

富凝灰质混积型页岩成岩演化特征及成储机制

——以三塘湖盆地二叠系芦草沟组为例

潘永帅^{1,2}, 柳波^{1,2}, 赵振³, 杨易卓⁴, 黄志龙^{1,2,5}, 李新宁⁶, 刘文辉⁶

[1. 东北石油大学 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 2. 东北石油大学 陆相页岩油气成藏及高效开发教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 3. 中国海油 研究总院有限责任公司, 北京 100028; 4. 中国石油 长庆油田公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 5. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 6. 中国石油 吐哈油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009]

摘要:富凝灰质混积型页岩作为重要的非常规油气资源,具有组分多样、岩相变化快、成岩演化复杂及强非均质性的特点,目前对不同组分之间的成岩演化过程及成储机制仍缺乏系统认识,制约了页岩油勘探的选区和评价。研究以三塘湖盆地二叠系芦草沟组二段为例,结合岩心描述、薄片观察、扫描电镜、全岩X射线衍射、电子探针、孔隙度、渗透率、含油饱和度、高压压汞和核磁共振等分析、测试手段,对特殊组分混积型页岩的成岩、成储及有利勘探方向进行研究。结果显示:①芦草沟组二段混积型页岩主要由凝灰质、碳酸盐和有机质组成,可划分为10种频繁互层沉积的岩相类型,以纳米级-微米级的白云石晶间孔、火山灰脱玻化孔和溶蚀孔为主,孔隙结构复杂。②不同岩相的物性和含油性差异显著,以有机质丰度相对较低的单一组分为主的块状岩相最优,其次为以白云石为主的纹层状过渡类岩相,而以凝灰质为主的纹层状过渡类岩相最差。③组分类型和差异性的成岩演化过程控制了储层质量,早期快速深埋压实是储层物性变差的主要原因,但其发生早于其他成岩作用,且白云石化和脱玻化作用形成时间又早于有机酸溶蚀作用,为晚期有机酸流体运移提供了有效空间和溶蚀物质基础,是优质储层形成的关键。综合认为,芦草沟组二段的有利勘探方向为靠近盆地边缘的斜坡带及边缘带。

关键词:凝灰质;成储机制;成岩过程;混积型页岩;芦草沟组;三塘湖盆地

中图分类号:TE121.3

文献标识码:A

Diagenetic evolution and reservoir formation mechanisms of tuff-rich mixed shales:

A case study of the Lucaogou Formation in the Santanghu Basin

PAN Yongshuai^{1,2}, LIU Bo^{1,2}, ZHAO Zhen³, YANG Yizhuo⁴, HUANG Zhilong^{1,2,5}, LI Xinning⁶, LIU Wenhui⁶

[1. State Key Laboratory of Continental Shale Oil, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 2. Key Laboratory of the Ministry of Education for Terrestrial Shale Oil and Gas Reservoir Formation and Efficient Development, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 3. Research Institute Co., Ltd., CNOOC, Beijing 100028, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 5. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 6. Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami, Xinjiang 839009, China]

Abstract: Tuff-rich mixed shales, representing an important class of unconventional hydrocarbon resources, exhibit diverse components, rapid lithofacies variations, complex diagenetic evolution, and strong heterogeneity. For these shales, there remains a lack of a systematic understanding of the diagenetic evolutionary processes and reservoir formation mechanisms of different lithofacies, restricting target area selection and evaluation for shale oil exploration. In this study, we investigate the diagenesis, reservoir formation, and favorable exploration targets of mixed shales with unique components in the 2nd Member of the Lucaogou Formation (also referred to as the Lu 2 Member) in the Santanghu Basin. To this end, a range of test methods are employed, including core characterization, thin section observation, scanning

收稿日期:2025-08-12;修回日期:2025-10-10。

第一作者简介:潘永帅(1995—),男,副教授、硕士研究生导师,含油气盆地。E-mail: Panyongshuai@nepu.edu.cn。

通信作者简介:柳波(1983—),男,教授,非常规油气地质。E-mail: liubo@nepu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42402154);中国博士后科学基金项目(2025M770454)。

electron microscopy (SEM), whole-rock X-ray diffraction (XRD) analysis, electron probe microanalysis, high-pressure mercury injection (HPMI), and nuclear magnetic resonance (NMR), along with measurements of porosity, permeability, and oil saturation. The results indicate that the mixed shales of the Lu 2 Member are composed primarily of tuffaceous materials, carbonates, and organic matter and can be classified into 10 lithofacies, which are frequently interbedded. The mixed shales mainly contain nano- to micro-scale intercrystalline pores in dolomites, devitrification-induced pores in volcanic ash, and dissolution pores, suggesting complex pore structures. Distinct lithofacies exhibit significant differences in physical and oil-bearing properties. Among these, massive lithofacies featuring low organic matter abundance and composed primarily of a single component display the most favorable properties, followed by lamellar transitional lithofacies dominated by dolomites, while lamellar transitional lithofacies composed primarily of tuffaceous materials show the poorest physical and oil-bearing properties. The shale component types and their differential diagenetic evolution govern reservoir quality. Rapid deep burial and compaction in the early stage represent primary factors responsible for the deterioration of reservoir physical properties. However, they occurred earlier than other diagenetic processes. Furthermore, dolomitization and devitrification occurred before organic acid-induced dissolution. This diagenetic evolutionary sequence provides effective spaces for organic acid migration while also offering a material basis for dissolution, serving as the key mechanism behind the formation of high-quality reservoirs. A comprehensive analysis reveals that favorable exploration targets in the Lu 2 Member include the basin margin zone and the slope zone near the basin margin.

Key words: tuffaceous material, reservoir formation mechanism, diagenetic process, mixed shale, Lucaogou Formation, Santanghu Basin

引用格式:潘永帅,柳波,赵振,等. 富凝灰质混积型页岩成岩演化特征及成储机制——以三塘湖盆地二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2026,47(3):952–971. DOI:10.11743/ogg20260316.

PAN Yongshuai, LIU Bo, ZHAO Zhen, et al. Diagenetic evolution and reservoir formation mechanisms of tuff-rich mixed shales: A case study of the Lucaogou Formation in the Santanghu Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026,47(3):952–971. DOI:10.11743/ogg20260316.

非常规油气资源在全球能源结构中的地位日益凸显,其中致密油气/页岩油气的产量持续增长^[1-2]。中国的非常规油气资源类型多样,以分布范围广泛的致密砂岩、沉积环境多变的细粒混积岩以及非均质性较强的致密碳酸盐岩为主^[1,3-4]。混积岩致密油气作为一类新兴资源类型,技术可采资源量十分丰富,勘探开发前景广阔,已在准噶尔盆地二叠系芦草沟组、渤海湾盆地古近系沙河街组和吐哈盆地侏罗系七克台组等多个层系获得重要发现^[5-7]。混积岩在定义上存在狭义与广义之分,狭义上主要指由陆源碎屑和碳酸盐组分形成的混合沉积物,广义上则涵盖陆源碎屑、碳酸盐、火山碎屑和硫酸盐等多组分混积形成的岩石^[8-9]。目前国内外的研究主要聚焦于常规组分细粒混积岩的岩石类型、分布规律及储层特征^[10-11],而对于含火山灰等特殊组分的细粒混积型页岩,其多组分成岩耦合关系及成储机制研究仍较为薄弱,制约了该类油气资源的有效勘探与开发。

在中国多个重要页岩油气层系中,火山灰广泛发育,其或以薄层与陆源碎屑物质互层沉积,或以高度混合态与碳酸盐和陆源碎屑等共同沉积,对成岩演化和储集性能具有显著影响^[12-13]。富凝灰质混积型页岩形成环境复杂,具有组分多样、粒度较细、非均质性较强等特

点,其成岩和成储过程与常规陆源碎屑和碳酸盐两组分为主的细粒沉积岩存在明显差异。目前,细粒沉积岩的成岩作用与优质储层形成机理是国际研究的难点与热点^[2,14-15]。由于组分复杂,针对强火山活动背景下形成的、富含凝灰质和碳酸盐而陆源碎屑匮乏、有机质丰度较高的混积型页岩,其成岩及成储过程尚不明确。火山灰、碳酸盐和有机质之间的物质转化过程及孔隙演化机制仍缺乏系统研究,限制了该类储层的甜点预测与勘探突破。因此,揭示混积型页岩的成岩演化过程及优质储层形成机理具有重要的科学和实际意义。

三塘湖盆地二叠系芦草沟组二段是中国西部地区重要的页岩油勘探层系,已有多口井获得工业油流^[16-19]。受控于频繁的火山活动和炎热干旱的气候条件,芦草沟组二段沉积了大量的细粒凝灰质物质和碳酸盐矿物,有机质丰度较高,陆源碎屑输入较少^[17-18]。火山灰、碳酸盐和有机质之间存在复杂的成岩演化过程,导致储层非均质性较强且优质储层形成机理不清。芦草沟组二段是研究富凝灰质混积型页岩多组分成岩演化过程及成储机制的理想靶区。因此,本研究以芦草沟组二段混积型页岩为例,采用岩心描述、薄片观察、扫描电镜、全岩X射线衍射、电子探针、孔隙度、渗透率、含油

探针分析及孔隙度、渗透率、含油饱和度、高压压汞和核磁共振等实验测试。

为确保对毫米级纹层尺度的混积型页岩的岩矿特征及组分类型进行精细刻画,本研究首先对芦草沟组二段开展了系统的岩矿分析,包括薄片鉴定(200余件)、扫描电镜观察(100余件)和全岩X射线衍射分析(200余件)。在此基础上,优选出涵盖不同矿物组成、有机质丰度及构造类型的代表性岩样,进一步开展了电子探针分析(30余件)以及孔隙度(100余件)、渗透率(100余件)、含油饱和度测试(100余件)、高压压汞和饱水-离心核磁共振等实验(各50余件),以系统对比不同类型混积型页岩的成岩作用差异及储层演化过程。所有实验均严格遵循相关行业规范,分别在“多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室”和“油气资源与探测全国重点实验室”完成。此外,本研究还整合了中国石油吐哈油田公司提供的大量配套分析数据,包括全岩X射线衍射、薄片、孔隙度、渗透率、含油饱和度、高压压汞及核磁共振等多种测试项目。

3 富凝灰质混积型页岩组分及岩相特征

3.1 岩石矿物学特征

芦草沟组二段富凝灰质混积型页岩以厚度小于1 cm的纹层状构造为主,其次为缺乏明显层理、面理或分异现象的块状构造,但后者分布较为有限。该类岩石组分复杂,粒度以泥级为主,有机质丰度较高,总有机碳含量(TOC)平均值约为5%,最高可达约20%。矿物组成

以长英质矿物和白云石为主,含少量方解石、黄铁矿、黏土矿物、方沸石及硬石膏等(图2)。有机质赋存状态与矿物组合密切相关,与长英质矿物共生的有机质多呈长条状并发橙黄色荧光;而与白云石伴生的有机质则多呈斑点状、显示黄绿色荧光,且发育程度较低(图3)。

二叠纪新疆地区火山活动频繁,对古气候和沉积环境产生了显著影响^[23-24]。三塘湖盆地在芦草沟组二段沉积期气候炎热干旱,降雨稀少,物源供给有限,湖盆水体盐度较高^[16,19],导致由盆地中心至斜坡带乃至大部分盆缘区均缺乏砂质沉积(图3f)。大量薄片与扫描电镜观察表明,芦草沟组二段的长英质矿物大部分无良好晶型,只有少量呈现鸡骨架状和棱角状等残余结构特征(图3h,i),整体蚀变较为严重。不同于一般湖相细粒沉积以黏土矿物为主的特点,芦草沟组二段沉积物在盆地边缘亦未见粗粒陆源碎屑输入,从边缘至深洼区几乎不发育黏土矿物(图2a),表明长英质矿物主要来源于周缘多级次沉降的凝灰质物质蚀变。因此,长英质矿物含量可以近似代表凝灰质含量。同时,火山灰沉降大大提高了咸化湖盆的营养程度,促进了藻类等水生生物勃发^[16,19,22],使得凝灰质沉积物有机质丰度较高。相反,火山灰沉降薄弱期,碳酸盐矿物在咸化、干旱、浅水的环境下开始大量沉淀,但有机质丰度较低。因此,芦草沟组二段混积型页岩主要包含凝灰质、白云石和有机质3种组分,不同组分之间呈高度混合沉积特征。

3.2 岩相类型

近年来,学者们对细粒沉积岩的成因与展布特征已开展了广泛研究^[10-11,25],但在含特殊组分混积型页岩的岩性及岩相划分方面的研究还有待加强,缺少从

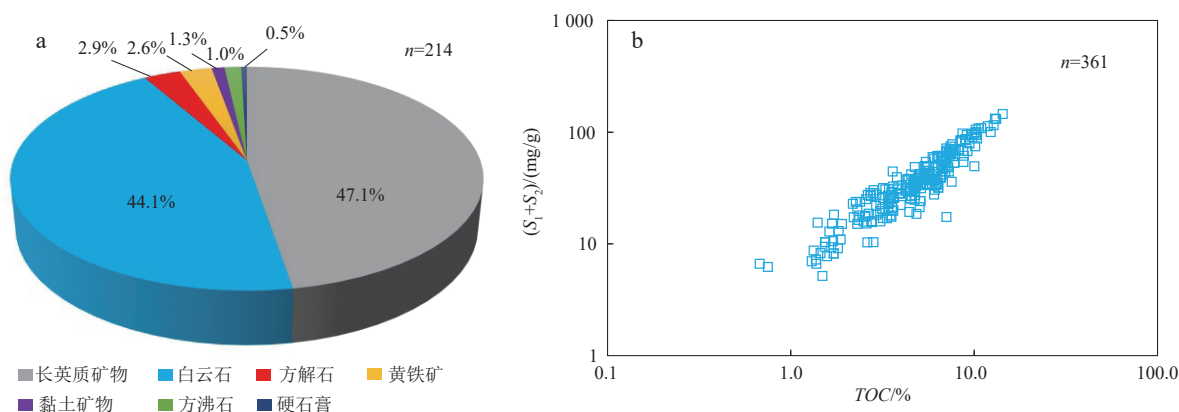


图2 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩矿物组成及有机质丰度特征

Fig. 2 Mineral composition and organic matter abundance of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. 混积型页岩矿物类型分布饼状图; b. 混积型页岩总有机碳含量与生烃潜量散点图

[n为样品个数; TOC为总有机碳含量; S_1 为残留烃含量; S_2 为热解烃含量; S_1+S_2 为生烃潜量。]

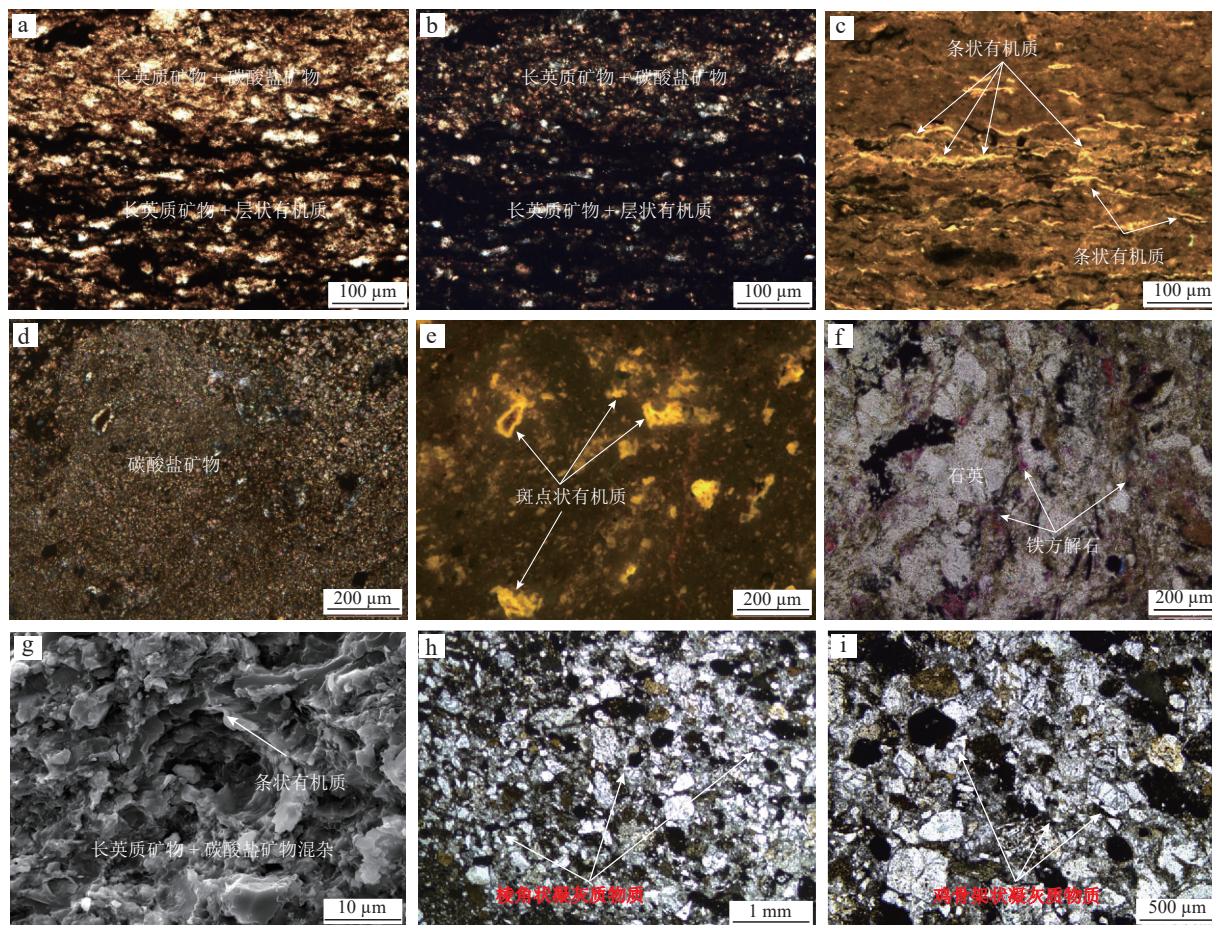


图3 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩组分类型及微观特征照片

Fig. 3 Images showing component types and their microscopic characteristics of the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin
a—c. ML1井,埋深3 558.91 m,长英质矿物和碳酸盐矿物与有机质混杂沉积,长英质矿物多与有机质呈层状分布,普通薄片,a,b和c分别为单偏光、正交光和荧光;d, e. LY1井,埋深3 395.99 m,斑点状有机质赋存于碳酸盐矿物中,普通薄片,d和e分别为单偏光和荧光;f. M602井,埋深3 233.01 m,盆地东南缘火山口附近发育少量粉砂岩及角砾岩,普通薄片,单偏光;g. M78井,埋深3 047.93 m,长英质矿物和碳酸盐矿物与有机质混杂沉积,扫描电镜;h. LY1井,埋深3 282.21 m,棱角状凝灰质,普通薄片,单偏光;i. LY1井,埋深3 282.23 m,鸡骨架状和棱角状结构残余特征,普通薄片,单偏光

岩相角度对储层特征及成储机制的研究和评价。传统基于黏土矿物、长英质矿物和碳酸盐矿物三端元的细粒沉积岩岩相分类方案,在刻画频繁变化的混积型页岩微观储集特征与含油性差异方面存在一定局限^[26-28]。实际上,差异性的有机质丰度与构造类型同样是控制储层质量的关键因素^[29-31],它们既是沉积环境的直接响应,又是孔隙流体与其他组分之间物质交换的关键^[29-31]。

结合实际地质情况,本研究采用长石、石英和白云石作为三端元进行岩相分类,并综合考虑有机质丰度与沉积构造(图4),将芦草沟组二段混积型页岩细分为以下10种岩相类型:富有机质块状凝灰岩相(约占2.3%)、含有机质块状凝灰岩相(约占1.8%)、富有机质纹层状白云质凝灰岩相(约占25.7%)、含有机质纹层状白云质凝灰岩相(约占11.6%)、贫有机质纹层状白云质凝灰岩相(约占7.6%)、富有机质纹层状凝灰质

白云岩相(约占18.2%)、含有机质纹层状凝灰质白云岩相(约占24.2%)、贫有机质纹层状凝灰质白云岩相(约占7.6%)、含有机质块状白云岩相(约占2.9%)和贫有机质块状白云岩相(约占1.1%)(图5)。其中,凝灰质白云岩和白云质凝灰岩类岩相特征较为相似,在镜下多以纹层状频繁互层沉积。受控于火山活动和沉积环境变迁,芦草沟组二段属于广义相混合沉积体系^[16],不同类型岩相在纵向上频繁互层沉积。

4 富凝灰质混积型页岩储层特征

4.1 储层物性、储集空间及含油性特征

基于多口系统取心井的密集分析测试发现,芦草沟组二段混积型页岩的孔隙度、渗透率和含油饱和度具有较强的非均质性,孔隙度最高可达21.1%,但最低

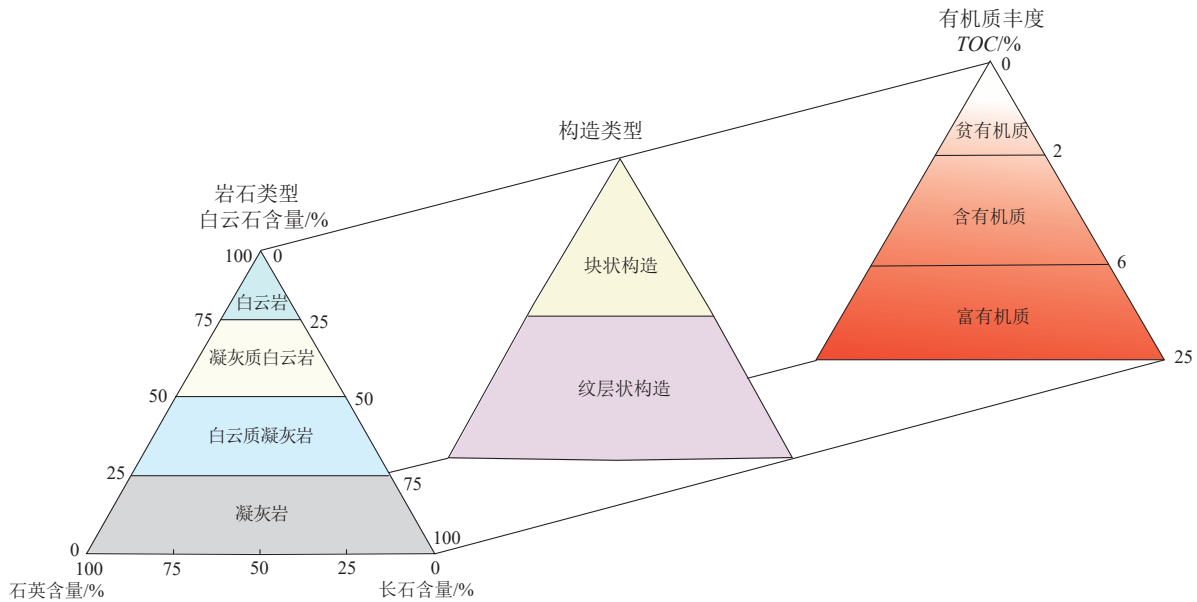


图4 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩岩相划分标准(修改自文献[19])

Fig. 4 Criteria for lithofacies classification of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin (modified after reference [19])

仅为0.1%,平均值约为5.0%;渗透率最高可达 $3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最低仅为 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且大部分样品小于 $0.050 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;含油饱和度最高可达98%,最低仅为3%,平均值约为30%。多组分混合沉积导致芦草沟组二段发育复杂的孔隙体系,原生粒间孔占比较低,孔径较小,整体以脱玻化孔、白云石晶间孔和溶蚀孔为主(占比达80%以上),含少量微裂缝和有机质孔(图6)。

不同岩相类型在物性、储集空间及含油性方面差异显著。以单一组分为主、有机质丰度较低的块状岩相具有最优的物性和含油性,包括贫有机质块状白云岩相、含有机质块状白云岩相和含有机质块状凝灰岩相。前两种岩相以白云石晶间孔、溶蚀孔和微裂缝为主要储集空间,后者则以脱玻化孔和溶蚀孔为主。这3类岩相的孔隙度多分布于5%~12%,普遍高于8%;渗透率一般大于 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;含油饱和度普遍较高,平均值约为60%(表1)。其中,白云岩类岩相因发育不规则微裂缝,孔隙度的非均质性明显强于凝灰岩类,裂缝中常见沥青质残留(图7)。

高有机质丰度的块状凝灰岩相和组分混杂的纹层状凝灰质白云岩类岩相具有中等的物性和含油性,前者以脱玻化孔和溶蚀孔为主,后者以白云石晶间孔、溶蚀孔和微裂缝为主,含少量脱玻化孔。该类岩相的孔隙度主要介于4%~8%,平均值约为6%;渗透率仍具有较强的非均质性,但弱于白云岩类岩相,主要介于 $(0.050 \sim 0.100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;含油饱和度介于5%~95%,大部分小于50%,平均值约为38%(表1;图7)。而组分高度混杂的纹层状白云质凝灰岩类岩相的物性

和含油性最差,以少量脱玻化孔和溶蚀孔为主,孔隙度大部分小于4%,渗透率多小于 $0.050 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度平均值约为20%,但白云石含量相对较高的岩相仍具有相对较好的物性和含油性(表1;图7)。

4.2 微观孔隙结构特征

芦草沟组二段混积型页岩的孔隙结构表现出较强的非均质性,不同岩相在孔隙空间、孔径分布、核磁共振 T_2 (弛豫时间)谱及毛细管压力曲线形态等方面存在显著差异。含有机质块状凝灰岩相与富有机质块状凝灰岩相孔隙结构相似,大量孔径较大的脱玻化孔和溶蚀孔使得核磁共振 T_2 谱主峰明显右偏(主峰信号量占比超过80%)且弛豫时间较大(10~100 ms),毛细管压力曲线平缓且排驱压力整体小于5.0 MPa,平均值约为2.7 MPa(图8a₁—a₂,b₁—b₂)。但前者的孔隙半径更大($0.040\,0 \sim 0.250\,0 \mu\text{m}$)、核磁共振 T_2 谱主峰面积更大、排驱压力更低、流体可动性更高(仅约30%的小孔流体不可动)(图8a₁—a₂);后者孔径相对较小($0.025\,0 \sim 0.160\,0 \mu\text{m}$),且由于大量层状低熟有机质[TOC平均值约为9%,镜质体反射率(R_o)平均值约为0.56%]的强吸附性而使得流体可动性明显降低(图8b₁—b₂)。

有机质丰度相对较低的块状白云岩相与上述块状凝灰岩相孔隙结构相似,大量的白云石晶间孔和溶蚀孔使得核磁 T_2 谱主峰也偏右(主峰信号量占比超过80%)且弛豫时间较大(10~100 ms)、毛细管压力曲线平缓且排驱压力较低(整体小于5.0 MPa,平均值约为2.5 MPa)的特征(图8c₁—c₂,d₁—d₂)。因白云石含量

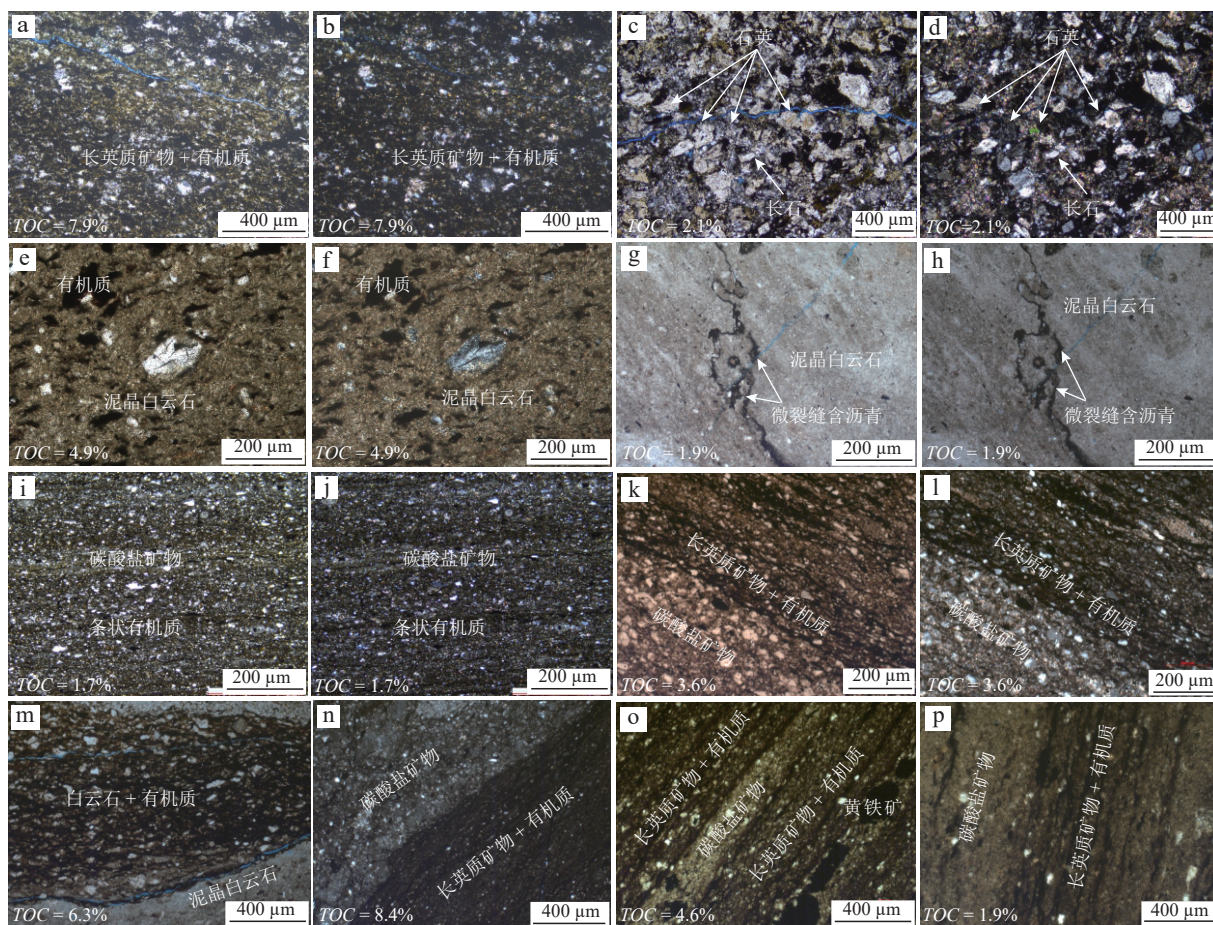


图5 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩岩相类型及微观特征照片(普通薄片)

Fig. 5 Images showing lithofacies types and their microscopic characteristics in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin
a, b. ML1井,埋深3 599.81 m,富有机质块状凝灰岩相,分别为单偏光和正交光;c, d. ML1井,埋深3 601.37 m,含有机质块状凝灰岩相,分别为单偏光和正交光;e, f. ML1井,埋深3 550.31 m,含有机质块状白云岩相,分别为单偏光和正交光;g, h. T3403井,埋深3 348.45 m,贫有机质块状白云岩相,分别为单偏光和正交光;i, j. T3403井,埋深3 348.45 m,贫有机质纹层状凝灰质白云岩相,分别为单偏光和正交光;k, l. T3401井,埋深3 343.85 m,含有机质纹层状凝灰质白云岩相,分别为单偏光和正交光;m. T3407井,埋深2 999.46 m,富有机质纹层状凝灰质白云岩相,单偏光;n. YJ1井,埋深2 115.28 m,富有机质纹层状白云质凝灰岩相,单偏光;o. T3402井,埋深3 145.49 m,含有机质纹层状白云质凝灰岩相,单偏光;p. T3407井,埋深2 967.76 m,贫有机质纹层状白云质凝灰岩相,单偏光
(TOC为总有机碳含量。)

较高,该类岩相多发育微裂缝,部分样品弛豫时间可达100~1 000 ms,显著改善了渗流能力。其中,贫有机质块状白云岩相的孔隙结构相对更好,孔径更大(0.040 0~0.250 0 μm)、排驱压力更低、流体可动性更高(微裂缝内的流体几乎全部可动,大孔内的流体约70%可动)(图8e,f);含有机质块状白云岩相的孔隙半径相对较小(0.025 0~0.160 0 μm),流体可动性随着有机质增高而变差(可动流体平均约占55%)(图8g,h)。

贫有机质和含有机质纹层状凝灰质白云岩相的孔隙结构仅次于上述岩相,但趋于复杂,孔径相对较小(0.016 0~0.160 0 μm)的白云石晶间孔和溶蚀孔导致核磁共振 T_2 谱呈双峰或三峰特征(1~10, 10~100, 100~1 000 ms),毛细管压力曲线相对平缓但排驱压

力增高(介于5.0~8.0 MPa,平均值约为6.0 MPa)(图8e₁—e₂,f₁—f₂)。核磁共振 T_2 谱不同峰之间的接触面积仍然较大,且弛豫时间仍以高值为主,主峰(10~100 ms)的面积占比可达50%左右,次峰(1~10 ms)的面积占比约为30%,第三峰(100~1 000 ms)的面积占比约为20%,这表明不同类型的孔隙连通性良好。但随着小孔占比增加,这两类岩相的流体可动性变弱,大孔流体约40%可动,小孔仅10%可动。富有机质纹层状凝灰质白云岩相的储层质量进一步变差(图8g₁—g₂),核磁共振 T_2 谱左、右峰面积相近(1~10 ms和10~100 ms),排驱压力增至5.0~12.0 MPa、平均值约为8.0 MPa,孔径减小至0.006 3~0.100 0 μm,可动流体平均约占35%。

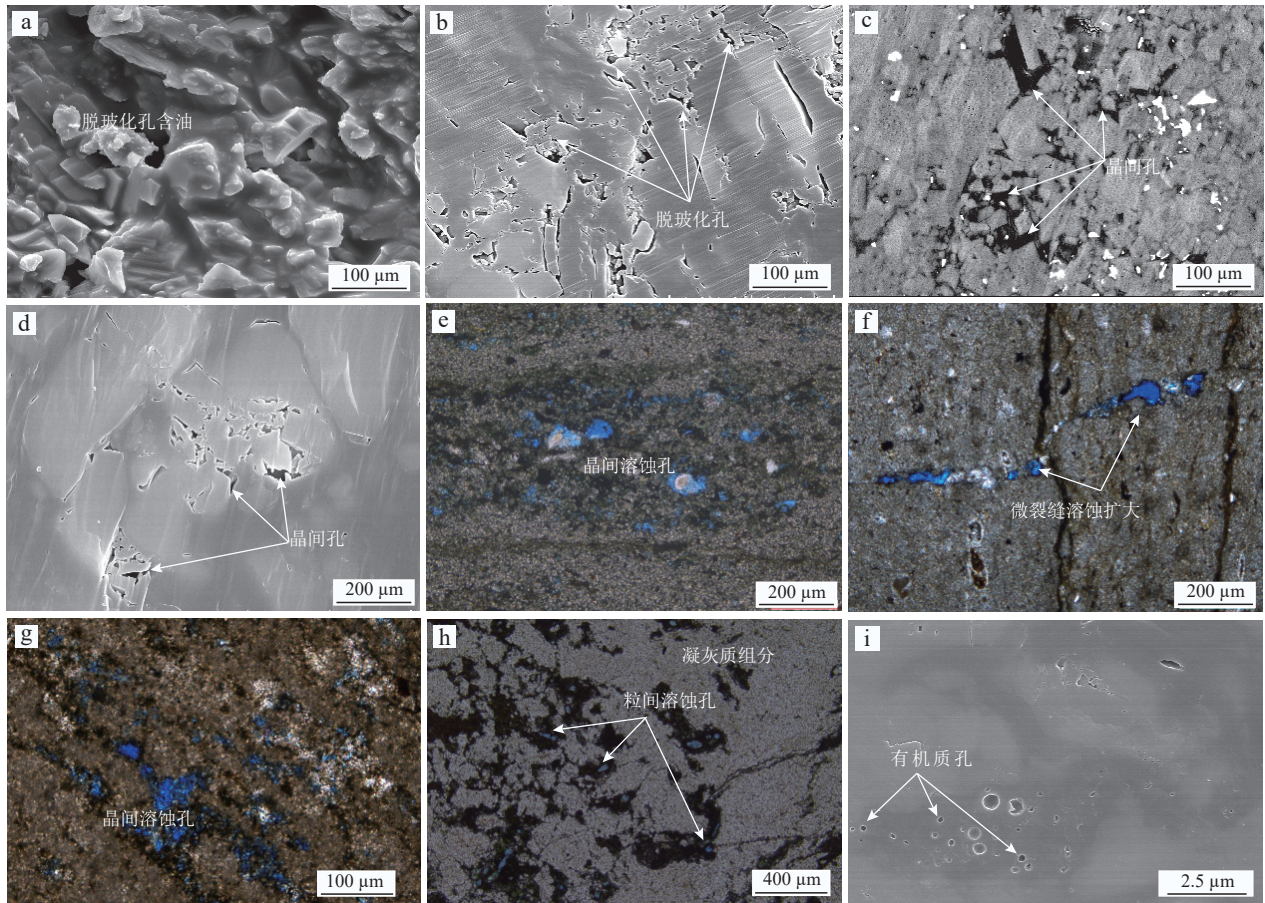


图6 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩储集空间类型显微照片

Fig. 6 Micrographs showing various types of reservoir spaces in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. ML1井,埋深3 586.02 m,脱玻化孔含油,扫描电镜;b. ML1井,埋深3 543.84 m,脱玻化孔,扫描电镜;c. T3407井,埋深2 975.04 m,白云石晶间孔,扫描电镜;d. LY1井,埋深3 303.37 m,白云石晶间孔,扫描电镜;e. M708井,埋深2 113.32 m,白云石晶间溶蚀孔,铸体薄片;f. M78井,埋深3 023.95 m,微裂缝溶蚀扩大,铸体薄片;g. M78井,埋深3 044.63 m,白云石晶间溶蚀孔,铸体薄片;h. M78井,埋深3 047.72 m,粒间溶蚀孔,铸体薄片;i. M708井,埋深2 166.88 m,有机质孔,扫描电镜

表1 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩不同类型岩相储层特征

Table 1 Reservoir characteristics of different lithofacies in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin

岩相类型	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	平均含油饱和度/%	储集空间类型
含有机质块状凝灰岩相	> 8	> 0.100	60	脱玻化孔和溶蚀孔
贫有机质块状白云岩相				溶蚀孔、晶间孔和微裂缝
含有机质块状白云岩相				
富有机质块状凝灰岩相	4~8	0.050~0.100	38	脱玻化孔和溶蚀孔
贫有机质纹层状凝灰质白云岩相				溶蚀孔、晶间孔、微裂缝和少量脱玻化孔
含有机质纹层状凝灰质白云岩相				
富有机质纹层状凝灰质白云岩相				
贫有机质纹层状白云质凝灰岩相	< 4	< 0.050	20	脱玻化孔、溶蚀孔、少量晶间孔和微裂缝
含有机质纹层状白云质凝灰岩相				
富有机质纹层状白云质凝灰岩相				

含有机质和贫有机质纹层状白云质凝灰岩相以小孔为主,核磁共振 T_2 谱左峰($1 \sim 10 \text{ ms}$)显著高于右峰($10 \sim 100 \text{ ms}$),两峰之间过渡区不明显,排驱压力明显增高(介于 $10.0 \sim 15.0 \text{ MPa}$,平均值约为 12.0 MPa)且

孔径进一步减小($0.0025 \sim 0.0630 \mu\text{m}$),孔隙连通性较差(图 $8h_1-h_2, i_1-i_2$)。该类岩相即便在较大的离心力作用下,流体可动性仍较差。富有机质纹层状白云质凝灰岩相的孔隙结构最差,核磁共振 T_2 谱以左峰

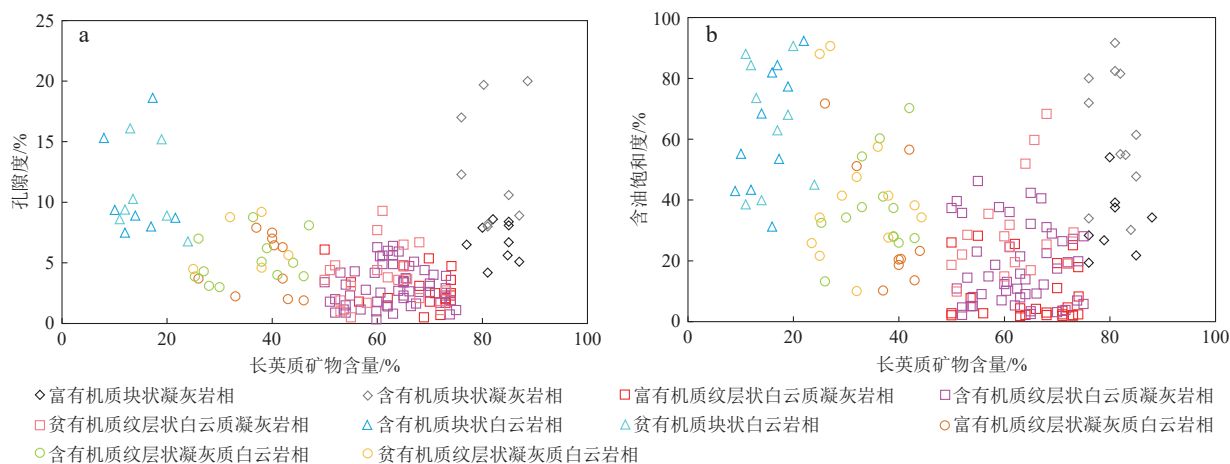


图7 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩不同类型岩相物性及含油性分布特征

Fig. 7 Scatter diagrams showing the porosity and oil saturation of different lithofacies in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. 孔隙度与长英质矿物含量关系; b. 含油饱和度与长英质矿物含量关系

(图中黑线表示趋势线。)

(1~10 ms)为主,高丰度的有机质和凝灰质等塑性矿物使得孔径多小于0.040 0 μm ,毛细管压力曲线呈陡坡状且排驱压力整体高于15.0 MPa,可动流体占比小于20%(图8j₁—j₂)。

5 富凝灰质混积型页岩成储机制

5.1 成岩作用类型及成因

5.1.1 压实作用

芦草沟组二段混积型页岩主要经历了压实、胶结、溶蚀、白云石化及脱玻化等成岩作用(图9)。与常规泥页岩通常以黏土矿物和有机质等塑性组分为主不同,本研究区富凝灰质混积型页岩中含有大量刚性碳酸盐矿物,显著增强了岩石的抗压实能力,但不同类型岩相的成岩改造强度存在差异。其中,以凝灰质为主的岩相富含塑性物质,抗压实能力最弱,导致颗粒间几乎不可见原生孔隙,大量长英质颗粒被挤压破碎且紧密接触(图9a)。相反,以白云石为主的岩相因脆性矿物含量高,抗压实能力较强,棱角状的白云石颗粒间仍保留大量微孔(图9b)。因此,随着白云石含量的增高,芦草沟组二段混积型页岩的抗压实能力逐渐增强。

5.1.2 胶结作用

芦草沟组二段混积型页岩胶结物类型多样。其中,钙质胶结可分为两类:①纤维状或泥晶状的方解石与铁方解石胶结物,多连片分布于火山泥球及矿物颗

粒之间,阴极发光下呈橘黄色至紫红色。其稳定碳同位素比值[$\delta^{13}\text{C}(\text{VPDB})$]介于2.1‰~7.5‰(平均值约为4.3‰),稳定氧同位素比值[$\delta^{18}\text{O}(\text{VPDB})$]介于-8.2‰~-1.1‰(平均值约为-5.9‰),反映形成温度较低(图9c,d,f)。②方解石和铁方解石脉体,多见于微裂缝中,部分遭受溶蚀,阴极发光呈紫红色, $\delta^{13}\text{C}(\text{VPDB})$ 介于1.2‰~6.3‰(平均值约为3.3‰), $\delta^{18}\text{O}(\text{VPDB})$ 介于-10.1‰~-20.5‰(平均值约为-16.9‰)(图9e,g),指示其形成温度明显高于正常埋藏地温,可能来源于深部热液上涌。

自生硅质胶结物主要发育于白云石含量较高的岩相中,多充填于晶间孔内,通常呈现从孔缘向中心晶体粒径增大、晶形趋好的特征,反映了硅质胶结的沉淀顺序(图9h,i)。该类胶结物主要沉淀于凝灰质蚀变、黏土矿物转化及硅质组分溶蚀等向孔隙空间释放 Si^{4+} 离子的反应过程^[33]。同时,自生硅质往往与自生钠长石伴生,因硅铝酸盐矿物在发生蚀变提供 Si^{4+} 离子的同时还会释放 Na^{+} 离子,促进钾长石和钠长石沉淀(图9j)。镜下可见部分自生长石被溶蚀,表明其形成时间早于有机质成熟阶段(图9n)。芦草沟组二段的黏土矿物含量极低,以火山灰蚀变形成的伊/蒙混层为主(图9k)。

芦草沟组二段还发育少量的方沸石(平均含量约为0.04%)和黄铁矿(平均含量约为1.5%)胶结物(图9l)。方沸石的成因多与火山活动相关,其形成往往需要富含 Si^{4+} , Al^{3+} 和 Na^{+} 离子的碱性和高盐度条件^[34],而芦草沟组二段的沉积环境极其有利于方沸石的沉淀。镜下可见方沸石通常紧邻钙质胶结物而在靠近孔隙中间的位置发育,并见沥青质残留,表明其形成时间更早

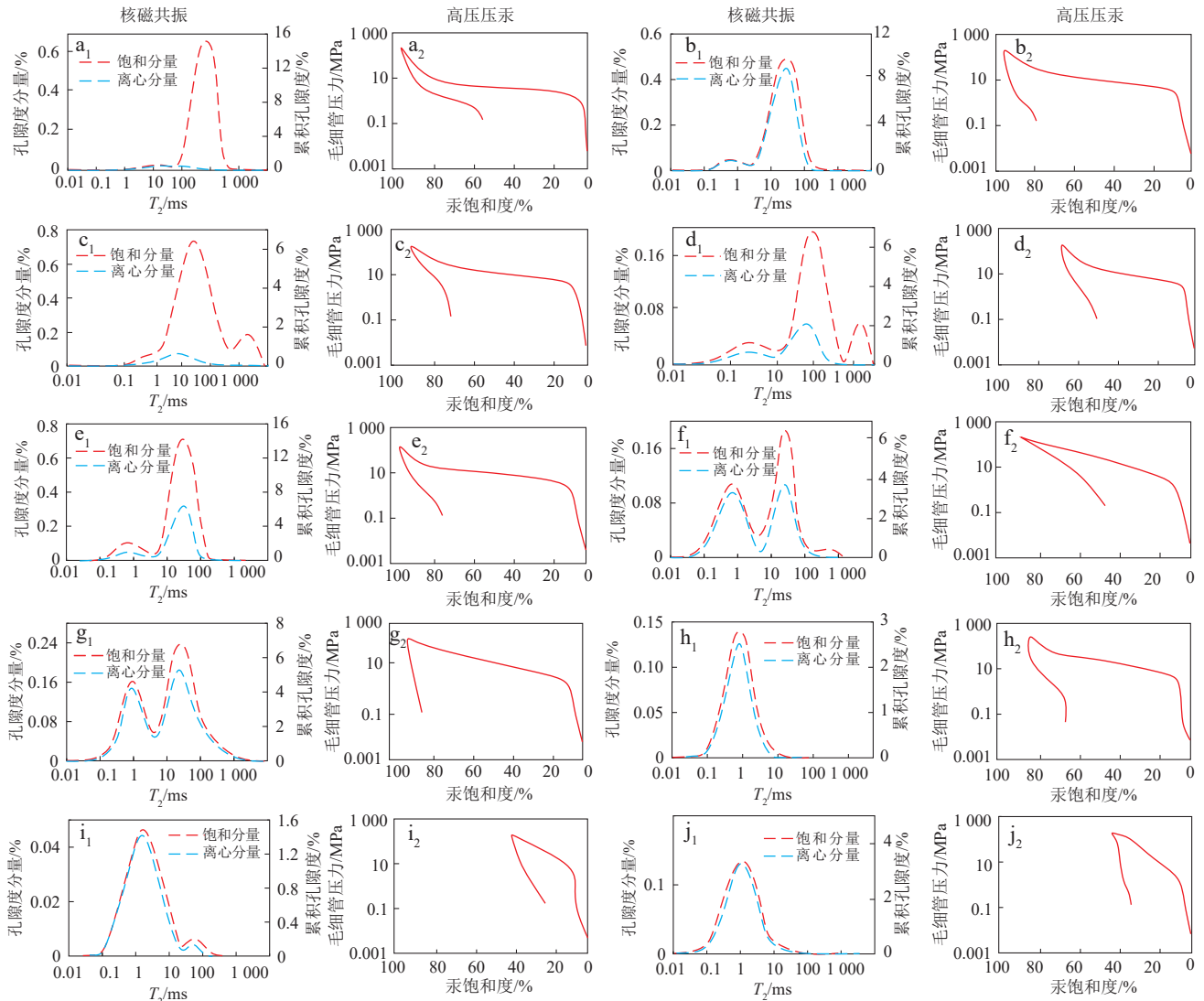


图8 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩不同类型岩相孔隙结构及流体可动性特征

Fig. 8 Curves showing the pore structure and fluid mobility characteristics of different lithofacies in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a₁—j₁. 核磁共振实验中 T_2 与孔隙度关系; a₂—j₂. 高压压汞实验中汞饱和度与毛细管压力关系

a₁, a₂. T3402井, 埋深3 227.05 m, 含有机质块状凝灰岩相; b₁, b₂. LY1井, 埋深3 297.27 m, 富有机质块状凝灰岩相; c₁, c₂. M708井, 埋深2 206.43 m, 贫有机质块状白云岩相; d₁, d₂. M708井, 埋深2 156.39 m, 含有机质块状白云岩相; e₁, e₂. LY1井, 埋深3 351.38 m, 贫有机质纹层状凝灰质白云岩相; f₁, f₂. LY1井, 埋深3 335.33 m, 含有机质纹层状凝灰质白云岩相; g₁, g₂. LY1井, 埋深3 332.87 m, 富有机质纹层状凝灰质白云岩相; h₁, h₂. L1井, 埋深3 052.45 m, 贫有机质纹层状白云质凝灰岩相; i₁, i₂. L1井, 埋深3 091.45 m, 含有机质纹层状白云质凝灰岩相; j₁, j₂. LY1井, 埋深3 326.12 m, 富有机质纹层状白云质凝灰岩相

(T₂为核磁共振弛豫时间。)

(图9l)。芦草沟组二段的黄铁矿具有复杂的晶体形状和大小不一的粒径,但以草莓状为主,常与方解石脉和沥青质共生,表明其形成时间也较早(图9l,m)。

5.1.3 脱玻化及白云石化作用

由于组分特殊,芦草沟组二段混积型页岩发育大量脱玻化作用,其形成于性质不稳定的火山玻璃蚀变阶段,此过程中凝灰质发生水解并伴随体积减小,产生

大量微孔隙^[19](图9j,o,r)。脱玻化形成的长英质矿物通常具有放射状消光、不发光或淡蓝色的阴极发光特征及良好的柱状和六方双锥状晶型,但脱玻化不充分也可形成大量隐晶质矿物集合体(图9j,o—s)。白云石化作用也是芦草沟组二段广泛发育的重要成岩作用之一,其形成过程复杂。频繁的火山活动、大量的富镁-钙火山灰沉降、干旱的气候条件以及高盐度-高碱性的滨浅湖-半深湖沉积体系为大量白云石的形成提

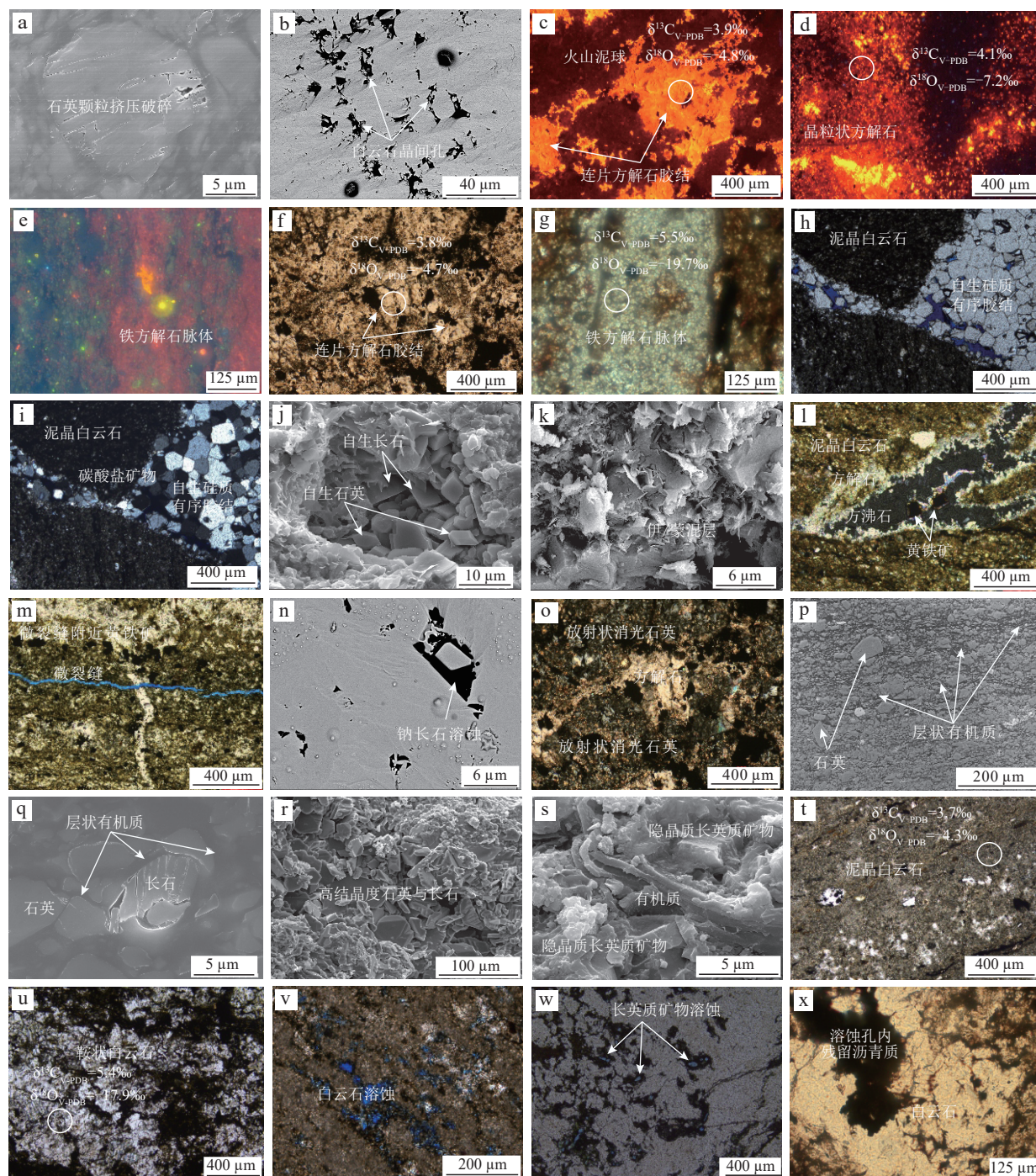


图9 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩成岩作用类型及特征显微照片

Fig. 9 Images showing diagenetic types and their characteristics in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. LY1井,埋深3 303.37 m,石英颗粒被挤压破碎,扫描电镜;b. M78井,埋深3 041.92 m,棱角状白云石晶间孔,扫描电镜;c. T3407井,埋深2 972.04 m,火山泥陶间发育连片方解石胶结;d. L1井,埋深3 073.12 m,晶粒状方解石和铁方解石,阴极发光;e. T3407井,埋深2 946.71 m,铁方解石脉体,阴极发光;f. LY1井,埋深3 342.09 m,火山泥陶间发育连片方解石胶结,单偏光,普通薄片;g. ML1井,埋深3 590.42 m,铁方解石脉体,单偏光,铸体薄片;h, i. T3407井,埋深2 962.42 m,自生硅质胶结物粒度有序胶结,分别为单偏光和正交光,铸体薄片;j. M78井,埋深3 021.25 m,脱玻化形成长英质矿物,扫描电镜;k. LY1井,埋深3 379.29 m,伊/蒙混层型黏土矿物,扫描电镜;l. M78井,埋深3 034.55 m,方解石和方沸石有序胶结,正交光,铸体薄片;m. T3407井,埋深2 972.04 m,微裂缝附近发育层状黄铁矿,单偏光,铸体薄片;n. M708井,埋深2 199.34 m,钠长石溶蚀,扫描电镜;o. ML1井,埋深3 350.39 m,火山灰脱玻化形成放射状消光长英质矿物,正交光,铸体薄片;p. ML1井,埋深3 586.21 m,长英质矿物与层状有机质共生,扫描电镜;q. ML1井,埋深3 586.26 m,长英质矿物颗粒间充填弯曲有机质,扫描电镜;r. ML1井,埋深3 586.03 m,凝灰岩脱玻化形成良好晶型长英质矿物,扫描电镜;s. M708井,埋深2 199.36 m,白云质凝灰岩脱玻化形成它形隐晶质长英质矿物集合体,扫描电镜;t. M708井,埋深2 199.36 m,泥晶白云石碳-氧同位素特征,单偏光,普通薄片;u. M78井,埋深3 044.53 m,鞍状白云石碳-氧同位素特征,单偏光,普通薄片;v. M708井,埋深2 187.58 m,白云石溶蚀,单偏光,铸体薄片;w. ML1井,埋深3 504.53 m,长石溶蚀,单偏光,普通薄片;x. ML1井,埋深3 505.47 m,白云石晶间孔残留沥青质,单偏光,普通薄片

供了重要保证^[22,35]。芦草沟组二段白云石形态多样,以他形和半自形的泥晶状为主,有序度整体较低(介于0.4~1.0,平均值仅为0.6)^[35]。其 $\delta^{18}\text{O}$ (VPDB)介于2.1‰~10.1‰(平均值约为6.1‰)(图9t),形成温度主体介于35~110℃(平均值约为85℃),但部分鞍形白云石的形成温度较高,达200℃, $\delta^{18}\text{O}$ (VPDB)介于-20.1‰~-8.2‰(平均值约为-13.1‰)(图9u),表明大部分泥晶白云石形成于准同生期快速结晶以及浅-中埋藏阶段的缓慢沉淀条件,而少量白云石与高温热液活动相关。

5.1.4 溶蚀作用

高丰度的低熟藻类有机质导致芦草沟组二段广泛发育有机酸溶蚀作用。大量有机酸在生、排烃前期及同期随烃类流体向孔隙结构更好的岩相中运移,并对白云石和长石等易溶矿物产生强烈的溶蚀,形成大量溶蚀孔及铸模孔(图9v,w)。白云岩和凝灰质白云岩类岩相中发育的微裂缝为有机酸提供了运移通道,有机酸在渗流过程中会进一步溶蚀扩缝并连通孔隙,显著改善了储层质量(图9m,v)。同时,与有机质共生的凝灰质和长石在有机质成熟过程中会优先被溶蚀,形成丰富的次生孔隙(图9w,x)。

5.2 成岩演化阶段与演化序列

综合上述分析,芦草沟组二段混积型页岩中的碳酸盐胶结物主要形成于两个时期:纤维状、柱状及不等轴粒状的方解石和铁方解石胶结物主要形成于准同生至浅埋藏期(图9c,d,f);而具有极负 $\delta^{18}\text{O}$ (VPDB)和紫红色阴极发光的方解石/铁方解石脉体,则形成于热流体上涌相关的高温环境,该类胶结物通常切割低温方解石胶结物和纹层面,说明形成时间相对较晚,但可见其被有机酸溶蚀,表明形成时间早于有机酸溶蚀时期(图9e,g)。自生硅质和长石主要形成于火山灰脱玻化过程,常与粒状碳酸盐胶结物共生并遭受溶蚀,表明二者形成时间与钙质胶结相近,并晚于有机酸释放阶段(图9h-j)。

黏土矿物和方沸石的形成与火山灰蚀变密切相关,前者主要以浅-中埋藏阶段形成的混层型黏土矿物为主,后者多发育于碳酸盐胶结物内侧,二者均可见溶蚀现象,且部分黏土矿物发育于溶蚀孔内,表明黏土矿物的形成时间与溶蚀作用相近或略晚,而方沸石早于泥晶碳酸盐胶结和溶蚀作用(图9k-m)。草莓状黄铁矿形成时间较早,但其交代泥晶方解石的现象说明其形成于浅埋藏阶段(图9l,m)。通常情况下,有机质

在80~90℃时开始大量产生有机酸。通过对埋藏史、热演化史和流体充注史进行分析发现,芦草沟组二段在白垩纪末期发生一期生、排烃,但有机质在侏罗纪末期便已开始产生有机酸,说明侏罗纪末—白垩纪末是溶蚀作用高峰期(图10)。白云石化和脱玻化作用均是持续的成岩过程,且发生时间较早。其中,芦草沟组二段的白云石化作用主要发生于准同生期及浅-中埋藏阶段(图9t),而脱玻化作用通常在地温60℃时开始进行,并在有机酸大量释放的酸性环境中显著增强,表明二者发生时间均早于石油大规模充注期(图10)。

结合有机质成熟度、古地温及成岩作用期次等因素可知,芦草沟组二段整体处于中成岩作用A期,局部高部位处于早成岩作用B期(图10)。整体来看,芦草沟组二段在准同生作用阶段晚期发生白云石化作用,形成白云石晶间孔,同时逐渐沉淀黄铁矿和方沸石。随后地层快速埋深,地温低于65℃,进入早成岩作用A期,压实作用导致原生孔隙大量减少,自生硅质、钠长石与泥晶方解石开始发育,脱玻化作用也开始发生(图10)。随着埋深进一步增加,进入早成岩作用B期,白云石化和脱玻化作用持续进行,形成大量微孔并伴随少量黏土矿物沉淀,铁方解石与粒径较大的自生硅质逐渐形成;该阶段中、晚期有机质开始成熟并释放有机酸,形成部分溶蚀孔隙(图10)。随后进入中成岩作用A期,脱玻化达到高峰,埋藏白云石化作用形成晶型较好的白云石,同时有机酸开始大量释放,形成了大量的次生溶蚀孔隙(图10)。芦草沟组二段不同构造位置因组分差异,其成岩演化过程与改造强度有所不同。

5.3 成岩作用对优质储层的控制

5.3.1 压实和胶结作用对储层质量的控制

芦草沟组二段富含塑性矿物,抗压实能力相对较弱,导致不同岩相类型的压实程度存在明显差异。白垩纪末期之前,芦草沟组二段持续埋藏且在二叠纪速度最大,随后在白垩纪末期经历显著抬升并转为缓慢沉降,导致二叠纪储层物性急剧变差(图10)。结合前人对不同类型细粒沉积岩原始孔隙度的恢复结果^[36-37],将芦草沟组二段混积型页岩的原始孔隙度设定为35%。观察与统计表明,在早成岩作用A期之前,芦草沟组二段储层孔隙度急剧下降,压实减孔率超过70%,随后压实作用虽有所减弱但持续发生,孔隙度进一步降低(图11a)。其中,有机质丰度较高的块状与纹层状凝灰岩相及白云质凝灰岩相抗压实能力最弱,孔隙度下降最为显著(图11a)。

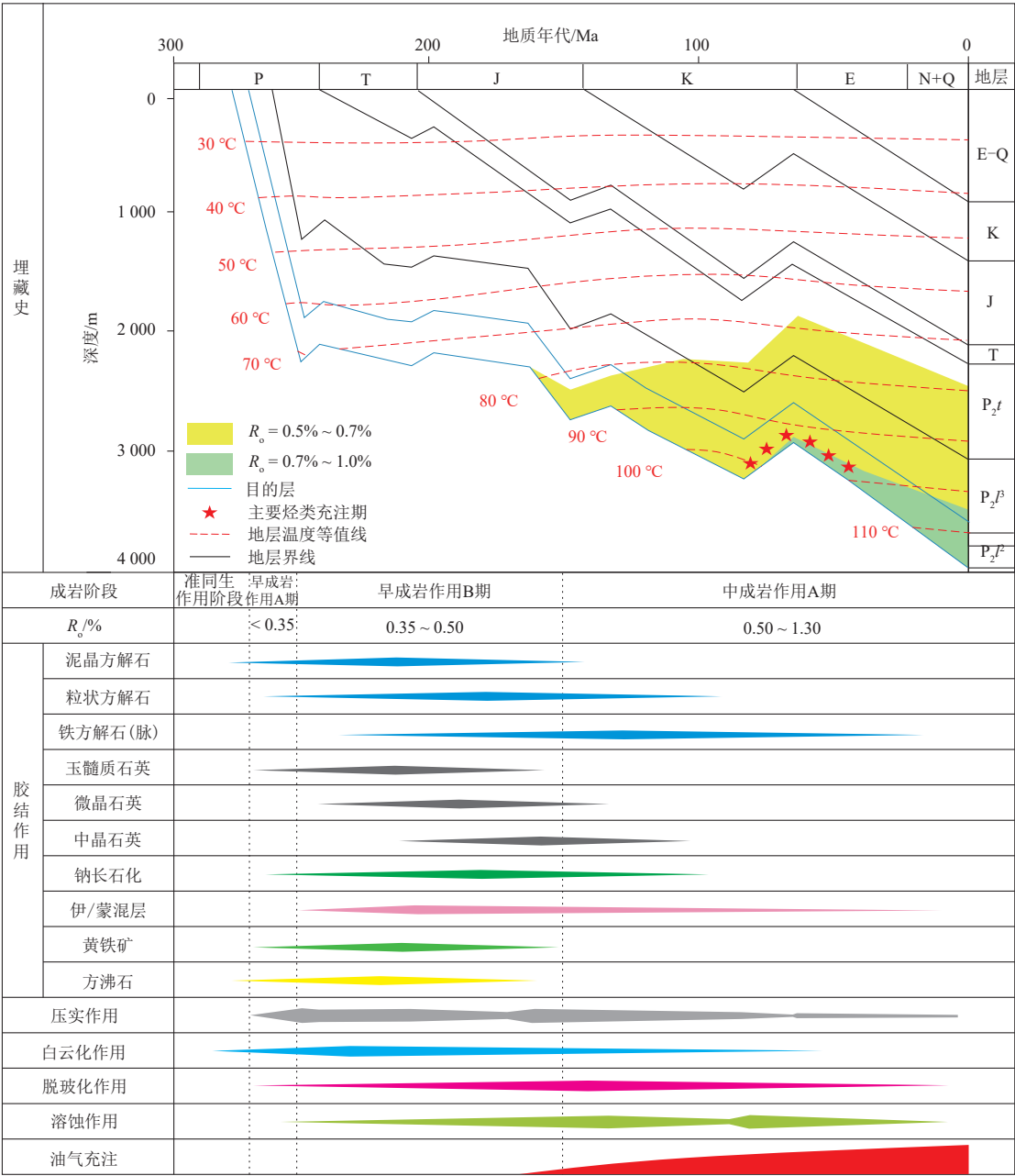


图10 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩成岩演化阶段及序列
Fig. 10 Diagenetic evolutionary stages and sequence of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin
(R_o 为镜质体反射率。)

芦草沟组二段各类胶结物含量普遍较低,方解石-铁方解石、自生硅质-钠长石、黏土矿物、方沸石及黄铁矿的平均含量分别仅为2.0%,0.9%,1.1%,0.2%和1.2%,对孔隙度影响有限(图11b)。基于已有图版统计发现^[38],压实作用是导致芦草沟组二段储层物性变差的主要因素(减孔率约为75%~95%),胶结作用影响相对较小(减孔率约为0~25%,不同岩相间差异较小),且不同岩相表现出明显的减孔率差异(图11c)。有机质丰度较低的块状白云岩类岩相压实减孔率最低,纹层状凝灰质白云岩类岩相次之,而有机质丰度较高的块

状凝灰岩相和纹层状白云质凝灰岩相则最高(图11c)。

5.3.2 脱玻化和白云石化作用对储层质量的控制

脱玻化和白云石化作用是芦草沟组二段混积型页岩中形成次生微孔的重要建设性成岩作用,其在常规泥页岩中发育程度通常有限。这两类成岩作用在准同生至早-中成岩期广泛发育,并持续进行^[19,39]。统计结果表明,脱玻化孔与白云石晶间孔的面孔率明显受控于组分类型、沉积构造、有机质丰度及成岩强度等多种因素(图12)。在含有机质块状凝灰岩相中,脱玻化产

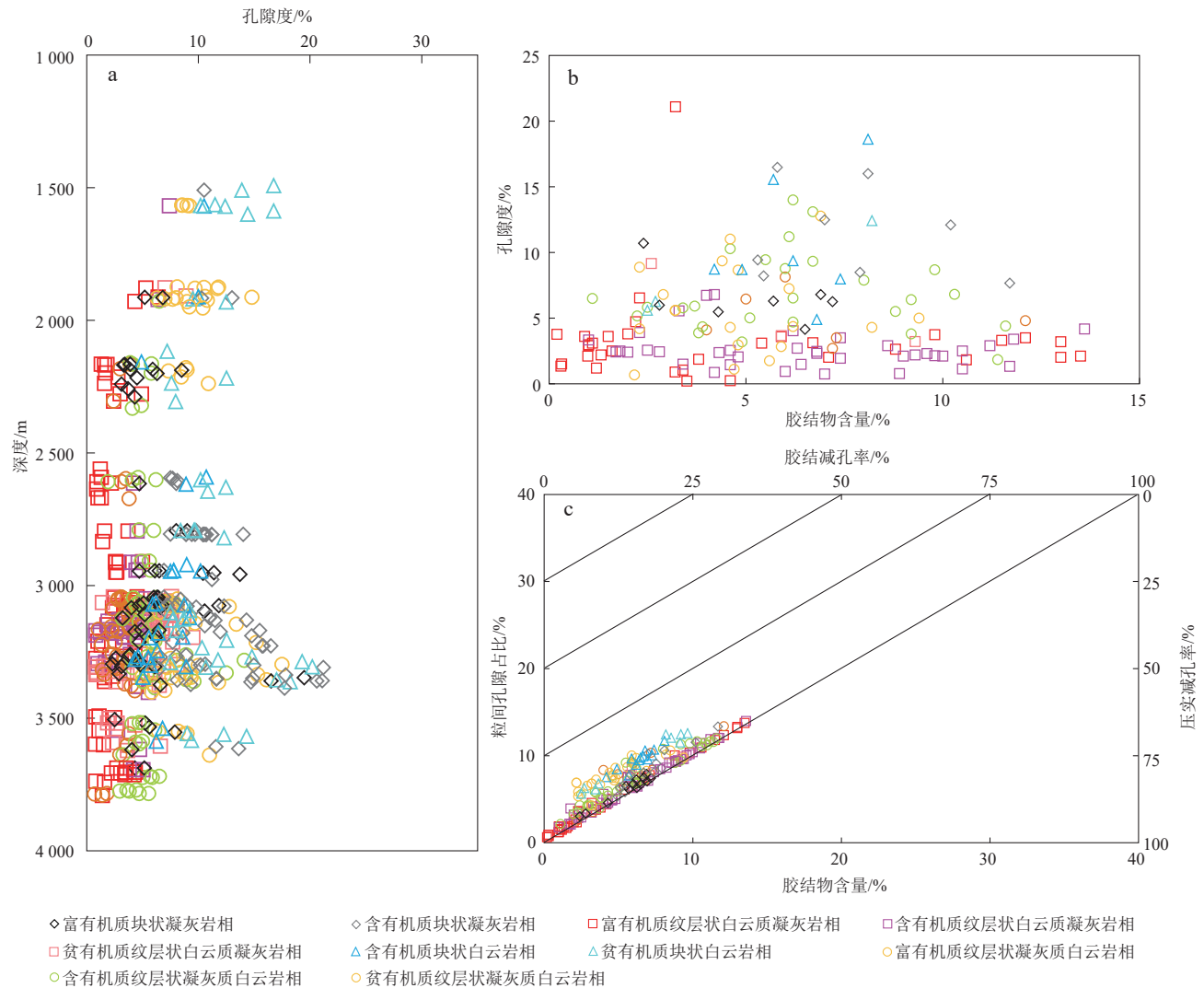


图 11 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩压实和胶结作用对储层物性的影响

Fig. 11 Scatter diagrams showing the impacts of compaction and cementation on reservoir physical properties of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. 不同类型岩相的孔隙度随深度变化特征; b. 不同类型岩相的胶结物含量与孔隙度关系散点图; c. 不同类型岩相的压实作用和胶结作用减孔率变化

物的晶体结构高度有序,石英多呈现完整的六方双锥形态,长石则呈良好的板条状或柱状晶形(图 9r),反映脱玻化程度较高且结晶度较好。该类岩相因其高度结晶化特征与均一的块状构造,不仅抗压实能力增强,还为孔隙保存提供了稳定的刚性格架,显著改善了孔隙连通性,其脱玻化孔面孔率介于 2.8%~4.8%(平均值约为 3.5%)。相比之下,尽管富有机质块状凝灰岩相也具有较高的脱玻化程度,但其有机质丰度显著增高。其中大量塑性的层状藻类有机质在早期快速埋藏压实过程中发生了明显的错动与变形,充填于长英质矿物颗粒之间,既减少了孔隙空间又降低了渗透率(图 9p, q),导致该类岩相脱玻化孔面孔率降至 1.3%~3.5%(平均值约为 2.5%)。尽管如此,脱玻化作用仍显著改善了该类岩相的物性(图 12a)。另一方面,由于白云

石含量较低,该类岩相中白云石化作用较弱,白云石晶间孔面孔率平均仅为 0.2%,对储层物性影响微弱。

块状白云岩类岩相的有机质丰度整体较低,微裂缝较发育,抗压实能力较强。准同生期广泛发育的白云石化作用形成了大量的次生晶间孔隙,白云石晶间孔面孔率介于 2.3%~5.2%(平均值约为 4.0%),表明白云石化对该类岩相物性具有重要建设性影响(图 12b)。纹层状凝灰质白云岩类岩相的白云石化程度及抗压实能力仅次于块状白云岩类岩相,虽然含有部分凝灰质物质,但脱玻化程度较低,其白云石晶间孔和脱玻化孔面孔率分别介于 0.1%~4.4%(平均值约为 1.8%)和 0.1%~1.3%(平均值约为 0.7%)。白云质凝灰岩类岩相的脱玻化和白云石化程度均较差,脱玻化孔和白云石晶间孔的面孔率分别介于 0.4%~

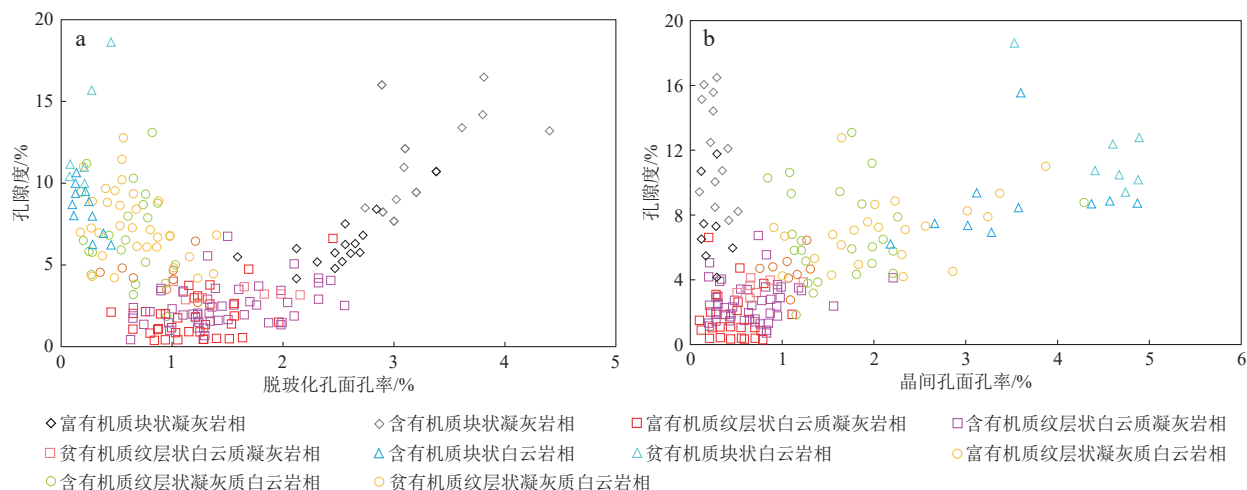


图 12 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩脱玻化和白云石化作用对储层物性的影响

Fig. 12 Scatter diagrams showing the impacts of devitrification and dolomitization on reservoir physical properties of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. 不同类型岩相的脱玻化孔面孔率随孔隙度变化特征; b. 不同类型岩相的晶间孔面孔率随孔隙度变化特征

2.4%(平均值约为1.3%)和0.1%~2.1%(平均值约为0.5%)(图12)。主要原因在于该类岩相具有较高的有机质丰度和凝灰质等塑性组分含量,且以毫米级纹层构造为主,抗压实能力较弱(图11)。早期快速埋藏压实及部分胶结作用导致其原生孔隙急剧减少,且由于白云石等脆性矿物含量较低、微裂缝不发育,早期白云石化作用未能形成大量的白云石晶间孔,进一步造成孔隙度降低(图10,图11)。尽管该类岩相中凝灰质含量较高,但在孔隙-裂缝系统整体不发育的背景下,孔隙流体运移受阻,脱玻化作用难以充分进行,凝灰质蚀变产物多以它形的隐晶质矿物集合体为主,晶体形态不规则且结构稳定性差(图9s)。这种低结晶度的矿物集合

体与纹层状的构造类型共同降低了该类岩相的抗压实能力与孔隙连通性。

5.3.3 溶蚀作用对储层质量的控制

溶蚀作用是芦草沟组二段形成微米级大孔的重要建设性成岩作用之一。侏罗纪末期—白垩纪末期,大量有机酸释放对芦草沟组二段的凝灰质物质和白云石产生了显著溶蚀作用(图10)。通常情况下,长石比白云石更易于被溶蚀,但芦草沟组二段白云岩中发育的微裂缝沟通了溶蚀孔隙,导致白云石晶间溶蚀孔占比相对较高(图13)。芦草沟组二段混积型页岩的溶蚀孔面孔率受矿物类型与有机质丰度共同控制,块状白

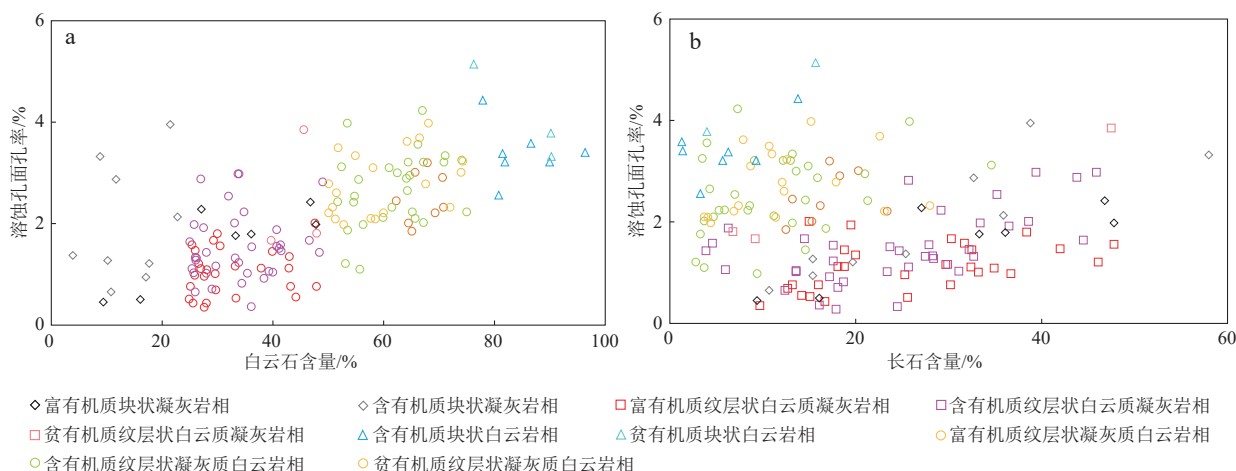


图 13 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩溶蚀作用对储层物性的影响

Fig. 13 Scatter diagrams showing the impact of dissolution on reservoir physical properties of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin

a. 不同类型岩相的白云石含量与溶蚀孔面孔率关系; b. 不同类型岩相的长石含量与溶蚀孔面孔率关系

云岩类岩相的溶蚀孔面孔率较高,介于2.7%~5.2%(平均值为3.7%),而块状凝灰岩类岩相的溶蚀程度则取决于长石含量(图13)。纹层状凝灰质白云岩类岩相的溶蚀孔面孔率次之,主体介于0.7%~4.4%(平均值约为2.7%),溶蚀作用对该类储层质量改善较为明显。纹层状白云质凝灰岩类岩相的溶蚀孔面孔率最低,介于0.1%~3.8%(平均值约为1.3%),这表明溶蚀作用对其储层质量的改善较为有限(图13)。通过上述分析可知,其主要原因在于该类岩相抗压实能力较弱,白云石化和脱玻化程度较低,微裂缝不发育,导致未能形成有效的孔隙流体和晚期有机酸运移的通道,从而显著限制了溶蚀作用对其孔隙空间的改善。

5.4 优质储层成因机理及形成模式

芦草沟组二段混积型页岩优质储层的形成并非单一成岩作用主导,而是受控于由特殊物质组成所决定的关键成岩时序耦合机制。强烈的早期快速压实作用虽显著降低了原生孔隙,却为储层提供了一个相对稳定的机械格架;早于烃源岩成熟释放有机酸高峰期的白云石化和脱玻化作用,不仅增加了大量的次生脱玻化孔和白云石晶间孔,更重要的是为晚期有机酸的运

移提供了优势通道和丰富的溶蚀物质基础;晚期发生的溶蚀作用则极大地扩增了上述孔隙空间。这种“早期压实奠定格架-早、中期增孔提供通道-晚期溶蚀扩大孔隙”的递进成岩演化序列,是芦草沟组二段优质储层形成的关键。反之,若强烈压实作用晚于脱玻化和白云石化作用,则早期形成的次生孔隙极易被破坏;若白云石化与脱玻化作用晚于有机酸大量生成阶段,则酸性流体将缺乏有效的运移通道和溶蚀对象,对储层物性的改善作用将显著受限。据此,本研究建立了优质储层形成模式(图14)。

有机质丰度较低的块状白云岩类岩相主要发育于高部位及斜坡区,凝灰质等塑性矿物含量低,微裂缝发育,主要经历了中等压实-弱胶结-强白云石化-强溶蚀-孔、缝沟通的复合改造路径(图14)。早成岩作用A期快速埋藏压实导致原生孔隙急剧减少,但该类岩相抗压实能力较强(压实减孔率约70%),白云石化作用自准同生阶段持续进行,孔隙度降低较为缓慢。至早成岩作用B期,各类胶结作用开始发育,孔隙度进一步降至5%~8%(图14)。此阶段白云石化作用达到高峰,形成了大量晶间孔隙(面孔率约4%)。随后在早成岩作用B期末—中成岩作用A期,有机酸进一步扩大晶间孔隙

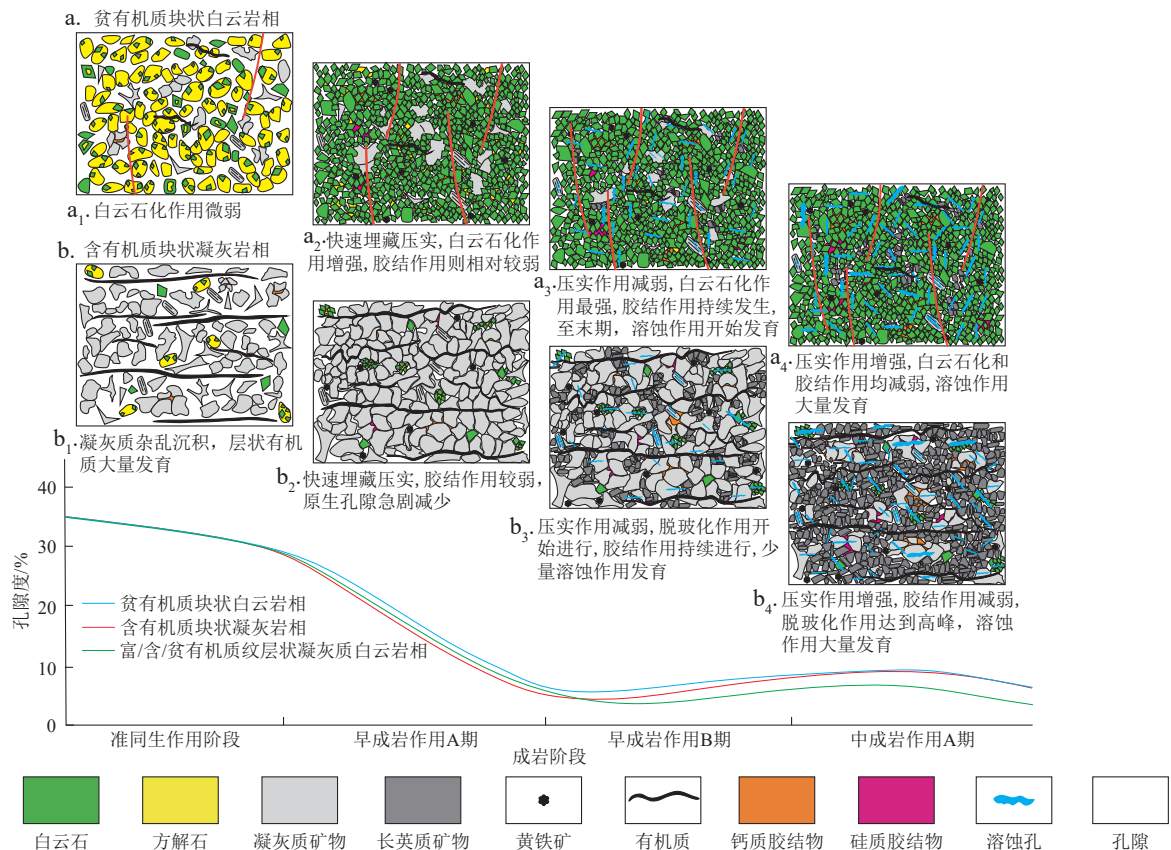


图14 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩优质储层形成模式(修改自文献[19])

Fig. 14 Formation model of high-quality reservoirs in the mixed shales of the Lu 2 Member, Santanghu Basin (modified after reference [19])

和微裂缝。由于溶蚀作用晚于白云石化和脱玻化作用,导致酸性流体更利于沿着孔隙和微裂缝运移,形成大量溶蚀孔(面孔率约为3.7%),显著改善储层物性,使该类岩相现今孔隙度主体大于8%,渗透率多高于 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图14)。

有机质丰度较高的块状凝灰岩相主要发育于低部位及洼陷区,凝灰质等塑性矿物含量高,微裂缝不发育,主要经历了强压实-弱胶结-强脱玻化-强溶蚀的复合改造路径(图14)。准同生阶段未见明显影响储层物性的成岩作用(图14)。早成岩作用A期的快速压实及少量胶结作用导致该类岩相原生孔隙急剧减少(压实减孔率约为75%),孔隙度降低至8%~10%。至早成岩作用B期,持续压实与部分胶结作用使孔隙度进一步降至5%左右,且有机质丰度越高,孔隙损失越显著。同时,脱玻化作用开始增强,并在中成岩作用A期达到高峰,形成了大量脱玻化孔(平均面孔率约为3%左右)。另外,与凝灰质共生的高丰度有机质开始在早成岩作用B期末-中成岩作用A期大量释放有机酸,使

得长英质矿物形成了大量的溶蚀孔隙(面孔率约为2.5%),最终导致该类岩相现今的孔隙度大部分高于8%,但富凝灰质块状凝灰岩相的物性较含有有机质块状凝灰岩相的略差(图14)。

除上述块状岩相外,纹层状凝灰质白云岩相也是优质储层类型之一,主要分布于凝灰岩和白云岩之间的过渡斜坡带,塑性矿物含量中等偏低,发育部分微裂缝及纹层缝,主要经历了中强压实-弱胶结-中等白云石化-中等溶蚀-孔缝沟通的复合改造路径(图14)。该类岩相的成岩演化过程与块状白云岩类岩相类似,但成岩改造强度存在差异,其经历的白云石化(晶间孔面孔率约为1.8%)和溶蚀作用(溶蚀孔面孔率约为2.7%)均弱于白云岩类岩相,但压实和胶结作用相对较强,导致现今孔隙度多介于4%~8%(图14)

6 富凝灰质混积型页岩勘探方向

优势岩相的分布规律决定了芦草沟组二段混积型

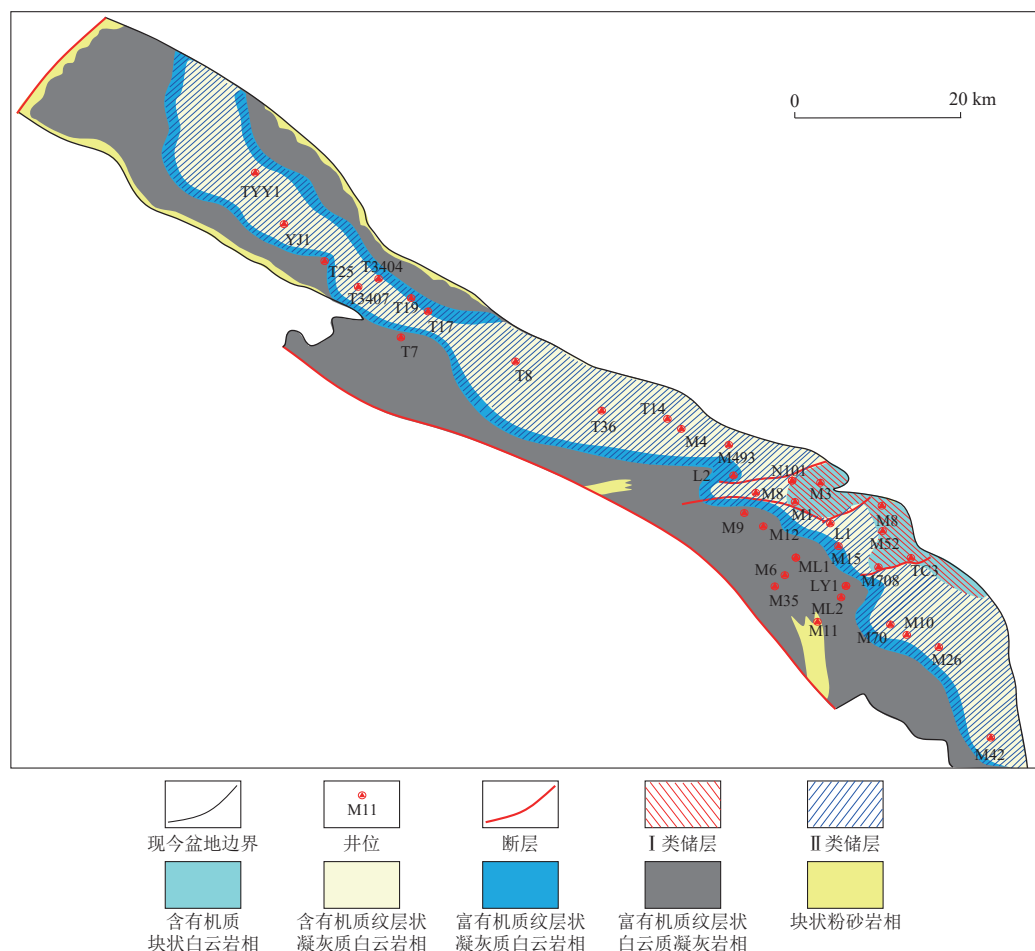


图15 三塘湖盆地芦草沟组二段混积型页岩岩相分布特征及有利勘探方向

Fig. 15 Lithofacies distribution and favorable exploration targets of mixed shales in the Lu 2 Member, Santanghu Basin

页岩的勘探方向。综合物性、含油性及孔隙结构等特征可知, 芦苇沟组二段的优势岩相为含有机质块状凝灰岩相、含有机质块状白云岩相、贫有机质块状白云岩相、含有机质纹层状凝灰质白云岩相和贫有机质纹层状凝灰质白云岩相。这些岩相的分布受古地貌、火山口位置、火山活动期次及沉积环境等因素共同控制。由西南洼陷区向东北斜坡区及盆缘区过渡, 水体深度逐渐变浅、火山口距离逐渐变远、凝灰质含量逐渐降低、碳酸盐含量逐渐增高、有机质丰度逐渐降低, 岩相类型依次由凝灰岩类逐渐过渡为白云质凝灰岩类、凝灰质白云岩类和白云岩类。通过统计各类岩相发育的位置及厚度占比发现, 洼陷区以富有机质纹层状白云质凝灰岩相为主, 斜坡带主要发育富有机质纹层状凝灰质白云岩相和含有机质纹层状凝灰质白云岩相, 盆缘区则分布少量含有机质块状白云岩相。

结合不同类型岩相的差异成岩改造过程可知, 盆缘区的含有机质块状白云岩相储层质量最好, 为Ⅰ类有利区, 以连通性较好且孔径较大的晶间孔、溶蚀孔和微裂缝为主要储集空间, 孔隙度多大于8%, 渗透率多高于 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 流体可动性强, 经改造后可获得工业性稳产油流, 但分布范围有限。斜坡带的含有机质纹层状凝灰质白云岩相是研究区分布最广的优势岩相和最重要的勘探区域, 为Ⅱ类有利区, 其储集空间类型与含有机质块状白云岩相类似, 但孔隙半径较小且连通性较差, 孔隙度多介于4%~8%, 渗透率大部分介于 $(0.050 \sim 0.100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 流体可动性中等, 经压裂等改造后可获得一定的工业性稳产油流。综上所述, 芦苇沟组二段富凝灰质混积型页岩的有利勘探方向主要为盆地边缘带及靠近盆地边缘的斜坡带(图15)。

7 结论

1) 芦苇沟组二段混积型页岩由凝灰质(长英质)、白云石和有机质3种主要组分构成, 根据有机质丰度、沉积构造及岩石类型可划分为10种岩相类型。不同岩相频繁互层沉积, 整体以有机质丰度较高的纹层状过渡类岩相为主。芦苇沟组二段混积型页岩整体为低孔-特低渗储层, 以纳米级-微米级的白云石晶间孔、火山灰脱玻化孔和溶蚀孔为主, 部分白云岩类岩相发育微裂缝, 孔隙体系复杂。

2) 不同类型岩相具有差异性的物性和含油性特征。有机质丰度较低的块状白云岩相和有机质丰度相对较高的块状凝灰岩相的物性与含油性最好, 其次为纹层状凝灰质白云岩类岩相和有机质丰度最高的块状

凝灰岩相, 而纹层状的白云质凝灰岩类岩相最差。

3) 芦苇沟组二段混积型页岩主要经历5种成岩作用, 整体处于中成岩作用A期, 但不同构造位置和岩相类型的成岩演化过程及改造强度存在差异。早期快速深埋导致储层原生孔隙骤减, 但早-中期持续的脱玻化、白云石化及晚期的有机酸溶蚀作用显著改善了储层物性。强压实作用形成时间早于其他成岩作用, 且白云石化和脱玻化作用形成时间早于有机酸溶蚀作用, 为晚期有机酸流体运移溶蚀提供了空间和通道, 是优质储层形成的关键, 芦苇沟组二段的有利勘探方向为靠近盆地边缘的斜坡带及边缘带。

参 考 文 献

- [1] 李军亮, 王民, 秦峰, 等. 陆相富碳酸盐页岩纹层组合对页岩油富集的控制作用——以渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 392-406.
LI Junliang, WANG Min, QIN Feng, et al. Controlling effects of lamina assemblages on shale oil enrichment for lacustrine carbonate-rich shales: A case study of shales in the Paleogene Shahejie Formation, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 392-406.
- [2] 邹才能, 邱振. 中国非常规油气沉积学新进展——“非常规油气沉积学”专辑前言[J]. 沉积学报, 2021, 39(1): 1-9.
ZOU Caineng, QIU Zhen. Preface: New advances in unconventional petroleum sedimentology in China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(1): 1-9.
- [3] ZOU Caineng, ZHU Rukai, CHEN Zhongqiang, et al. Organic-matter-rich shales of China [J]. Earth-Science Reviews, 2019, 189: 51-78.
- [4] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [5] 陈世悦, 张顺, 王永诗, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系细粒沉积岩岩相类型及储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 198-208.
CHEN Shiyue, ZHANG Shun, WANG Yongshi, et al. Lithofacies types and reservoirs of Paleogene fine-grained sedimentary rocks in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 198-208.
- [6] 李天军. 胜北洼陷七克台组混积岩致密储层成因机理研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
LI Tianjun. A study on the genetic mechanism to mixed siliciclastic-carbonate rock tight reservoir of the Qiketai Formation in the Shengbei Sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [7] 魏兆胜, 覃建华, 李映艳, 等. 混积页岩油储层成岩相特征及

- 其成储意义——以吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(6): 99-115.
- WEI Zhaosheng, QIN Jianhua, LI Yingyan, et al. Diagenetic facies of diamictic shale oil reservoir and its significance on reservoir formation: A case study of Lucaogou Formation in Jimsar Sag[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(6): 99-115.
- [8] MOUNT J F. Mixing of siliciclastic and carbonate sediments in shallow shelf environments [J]. Geology, 1984, 12 (7) : 432-435.
- [9] 徐伟, 杜晓峰, 黄晓波, 等. 混合沉积研究进展与关键问题[J]. 沉积学报, 2019, 37(2): 225-238.
- XU Wei, DU Xiaofeng, HUANG Xiaobo, et al. Research advances and critical issues of "mixed siliciclastic and carbonate sediments" [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37 (2) : 225-238.
- [10] 邓远, 陈世悦, 蒲秀刚, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段细粒沉积岩形成机理与环境演化[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 811-823, 890.
- DENG Yuan, CHEN Shiyue, PU Xiugang, et al. Formation mechanism and environmental evolution of fine-grained sedimentary rocks from the second member of Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 811-823, 890.
- [11] 彭军, 杨一茗, 刘惠民, 等. 陆相湖盆细粒混积岩的沉积特征与成因机理——以东营凹陷南坡陈官庄地区沙河街组四段上亚段为例[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1409-1426.
- PENG Jun, YANG Yiming, LIU Huimin, et al. Sedimentary characteristics and genetic mechanism of fine-grained hybrid sedimentary rocks in continental lacustrine basin: A case study of the upper submember of Member 4 of Shahejie Formation in Chenguanzhuang area, southern slope of Dongying Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(10): 1409-1426.
- [12] 支东明, 李建忠, 周志超, 等. 三塘湖盆地油气勘探开发新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 115-132.
- ZHI Dongming, LI Jianzhong, ZHOU Zhichao, et al. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration and development in Santanghu Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 115-132.
- [13] 牛小兵, 吕成福, 冯胜斌, 等. 陆相富有机质页岩纹层组合特征与页岩油差异富集机理——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7_3 亚段为例[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 279-291.
- NIU Xiaobing, LYU Chengfu, FENG Shengbin, et al. Lamina combination characteristics and differential shale oil enrichment mechanisms of continental organic-rich shale: A case study of Triassic Yanchang Formation Chang 7_3 sub-member, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 279-291.
- [14] 冯国政, 鄢继华, 蒲秀刚, 等. 沧东凹陷孔二段富有机质页岩成岩作用及其对储层特征的影响[J]. 油气地质与采收率, 2025, 32(3): 14-27.
- FENG Guozheng, YAN Jihua, PU Xiugang, et al. Diagenesis of organic-rich shale in Second Member of Kongdian Formation in Cangdong Sag and its influence on reservoir characteristics [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32 (3) : 14-27.
- [15] 曹娟, 刘小洪, 冯明友, 等. 湖相混积砂岩成岩—孔隙演化及致密油意义——以川中龙岗地区侏罗系大安寨段为例[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(2): 322-334.
- CAO Juan, LIU Xiaohong, FENG Mingyou, et al. Diagenesis pore evolution and tight oil significance of lacustrine mixed sandstone: A case study of the Jurassic Da'anzhai section in Longgang area, central Sichuan [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(2): 322-334.
- [16] 潘永帅, 柳波, 杨易卓, 等. 火山灰蚀变对细粒混积岩元素异常的影响及对古环境恢复的作用——以三塘湖盆地条湖-马朗凹陷二叠系芦草沟组二段为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 530-549.
- PAN Yongshuai, LIU Bo, YANG Yizhuo, et al. Impacts of volcanic ash alteration on element anomalies in fine-grained mixed deposits and paleoenvironmental reconstruction: A case study of the 2nd member of the Permian Lucaogou Formation, Tiaohu-Malang Sag, Santanghu Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46 (2): 530-549.
- [17] 范谭广, 徐雄飞, 范亮, 等. 三塘湖盆地二叠系芦草沟组页岩油地质特征与勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 125-136.
- FAN Tanguang, XU Xiongfei, FAN Liang, et al. Geological characteristics and exploration prospect of shale oil in Permian Lucaogou Formation, Santanghu Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 125-136.
- [18] LIU Bo, BECHTEL A, GROSS D, et al. Middle Permian environmental changes and shale oil potential evidenced by high-resolution organic petrology, geochemistry and mineral composition of the sediments in the Santanghu Basin, northwest China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 185: 119-137.
- [19] 潘永帅. 火山灰影响下咸化湖盆混积岩特征与优质储层形成机理——以三塘湖盆地芦草沟组为例[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- PAN Yongshuai. Characteristics of mixed rocks and formation mechanism of high-quality reservoir in saline lacustrine basin affected by volcanic ash: A case study of the Lucaogou Formation in Santanghu Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [20] 柳波, 吕延防, 孟元林, 等. 湖相纹层状细粒岩特征、成因模式及其页岩油意义——以三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 598-607.
- LIU Bo, LYU Yanfang, MENG Yuanlin, et al. Petrologic characteristics and genetic model of lacustrine lamellar fine-grained rock and its significance for shale oil exploration: A case study of Permian Lucaogou Formation in Malang Sag, Santanghu Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 598-607.
- [21] 刘艳. 三塘湖盆地构造演化及其与油气的关系[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2010: 1-66.

- LIU Yan. The tectonic evolution in the Santanghu Basin and its relationship to oil and gas [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2010: 1-66.
- [22] PAN Yongshuai, HUANG Zhilong, LI Tianjun, et al. Environmental response to volcanic activity and its effect on organic matter enrichment in the Permian Lucaogou Formation of the Malang Sag, Santanghu Basin, Northwest China [J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2020, 560: 110024.
- [23] 刘全有, 李鹏, 金之钧, 等. 火山活动对海相和淡水湖相页岩形成的影响[J]. 地球化学, 2022, 51(5): 556-569.
- LIU Quanyou, LI Peng, JIN Zhijun, et al. Effect of volcanic activity on the formation of marine shale and freshwater lacustrine shale[J]. Geochimica, 2022, 51(5): 556-569.
- [24] SHEN Jun, ALGEO T J, HU Qing, et al. Volcanism in South China during the Late Permian and its relationship to marine ecosystem and environmental changes [J]. Global and Planetary Change, 2013, 105: 121-134.
- [25] 李哲萱, 柳益群, 焦鑫, 等. 火山—热液作用相关细粒沉积岩研究现状及前沿探索[J]. 古地理学报, 2019, 21(5): 727-742.
- LI Zhexuan, LIU Yiqun, JIAO Xin, et al. Progress and present research on volcanic-hydrothermal related fine-grained sedimentary rocks [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2019, 21(5): 727-742.
- [26] APLIN A C, MACQUAKER J H S. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2031-2059.
- [27] 姜在兴, 梁超, 吴靖, 等. 含油气细粒沉积岩研究的几个问题 [J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1031-1039.
- JIANG Zaixing, LIANG Chao, WU Jing, et al. Several issues in sedimentological studies on hydrocarbon-bearing fine-grained sedimentary rocks [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1031-1039.
- [28] HUANG Chuanyan, ZHANG Jinchuan, HUA Wang, et al. Sedimentology and lithofacies of lacustrine shale: A case study from the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin, Eastern China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 60: 174-189.
- [29] 陈世悦, 张顺, 王永诗, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系细粒沉积岩岩相类型及储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 198-208.
- CHEN Shiyue, ZHANG Shun, WANG Yongshi, et al. Lithofacies types and reservoirs of Paleogene fine-grained sedimentary rocks in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 198-208.
- [30] 朱筱敏, 王晓琳, 张美洲, 等. 中国典型陆相盆地细粒沉积环境和岩相特征[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 873-892.
- ZHU Xiaomin, WANG Xiaolin, ZHANG Meizhou, et al. Sedimentary environments and lithofacies characteristics of fine-grained sediments in typical continental basins in China [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 873-892.
- [31] 蒲秀刚, 董姜畅, 柴公权, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段页岩高丰度有机质富集模式[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 696-709.
- PU Xiugang, DONG Jiangchang, CHAI Gongquan, et al. Enrichment model of high-abundance organic matter in shales in the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 696-709.
- [32] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
- JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [33] MILLIKEN K L, OLSON T. Silica diagenesis, porosity evolution, and mechanical behavior in siliceous mudstones, Mowry Shale (Cretaceous), Rocky mountains, U. S. A. [J]. Journal of Sedimentary Research, 2017, 87(4): 366-387.
- [34] ZHU Shifa, CUI Hang, JIA Ye, et al. Occurrence, composition, and origin of analcime in sedimentary rocks of non-marine petroliferous basins in China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 113: 104164.
- [35] PAN Yongshuai, HUANG Zhilong, LI Tianjun, et al. Study on the origin and hydrocarbon generation potential of lacustrine organic-rich dolomite affected by volcanism: A case study of Lucaogou Formation in the Malang Sag, Santanghu Basin, Western China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 141: 105699.
- [36] 黄思静, 张雪花, 刘丽红, 等. 碳酸盐成岩作用研究现状与前瞻[J]. 地学前缘, 2009, 16(5): 219-231.
- HUANG Sijing, ZHANG Xuehua, LIU Lihong, et al. Progress of research on carbonate diagenesis [J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(5): 219-231.
- [37] LAND L S. Dolomitization [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1985: 1-12.
- [38] HOUSEKNECHT D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633-642.
- [39] MA Jian, HUANG Zhilong, LIANG Shijun, et al. Geochemical and tight reservoir characteristics of sedimentary organic-matter-bearing tuff from the Permian Tiaohu Formation in the Santanghu Basin, northwest China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 73: 405-418.

(编辑 刘格云)