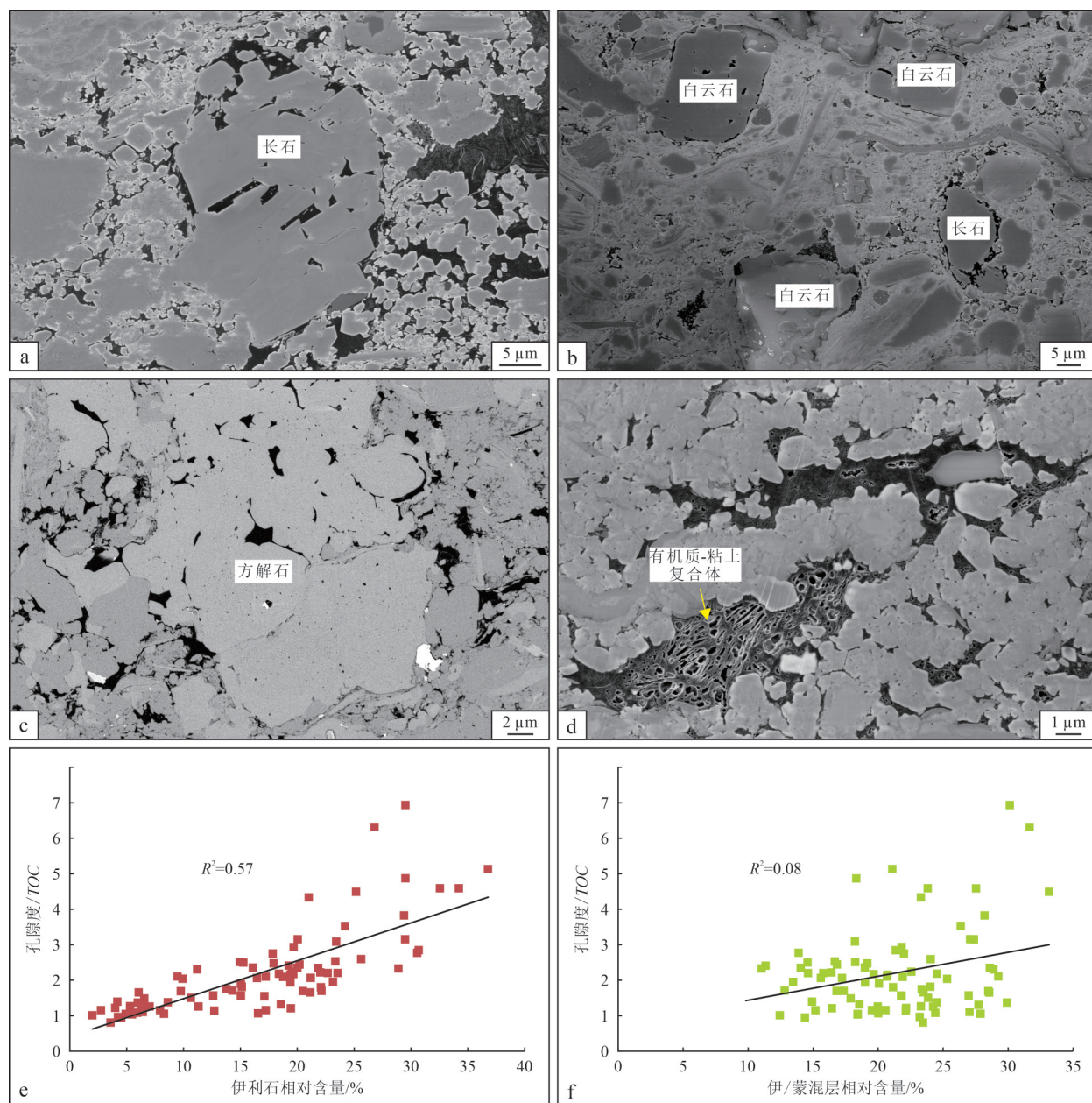


图8 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩矿物成岩演化特征及其对储层物性的影响

Fig. 8 Mineral diagenetic evolution characteristics and their influence on the physical properties of the Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin

a. 长石产生溶蚀和蚀变,有机质充填,埋深3 812.4 m, DYA井; b. 不稳定矿物普遍发生溶蚀/蚀变现象,边缘有机质充填,埋深3 794.8 m, DYA井; c. 方解石溶蚀孔隙,有机质充填为主,针状孔未充填,埋深3 866.0 m, YYA井; d. 有机质-粘土复合体内部有机质孔隙发育程度高,埋深3 704.4 m, WYX井; e, f. 伊利石和伊/蒙混层相对含量与页岩孔隙度/TOC(排除TOC含量影响)关系

性支撑格架,强压实作用下富粘土质页岩残留粒间孔的减少与闭合将导致有机质的孤立分布和孔隙连通性的降低(图9)。②中成岩早期(油窗)有机酸的产生和消耗、不稳定矿物溶蚀/蚀变、粘土矿物转化和干酪根生油具有同步性(图7),长石、碳酸盐等不稳定矿物的溶蚀产生了额外的次生孔隙(图8a—c),伊利石相对含量较高的页岩样品粘土矿物粒间孔、有机质-粘土复合体及其内部有机孔更为发育(图8d—f),进一步为生

油期液态烃的充注与滞留提供了有利空间。③中-晚成岩阶段,干酪根和滞留烃裂解生气、成孔和增压促进了有机孔与(微)裂缝的发育(图7,图9),利于晚期页岩气的富集与高产^[1,27-29]。自上至下,TOC含量及生物石英等刚性矿物含量逐渐增加,抗压实能力不断增强,页岩岩相由粘土质页岩逐渐转变为硅质页岩,迁移有机质及其内部连通性有机孔发育程度逐渐增加,页岩储层品质逐渐变好(图9)。

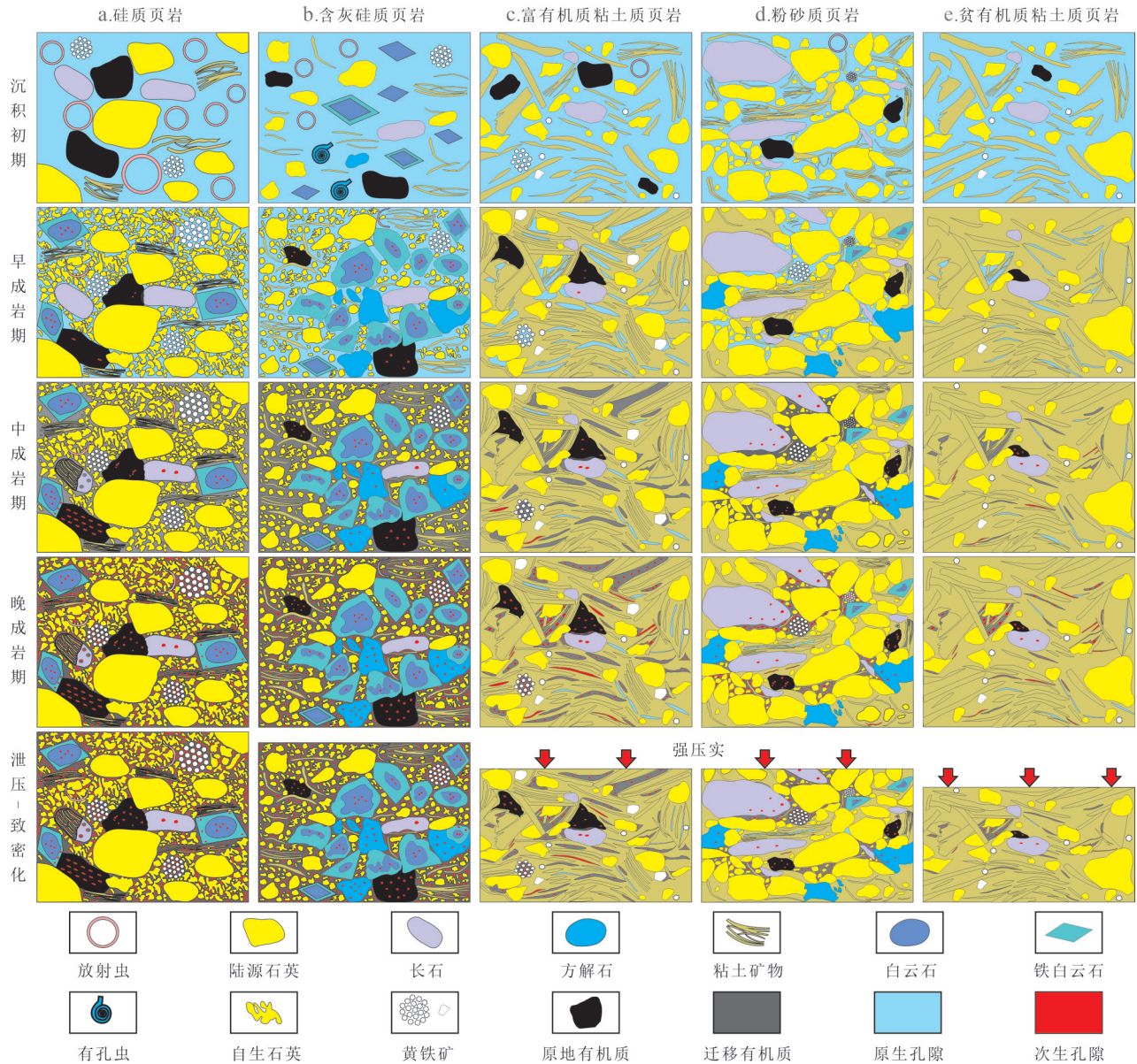


图9 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组不同岩相页岩储层演化模式

Fig. 9 Evolutionary models of different lithofacies in the Wufeng-Longmaxi shale reservoirs in the Sichuan Basin and on its periphery

3.3 压力演化控保存

地层超压是页岩气富集与高产的重要条件,也是反映保存条件的重要指标^[5,7-8,30-33]。五峰组-龙马溪组页岩在构造抬升前的深埋阶段普遍超压^[7,30],川东地区古地层压力系数介于1.7~2.2,现今地层压力系数介于0.9~1.5,泄压现象普遍、泄压强度较大;盆内地区现今地层压力系数普遍介于1.6~2.1,与盆缘相比泄压程度较低,保存条件相对较好,页岩物性和含气性与盆缘常压地区也存在明显差异。

五峰组-龙马溪组底部优质页岩物性与含气性特征统计表明,川东和川南永川地区粘土质页岩孔隙度

最高,硅质页岩物性总体较好,粉砂质页岩孔隙度最低(图10),具有超压、良好保存条件的地区页岩上部粘土质页岩孔隙度与渗透率总体大于下部,具有轻微“上高下低”特征,利于上部粘土质页岩天然气的短距离运移与汇聚,形成焦石坝地区上部气层。与之相反,盆缘至盆外常压地区页岩物性则表现为“上低下高”特征,即下部硅质页岩孔隙度与渗透率均高于上部粘土质页岩(图10),这种岩性与物性组合特征一定程度上利于粘土质页岩的物性封闭和盆外常压区页岩气的保存。

压力演化控制了规模性页岩储层的差异演化(图9,图10)。①未泄压或弱泄压条件下,硅质页岩、含灰硅质页岩与高应力敏感性富有机质粘土质页岩均具有

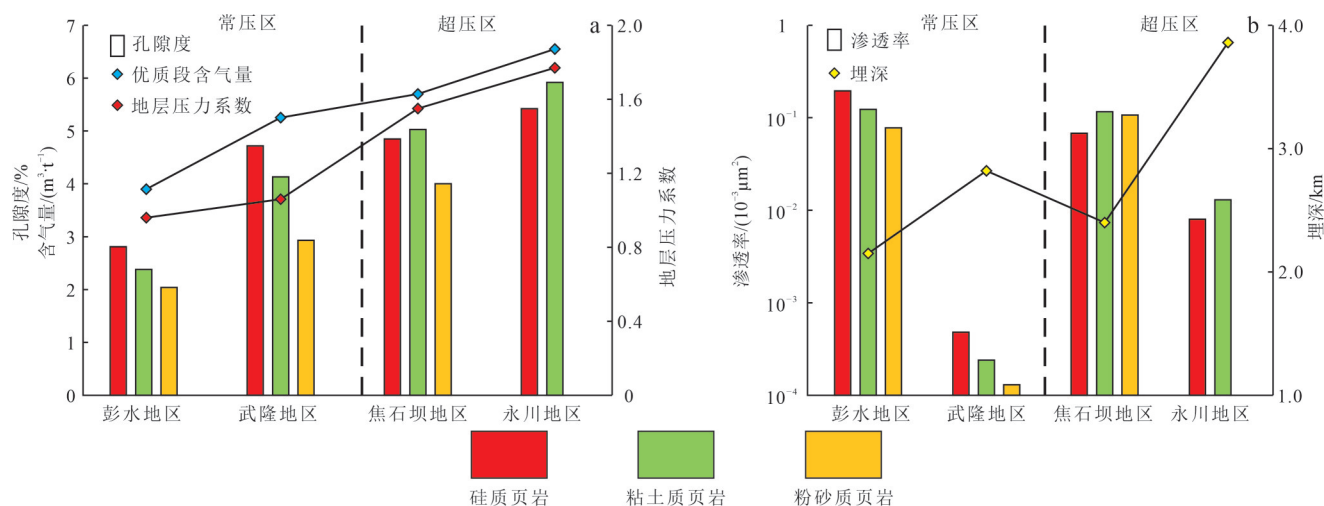


图10 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩物性与含气性控制因素

Fig. 10 Factors controlling the physical and gas-bearing properties of the Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin and on its periphery

a. 孔隙度-含气量-地层压力系数关系; b. 渗透率-埋深关系

较好储集性能,上部粉砂质和贫有机质粘土质页岩物质基础差、抗压实能力弱、物性与含气性较差;②显著泄压、致密化作用下,底部硅质页岩孔隙结构、物性与含气性受泄压影响较小,上部粘土质和粉砂质页岩物性与含气性降低显著,逐渐演化为直接盖层,“上低下高”的物性变化特征利于常压页岩气的保存。

4 结论

1) 岩相、有机孔载体类型及其赋存方式对五峰组-龙马溪组页岩微观储集空间的发育具有重要控制作用,硅质页岩大尺度有机质充填粒间孔($3\sim 5\mu\text{m}$)发育程度高,最利于有机质大孔发育;粘土质页岩受TOC含量和有机质-粘土复合体结构影响,有机孔的孔径分布范围广、平均孔径大,但有机孔总量较小。

2) 同生-早成岩阶段早期形成的生物石英、微生物白云石和黄铁矿等构成的刚性支撑格架利于原生孔隙的保存。中成岩阶段早期,有机酸的产生和消耗、不稳定矿物溶蚀、粘土矿物转化和干酪根生油具有同步性,为生油期液态烃的充注与滞留提供了有利空间。中成岩晚期-一晚成岩阶段,干酪根和滞留烃裂解生气、成孔和增压促进了有机孔与微裂缝的发育。

3) 超压对压实的缓解利于有机孔形态与页岩物性的保持,对高应力敏感性粘土质页岩物性的保持影响显著,对底部高脆性矿物页岩段影响较低。盆内弱泄压条件下硅质、含灰硅质与富有机质粘土质页岩均具备较好储-渗性能;盆内至盆缘构造改造与泄压强

度逐渐增大,底部硅质页岩物性变化不显著,上部粘土质页岩物性降低显著,封盖作用增强,优质页岩演变为单一硅质页岩岩相。

4) 基于上述成果认识,提出“生物硅钙控格架、协同演化促生孔、压力演化控保存”的优质页岩储层形成机理,在四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气储层地质评价研究中具有重要参考意义。与此同时,页岩储层构造-压力与生烃-成岩演化耦合关系及其对页岩储集类型、页岩气富集与保存机制及勘探开发对策等方面影响尚不够明确,值得进一步深入研究。

致谢:成文中,得到了中国石化江汉油田分公司、西南油气分公司、华东油气分公司和勘探分公司的协助和支持,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] 郭旭升,李宇平,腾格尔,等.四川盆地五峰组-龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J].石油勘探与开发,2020,47(1):1-9.
Guo Xusheng, Li Yuping, Borjigen Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Production, 2020, 47(1): 1-9.
- [2] Li Yang, Zhou Dehua, Wang Weihong, et al. Development of unconventional gas and technologies adopted in China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 55-68.
- [3] 郭旭升,赵永强,张文涛,等.四川盆地元坝地区千佛崖组页岩油气富集特征与主控因素[J].石油实验地质,2021,43(5):749-757.

- Guo Xusheng, Zhao Yongqiang, Zhang Wentao, et al. Accumulation conditions and controlling factors for the enrichment of shale oil and gas in the Jurassic Qianfoya Formation, Yuanba area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43 (5): 749-757.
- [4] 蔡勋育, 赵培荣, 高波, 等. 中国石化页岩气“十三五”发展成果与展望[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42 (1): 16-27.
- Cai Xunyu, Zhao Peirong, Gao Bo, et al. Sinopec's shale gas development achievements during the "Thirteenth Five-Year Plan" period and outlook for the future[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42 (1): 16-27.
- [5] 郭彤楼. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. *地学前缘*, 2016, 23 (1): 29-43.
- Guo Tonglou. Discovery and characteristics of the Fuling shale gas field and its enlightenment and thinking[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1):29-43.
- [6] 徐旭辉, 申宝剑, 李志明, 等. 页岩气实验地质评价技术研究现状及展望[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10 (1): 1-8.
- Xu Xuhui, Shen Baojian, Li Zhiming, et al. Status and prospect of experimental technologies of geological evaluation for shale gas [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(1): 1-8.
- [7] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 724-733.
- He Zhiliang, Hu Zongquan, Nie Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28 (5): 724-733.
- [8] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. *天然气工业*, 2014, 34 (6): 17-23.
- Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in south-eastern margins of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34 (6): 17-23.
- [9] Zheng Herong, Zhang Jincai, Qi Yuanchang. Geology and geomechanics of hydraulic fracturing in the Marcellus shale gas play and their potential applications to the Fuling shale gas development [J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1 (1-2): 36-46.
- [10] 胡宗全, 杜伟, 彭勇民, 等. 页岩微观孔隙特征及源-储关系: 以川东南地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(6): 1001-1008.
- Hu Zongquan, Du Wei, Peng Yongmin, et al. Microscopic pore characteristics and the source-reservoir relationship of shale: A case study from the Wufeng and Longmaxi Formations in Southeast Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36 (6): 1001-1008.
- [11] 腾格尔, 申宝剑, 俞凌杰, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 69-78.
- Borjigin Tenger, Shen Baojian, Yu Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44 (1): 69-78.
- [12] 胡宗全, 杜伟, 刘忠宝, 等. 页岩气源储耦合机理及其应用[M]. 北京: 地质出版社, 2018: 1-38.
- Hu Zongquan, Du Wei, Liu Zhongbao, et al. Source-reservoir coupling mechanisms and its application of shale gas [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2018: 1-38.
- [13] 王濡岳, 胡宗全, 董立, 等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42 (1):54-65.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Dong Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 54-65.
- [14] 王濡岳, 胡宗全, 周彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42 (6): 1295-1306.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Zhou Tong, et al. Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1295-1306.
- [15] 王濡岳, 胡宗全, 聂海宽, 等. 川东南五峰组—龙马溪组与黔东南牛蹄塘组页岩储层特征对比分析与差异性探讨[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(5): 639-649.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Nie Haikuan, et al. Comparative analysis and discussion of shale reservoir characteristics in the Wufeng-Longmaxi and Niutitang formations: a case study of the well JY1 in SE Sichuan Basin and well TX1 in SE Guizhou area [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40 (5): 639-649.
- [16] Zhou S, Ning Y, Wang H, et al. Investigation of methane adsorption mechanism on Longmaxi shale by combining the micropore filling and monolayer coverage theories[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, 2 (3): 269-281.
- [17] Chen L, Jiang Z, Liu K, et al. Quantitative characterization of micropore structure for organic-rich Lower Silurian shale in the Upper Yangtze Platform, South China: Implications for shale gas adsorption capacity[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2017, 1 (2): 112-123.
- [18] 卢龙飞, 秦建中, 申宝剑, 等. 中上扬子地区五峰组—龙马溪组硅质页岩的生物成因证据及其与页岩气富集的关系[J]. *地学前缘*, 2018, 25(4): 226-236.
- Lu Longfei, Qin Jianzhong, Shen Baojian, et al. The origin of biogenic silica in siliceous shale from Wufeng-Longmaxi Formation in the Middle and Upper Yangtze region and its relationship with shale gas enrichment[J]. *Earth Science Frontiers*, 2018, 25(4): 226-236.

- [19] 赵建华, 金之钧, 金振奎, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组含气页岩中石英成因研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 377-386.
- Zhao Jianhua, Jin Zhijun, Jin Zhenkui, et al. The genesis of quartz in Wufeng-Longmaxi gas shales, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 377-386.
- [20] 卢龙飞, 刘伟新, 俞凌杰, 等. 生物蛋白石早期成岩相变特征及对硅质页岩孔隙发育与孔径分布的影响[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 363-370.
- Lu Longfei, Liu Weixin, Yu Lingjie, et al. Early diagenesis characteristics of biogenic opal and its influence on porosity and pore network evolution of siliceous shale[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 363-370.
- [21] Williams L A, Parks G A, Crerar D A. Silica diagenesis: I. Solubility controls[J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1985, 55: 301-311.
- [22] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [23] 王濡岳, 胡宗全, 包汉勇, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩关键矿物成岩演化及其控储作用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(6): 996-1005.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Bao Hanyong, et al. Diagenetic evolution of key minerals and its controls on reservoir quality of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(6): 996-1005.
- [24] 魏力民, 王岩, 张天操, 等. 页岩气富集与高产主控因素——以川南地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 断块油气田, 2020, 27(6): 700-704.
- Wei Limin, Wang Yan, Zhang Tiancao, et al. Main control factors of enrichment and high production of shale gas: a case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Southern Sichuan[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(6): 700-704.
- [25] 刘娜娜. 南川地区龙马溪组优质页岩段微观孔隙结构特征[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(4): 21-25.
- Liu Nana. Micro pore structure characteristics of high quality shale section of Longmaxi formation in Nanchuan area[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(4): 21-25.
- [26] 付金华, 王宝清, 孙六一, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格地区奥陶系马家沟组白云石化[J]. 石油实验地质, 2011, 33(3): 266-273.
- Fu Jinhua, Wang Baoqing, SUN Liuyi, et al. Dolomitization of Ordovician Majiagou formation in Sulige region, Ordos basin. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(3): 266-273.
- [27] 王濡岳, 胡宗全, 刘敬寿, 等. 中国南方海相与陆相页岩裂缝发育特征及主控因素对比——以黔北岑巩地区下寒武统为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 631-640.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Liu Jingshou, et al. Comparative analysis of characteristics and controlling factors of fractures in marine and continental shales: A case study of the Lower Cambrian in Cengong area, northern Guizhou Province[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 631-640.
- [28] 汪虎, 何治亮, 张永贵, 等. 四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 41-49.
- Wang Hu, He Zhiliang, Zhang Yonggui, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 41-49.
- [29] 邓模, 段新国, 翟常博, 等. 页岩热模拟过程中液态烃含量变化及对物性的影响[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6): 1310-1320.
- Deng Mo, Duan Xinguo, Zhai Changbo, et al. Variation in liquid hydrocarbon content during thermal simulation and its influence on physical property of shale[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1310-1320.
- [30] 王濡岳, 聂海宽, 胡宗全, 等. 压力演化对页岩储层的控制作用——以四川盆地五峰组—龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(10): 1-11.
- Wang Ruyue, Nie Haikuan, Hu Zongquan, et al. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(10): 1-11.
- [31] 高玉巧, 蔡潇, 何希鹏, 等. 渝东南盆缘转换带五峰组—龙马溪组页岩压力体系与有机孔发育关系[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2020, 50(2): 662-674.
- Gao Yuqiao, Cai Xiao, He Xipeng, et al. Relationship Between Shale Pressure System and Organic Pore Development of Wufeng-Longmaxi Formation in Marginal Conversion Zone of Southeastern Chongqing Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2020, 50(2): 662-674.
- [32] 王程伟, 李蕾, 苏玉亮, 等. 页岩气低速渗流特征分析及影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 136-141.
- Wang Chengwei, Li Lei, Su Yuliang, et al. Low-velocity shale gas seepage analysis and influencing factors[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 136-141.
- [33] 唐军, 彭超. 涪陵页岩气藏水平井初始产能预测方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6): 160-167.
- Tang Jun, Peng Chao. Predicting method of the initial productivity for the horizontal well in Fuling shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(6): 160-167.

(编辑 张玉银)