

典型陆相页岩油层系成岩过程中有机质演化对储集性的影响

胡文瑄¹,姚素平¹,陆现彩¹,吴海光¹,孙福宁¹,靳军²

(1. 南京大学 地球科学与工程学院, 江苏 南京 210046;

2. 中国石油 新疆油田分公司 实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:在简要评述泥页岩层系成岩作用及微纳米孔隙发育特征研究现状基础上,选择渤海湾盆地古近系沙河街组 and 准噶尔盆地二叠系芦草沟组为实例,围绕陆相富有机质泥页岩层系成岩作用特点及储集空间发育机制进行了分析讨论,重点聚焦于有机质的成岩(生烃)演化过程对储集空间发育的影响。结果表明,早成岩作用阶段,随着成岩压实作用的进行,页岩层系孔隙度显著降低,特别是粗介孔向细介孔转化,致使中-细介孔相对增加;至早成岩作用末期和中成岩作用阶段(东营凹陷3 000~3 700 m深度),在有机质早期生烃等作用的影响下,孔隙度出现新的峰值;此后,成岩压实又占主导地位,孔隙度又急剧下降,但酸性流体溶蚀形成的次生孔隙增多,微米级孔隙增加。酸性流体的溶蚀作用在沙河街组已有所显示,但以芦草沟组最为突出,是储集空间形成的主要原因。对芦草沟组主要储集岩的地球化学分析表明,有机碳含量越高的样品,其碳酸盐矿物的 $\delta^{13}\text{C}$ 值越偏负,次生溶蚀孔隙也越发育。因此,富有机质页岩层系的成岩作用与一般泥页岩的成岩作用有显著差异,生烃作用形成的有机酸和酸性 CO_2 等对储层的溶蚀改造和优化具有重要意义,是控制页岩油“甜点”发育的主要因素之一。

关键词:有机质;成岩作用;储集空间;陆相;页岩层系;页岩油

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Effects of organic matter evolution on oil reservoir property during diagenesis of typical continental shale sequences

Hu Wenxuan¹, Yao Suping¹, Lu Xiancai¹, Wu Haiguang¹, Sun Funing¹, Jin Jun²

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu 210046, China;

2. Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Following a review on the research progress of diagenesis and micro- and nano-scale pore development of shale sequences, we take the Paleogene Shahejie Formation in Bohai Bay Basin and the Permian Lucaogou Formation in Junggar Basin as examples to analyze the diagenetic characteristics and reservoir space forming mechanism of organic-rich continental shale sequences. The study focuses on the effect of diagenetic (hydrocarbon-generating) evolution on reservoir space development. The results show that the porosity of the shale decreases significantly along with compaction at the early diagenetic stage; this is especially shown in the transformation from macro-pores to micro-pores, resulting in the relative increase of mesoporosity-microporosity. As of the end of early and the middle diagenetic stages, the porosity may reaches a new peak value at a depth of 3000m to 3700m in Dongying Sag, under the impact of early hydrocarbon generation of organic matters. And then as compaction comes to dominate again, the porosity decreases sharply, even though secondary micro-porosity increases due to acid fluid dissolution. The dissolution of acid fluids occurs in the Shahejie Formation, but it turns to be dominant in the Lucaogou Formation, a major reason for the formation of reservoir space. Geochemical analyses on rock samples from the Lucaogou Formation show that the samples with higher TOC generally have a lower content of $\delta^{13}\text{C}$ in carbonate minerals, and a higher secondary dissolution porosity. Therefore, the diagenesis in organic-rich shale sequences is significantly different from that in ordinary shales. The organic acids and acidic CO_2

收稿日期:2018-12-21;修订日期:2019-07-01。

第一作者简介:胡文瑄(1959—),男,教授、博士生导师,石油天然气成藏机理、流体地质作用与成矿。E-mail:huwx@nju.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金重点项目(41830425);科技部重点研发计划项目(2017YFC0603105)。

accompanying the hydrocarbon generation are of great significance to the modification and improvement of reservoir quality by dissolution, and also major factors controlling the distribution of shale oil sweet spots.

Key words: organic matter, diagenesis, reservoir space, continental facies, shale sequence, shale oil

近年来,页岩油气勘探在许多国家取得了巨大的经济效益,特别是在北美和中国,页岩油气资源已成为全球油气资源中重要的组成部分。在北美,页岩气资源主要采自于古生代或中生代海相富含有机质页岩层系,如 Barnett 页岩^[1-2]、Marcellus 页岩^[3]和 Haynesville 页岩^[4]等;同样,页岩油/致密油资源也主要来自于海相地层,例如 Bakken 页岩^[5]和 Eagle Ford 页岩^[6]等。北美目前开发的页岩油气资源主要来自于海相富含有机质页岩层系,因此大多数的研究集中在海相^[7]。相较于北美,陆相富含有机质页岩层系在中国广泛分布。近年来,在准噶尔盆地二叠系芦草沟组^[8-9],三塘湖盆地二叠系芦草沟组^[10],鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段^[11-13],四川盆地侏罗系自流井组^[14],松辽盆地白垩系青山口组^[15-16],渤海湾盆地古近系沙河街组三段、四段^[17-23]和孔店组二段^[24],江汉盆地古近系新沟嘴组^[25],以及南襄盆地古近系核桃园组^[26]等陆相富含有机质页岩层系中获得了页岩油气勘探的初步进展和成果,显示出良好的油气勘探前景,越来越引起国内学者和石油行业的广泛关注。

随着页岩层系勘探开发和理论研究的不断深入,越来越多的学者发现方解石和白云石等不稳定矿物溶蚀形成的次生溶蚀孔隙是页岩层系中最为重要的储集空间之一^[8-10,21,23,25-28]。无论是页岩本身,还是页岩层系中的致密白云岩、灰岩、砂岩或其过渡岩性等薄夹层均可能存在较多的次生溶蚀孔隙,对页岩层系整体储集物性的增加具有明显的贡献。然而,人们对页岩层系中溶蚀性流体的性质、来源、分布和作用方式等还不清楚,严重影响了对页岩层系中储集空间形成机理及分布规律的认识,制约着页岩油气勘探开发的进程。

烃源岩在热成熟过程中可以产生大量的有机酸和 CO_2 ^[29-33]。水热模拟实验表明,有机酸的生成量相当于有机碳含量(TOC)的1%~2%, CO_2 的生成量相当于TOC的1%~10%^[34]。当大量的有机酸和 CO_2 生成后,优先在烃源岩内部或靠近烃源岩的地方溶蚀不稳定矿物组分,产生次生溶蚀孔隙^[32]。当反应产物排出反应体系或在体系内部发生迁移,就会导致总孔隙度的增加或孔隙的再调整^[27,29,34-35],从而改善储层质量。同时,页岩经常被认为是附近粗粒沉积(夹层)中自生矿物的物源,包括硅质^[36-37]、有机酸^[30-32]和 CO_2 ^[29]等,造成粗粒沉积岩中的成岩过程更加复杂。陆相富含有机质

页岩层系具备更加优越的反应条件:1)页岩层系有机质含量高,成熟度适中,能够产生大量的有机酸和 CO_2 ;2)水热模拟实验表明,有机酸和 CO_2 的生成量与有机质的类型密切相关^[32],高含氧量的陆源有机质可能具有更大的有机酸和 CO_2 的生成潜力;3)相对于海洋,湖泊对高频气候变化更加敏感,从而导致频繁的相变化^[38],因此在陆相富含有机质页岩层系中常见粗粒碎屑岩或碳酸盐岩薄夹层,页岩层系中的这些夹层具有明显的距离优势,更容易与互层的页岩中产生的有机酸和 CO_2 发生反应;4)陆相页岩层系物质组分更为复杂,火山物质、碳酸盐矿物或其他高温硅酸盐矿物等不稳定矿物组分含量较高,具备良好的反应物质基础;5)差异压实、生烃增压、排烃作用和油气运移等一系列过程增加了有机酸和 CO_2 的流动能力,增大了反应范围和强度,同时能够使部分反应产物排出体系或重新分配,从而改善储层质量。然而,人们往往关注于大套的碎屑岩或碳酸盐岩储层中有机酸和 CO_2 参与下的成岩过程,而忽视了陆相富含有机质页岩层系中的反应过程。因此,页岩层系中的矿物溶蚀沉淀特征、次生溶蚀孔隙发育特征及其反应机理和分布规律是一个亟待研究解决的问题。

中国目前初步勘探的多个陆相富含有机质页岩层系沉积时,湖盆均具有不同程度的咸化背景,碳酸盐矿物含量较高,表现为富碳酸盐矿物的页岩层系。碳酸盐矿物在埋藏成岩过程中具有不稳定的特性,因此富碳酸盐矿物页岩层系的成岩作用更具有特殊性和复杂性。鉴于此,本文选取了东部和西部两个典型陆相富含有机质页岩层系为研究对象,分别为渤海湾盆地古近系沙河街组(主要为灰质页岩层系)和准噶尔盆地二叠系芦草沟组(主要为云质页岩层系),在常规成岩作用研究基础上,重点讨论成岩过程中的有机-无机相互作用,特别是与有机质热演化相关的酸性流体的影响,涉及到碳酸盐矿物和部分硅酸盐矿物的溶蚀-沉淀特征,及其相关的溶蚀改造型储集空间发育特征与成因机理,以期为中国陆相富含有机质页岩层系油气勘探提供借鉴。

1 沙河街组成岩作用及有机质演化对孔隙发育的影响

1.1 成岩作用与孔隙发育基本特征

渤海湾盆地总体上是一个单阶段演化盆地,沙河

街组的埋深一般在 1 500 ~ 4 500 m 范围,经历了不同的成岩作用阶段,为泥页岩层系的成岩作用过程提供了良好前提。为了揭示不同成岩阶段泥页岩孔隙变化情况,以沙河街组典型粉砂质泥页岩层段为目标,从浅到深(1 866.5 ~ 4 090.9 m)采取了不同钻井的岩心样品,用气体吸附法进行孔隙体积与比表面积测试研究。结果发现,随着埋藏深度的增加,泥页岩的微孔体积和比表面积会经历微孔减少、增加以及再减少 3 个阶段(图 1):在深度 0 ~ 3 000 m 范围,比表面积从 $>5 \text{ m}^2/\text{g}$ (STP,标准温压)减少到 $<2 \text{ m}^2/\text{g}$ (STP),孔隙体积从 $0.025 \text{ cm}^3/\text{g}$ (STP)减少到 $<0.010 \text{ cm}^3/\text{g}$ (STP);从深度 3 000 ~ 3 750 m,比表面积和孔隙体积迅速上升,分别可达 $>9 \text{ m}^2/\text{g}$ (STP)和 $0.040 \text{ cm}^3/\text{g}$ (STP);然后,随深度增加比表面积和孔隙体积又迅速降低,4 100 m 深度时比表面积和孔隙体积分别可降低到 $<4 \text{ m}^2/\text{g}$ (STP)和 $<0.015 \text{ cm}^3/\text{g}$ (STP)。

从上述孔隙度的变化规律可以推断,在深度 3 000 m 以上范围内,压实作用是造成孔隙度降低的主导因素。在深度 3 000 m 以下,孔隙度迅速升高,除了粘土矿物转化的因素外,主要是受生烃增压的影响。按照东营凹陷的地温梯度,3 000 m 深度温度接近 100°C ,蒙脱石及伊/蒙混层矿物大量转化为伊利石,可以形成一定数量的剩余空间。李颖莉等^[39]认为,仅是蒙脱石向伊/蒙混层矿物的转化,就可造成层间微孔隙减少约 15% 左右,矿物的比表面积也相应降低,即矿物颗粒本身收缩而产生剩余空间。与此同时,在较高温度和孔

隙水(粘土矿物转化排出的水)等因素作用下,部分矿物(如碳酸盐矿物等)会发生重结晶作用,导致矿物颗粒变大,小颗粒在溶蚀-沉淀机制作用下向大颗粒转化,也产生一定的微孔隙^[40]。当然,深度 3 000 m 以下有机质生烃作用的影响也非常显著,将在后文讨论。

在深度大约 4 000 m 以下,粘土矿物的转化基本完成,由此产生的流体作用逐渐消失,压实作用又发挥主导作用,致使孔隙度再度降低。毫无疑问,这时的生烃作用仍处于较高峰值,但没有能够保持住较高的孔隙度。根据大量岩石薄片的观测分析发现,沙河街组页岩层系中的孔隙类型较为多样,既保留有部分原生孔隙(如粒间孔和粒内孔等),也发育有丰富的次生孔隙(特别是溶蚀孔隙),还有一些微裂缝(构造裂缝和成岩裂缝等),特别是在一些页岩层段中发育密集的层理缝。李钜源^[20]和杨超等^[19]做过研究和总结,此处不再赘述。

1.2 有机质演化对储集空间的影响

有机质生烃作用过程中形成的孔隙可以改善泥页岩的孔隙度。泥页岩孔隙演化主要受控于干酪根热演化,而与基质矿物孔隙演化关系不大^[41]。有机质热演化和生、排烃过程中释放的有机酸和 CO_2 溶蚀铝硅酸盐矿物和碳酸盐矿物能够产生的最大次生孔隙度分别可达 4.49% ~ 7.48% 和 1.54% ~ 2.56%^[42]。酸性流体溶解页岩中的泥晶方解石,致使方解石发生再沉淀而重结晶,在此过程中会产生重结晶晶间孔、溶蚀孔缝

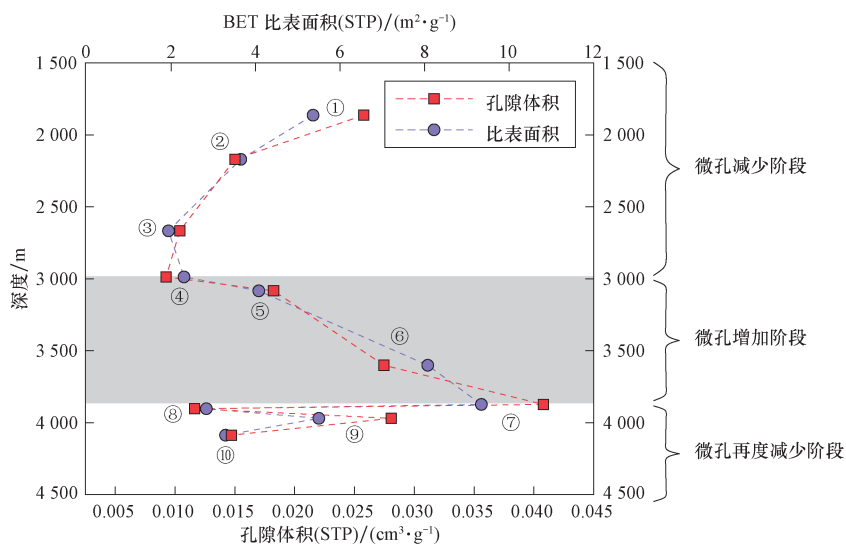


图1 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组泥岩微孔发育特征随深度变化关系

Fig. 1 Micro-pore characteristics vs. depth of the Shahejie Formation mudstone in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

(图中由浅到深 10 件样品均为粉砂质泥页岩(个别含钙质),采样钻井与深度分别是:①王 161 井,埋深 1 866.5 m;②王 35 井,埋深 2 171.5 m;③王 7 井,埋深 2 665.2 m;④梁 101 井,埋深 2 985.0 m;⑤永 89 井,埋深 3 086.6 m;⑥牛 17 井,埋深 3 607.5 m;⑦丰深 2 井,埋深 3 872.8 m;⑧王 78 井,埋深 3 902.3 m;⑨丰深 2 井,埋深 3 970.7 m;⑩坨 764 井,埋深 4 090.9 m。)

及层间缝等,有效地提高了泥页岩的孔隙度,并且改变了岩石的力学性质,岩石变得脆性更大^[43]。

根据济阳坳陷古近系自然样品和热模拟泥页岩样品介孔发育特征的研究,并综合已有研究成果,我们将中国东部中生代泥页岩储层孔隙演化划分为3个阶段。

1) 未成熟阶段

浅埋藏早期成岩阶段,有机质处于未成熟阶段,成熟度参数镜质体反射率(R_o)小于0.5%,主要为未成熟油和生物气。该阶段成岩作用以机械压实作用为主,上覆压力增大,颗粒间紧密接触,孔隙中丰富的自由水受压实作用影响而快速排出,孔隙度急剧变小,同时孔隙的数量也急剧减少。粘土矿物层间孔和收缩孔缝为该阶段孔缝发育的主要类型。

2) 低成熟-成熟阶段

① 低成熟阶段($R_o=0.5\% \sim 0.7\%$)

该阶段有机质演化生成油气,并伴有有机酸和 CO_2 等大量产出,可对碳酸盐矿物和长石等硅酸盐矿物进行溶蚀。由于钾长石遭受溶蚀,引发钾离子的释放,进一步促进了蒙脱石向伊利石的转化。根据物质平衡原理,对应溶蚀作用必然有沉淀作用,碳酸盐矿物在此阶段会表现出较为复杂的溶解-沉淀现象,发生晶粒大小、结构及产状的重组。岩石在该阶段会形成各种孔缝,为油气和有机酸等流体提供运移通道,对碳酸盐矿物的重组起明显的促进作用。该阶段孔隙面貌产生较大调整,粒间孔、溶蚀孔、成岩收缩缝和构造裂

缝数量明显增多。

对典型钻井自然样品的小角X-散射测试结果表明,在 R_o 值低于0.7%时,细介孔体积百分比出现上升,粗介孔比例下降,反映了粗介孔向细介孔的转化,无疑是机械压实的效应,而蒙脱石向伊利石转化对细介孔的影响有限(图2)。

② 成熟阶段($R_o=0.7\% \sim 1.3\%$)

当 R_o 值大于0.7%时,生烃作用产生的流体形成高压,有效地缓解了因地层压力加大对孔隙进行的机械压实;而此时蒙脱石向伊利石转化明显,蒙脱石完全伊利石化,随之发生的是孔隙直径明显增大,致使细介孔的体积分布降低明显,粗介孔比例明显升高,中介孔也有所增加(图3)。由于热演化程度的增高,在 R_o 值达到0.9%时,有机质裂解生烃形成有机质孔。随着埋藏深度的增加,有机质孔大量生成,增加了泥页岩的孔隙度;有机质内部纳米级孔隙的发育,整体上增加了介孔孔容。由于刚形成内部孔隙,孔隙直径发育的模式是由小及大。随热演化程度的加深,孔径增大明显,会再次影响细介孔的分布特征,细介孔再次出现下降的趋势。

3) 高成熟-过成熟阶段

进入高成熟阶段($R_o=1.3\% \sim 2.0\%$)的富有机质泥页岩由生油为主逐渐转化为生气为主,地层流体溶液趋于饱和,从而产生较多沉淀作用,裂缝和孔隙往往被各种新生矿物充填胶结,导致孔隙度的降低。地层流体排出后,岩石内部流体压力降低,部分裂缝相应

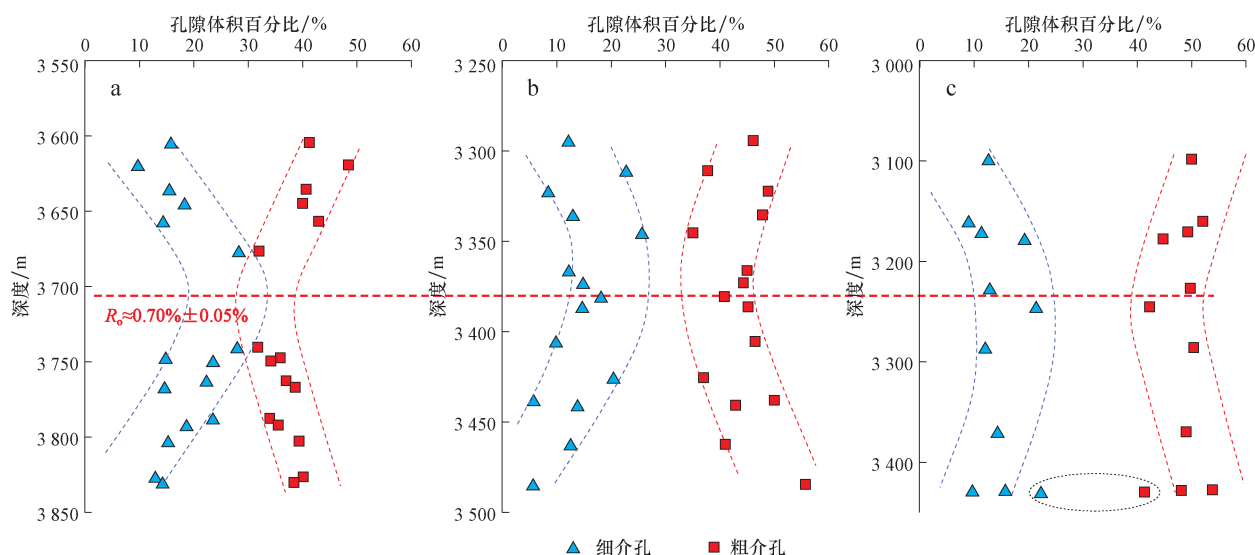


图2 渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩样品中介孔-中细介孔和粗介孔孔隙体积百分比随井深/ R_o 的变化
(基于小角X-射线散射实验结果)

Fig. 2 Changes of the pore volume proportion of mesopores, meso-micro pores and macro-pores with well depth/ R_o in the shale samples from the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin (based on results of small angle X-ray scattering experiment)

a. 利页1井; b. 牛页1井; c. 樊页1井

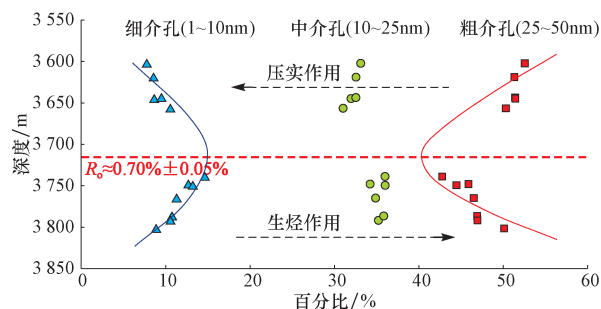


图3 渤海湾盆地东营凹陷利页1井泥页岩介孔孔径分布特征

Fig. 3 The distribution of pore size in shales from Well Liye 1, Dongying Sag, Bohai Bay Basin

闭合。由于有机质生气形成大量纳米级的有机质孔,致使泥页岩孔隙中值半径降低明显。

到过成熟阶段($R_o > 2.0\%$)后,孔隙系统保持稳定阶段,此时有机质生烃高峰已过,仅有少量残留的有机质发生裂解反应。该阶段岩石已处于成岩作用晚期,骨架的抗压能力与稳定性均大大提高,因此压实作用对岩石孔隙结构的影响不大,相对稳定的流体环境降低了矿物内部无机孔的发育比例,整体孔隙系统处于相对稳定状态,孔隙度变化不大^[23]。

2 芦草沟组成岩作用及有机质演化对孔隙发育的影响

准噶尔盆地二叠系芦草沟组是一套陆相云质页岩层系,页岩油资源潜力巨大,很多学者对其储集空间特征^[8-9,38,40-42]和页岩油形成条件及聚集模式^[43-44]开展了比较系统的研究工作,也对原始沉积过程^[44-46]和岩石类型^[47-53]进行了分析与总结。但是,对页岩层系中主要储集岩的成岩作用研究还比较薄弱,尤其是对成岩过程中的有机-无机相互作用认识还不深入,严重制约着下一步的页岩油勘探开发进程。

2.1 成岩作用与孔隙发育基本特征

岩心和野外剖面观察表明,芦草沟组厚度变化较大(250~800 m不等,吉木萨尔凹陷中<300 m),是一套由粘土矿物、长英质碎屑矿物、碳酸盐岩矿物和部分凝灰质组成的混积岩,有机质含量一般大于1%,平均2.5%左右。岩性以泥页岩为主,甜点段发育较多云质岩和粉砂岩薄层,与富有机质泥页岩互层产出,因此,不同岩性的成岩作用虽有不同,但相互影响比较显著。

芦草沟组的埋藏-成岩演化基本上也是一个单阶段历程(图4),其成岩作用目前处于中成岩阶段,除了成岩压实和粘土矿物转化等常见的成岩作用外,有两

个特征非常突出:一是由于有机质含量比较丰富,酸性有机流体的作用非常显著;二是由于易溶组分(包括白云石和方解石等碳酸盐矿物,以及部分火山凝灰质等)含量较高,溶蚀作用非常普遍。在早成岩作用早、中期,主要以压实作用为主,并伴随着碳酸盐矿物的次生加大,各种岩性基本完成固结成岩。至早成岩阶段末期,有机质进入低成熟阶段,由于有机酸和 CO_2 等酸性物质的生成,致使部分碱性矿物如碳酸盐矿物(特别是方解石)和少量钾长石及火山凝灰质出现溶蚀现象。

进入中成岩作用阶段后,随着有机质演化进入成熟阶段,大量酸性物质也随之达到峰值阶段,加之衍生出一定量的 H_2O ,溶蚀作用非常显著(图5),甚至一些硅酸盐矿物和黄铁矿等也发生了部分溶蚀(图5a)。在层理比较发育的岩性中,流体顺层渗流比较明显,导致物质的带出,从而产生较多次生溶蚀孔隙(图5b)。在相对致密的岩层中,流体作用发生在相对封闭的条件下,致使溶蚀与沉淀作用并存,就近形成一些次生矿物,主要是方解石、白云石和次生钠长石等(图5c—e)。

需要指出的是,芦草沟组泥页岩层系中的云质岩和粉砂岩/细砂岩夹层的溶蚀作用更为强烈。由于这些夹层不仅含有一定量的有机质(特别是云质岩类),且与富有机质泥页岩频繁互层,往往成为成岩流体/酸性成烃流体的排泄通道,溶蚀程度尤为显著(图5f)。

2.2 酸性有机流体作用与次生孔隙形成

众所周知,在烃源岩深埋、有机质逐渐成熟过程中,有机质的热演化会形成大量的有机酸(例如羧酸、酚酸)和气体(例如 CO_2 , H_2S),对含油气系统的环境条件和物质组成都有显著影响^[30-35,54-58]。芦草沟组发育累积厚度大、分布范围广的暗色泥页岩,并已进入成熟阶段^[52-53],必然已经产生了大量的有机酸和气体,显然有机流体对芦草沟组储层的作用很可能是次生孔隙形成的重要原因。胡文瑄等^[59-60]曾对不同类型流体来源的地球化学判识标志进行了总结,指出次生方解石碳同位素偏负是鉴别有机流体的重要标志。所以,本次研究将以碳同位素值为切入点,分析改造芦草沟组致密储层的流体来源和作用机理。

对甜点层段典型样品的碳同位素($\delta^{13}\text{C}$)和有机质含量(TOC)进行了系统分析,发现样品中碳酸盐矿物的 $\delta^{13}\text{C}$ 值与全岩 TOC 为负相关关系(图6a): $\text{TOC} < 1\%$ 的样品中, $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)值较高,为8‰~12‰; $\text{TOC} > 3\%$ 时, $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)值降为6‰~8‰,降幅达2‰~4‰。井下观测发现, $\delta^{13}\text{C}$ 值下降的样品中,普遍发育次生白云石或次生方解石。毫无疑问,有机来源的C

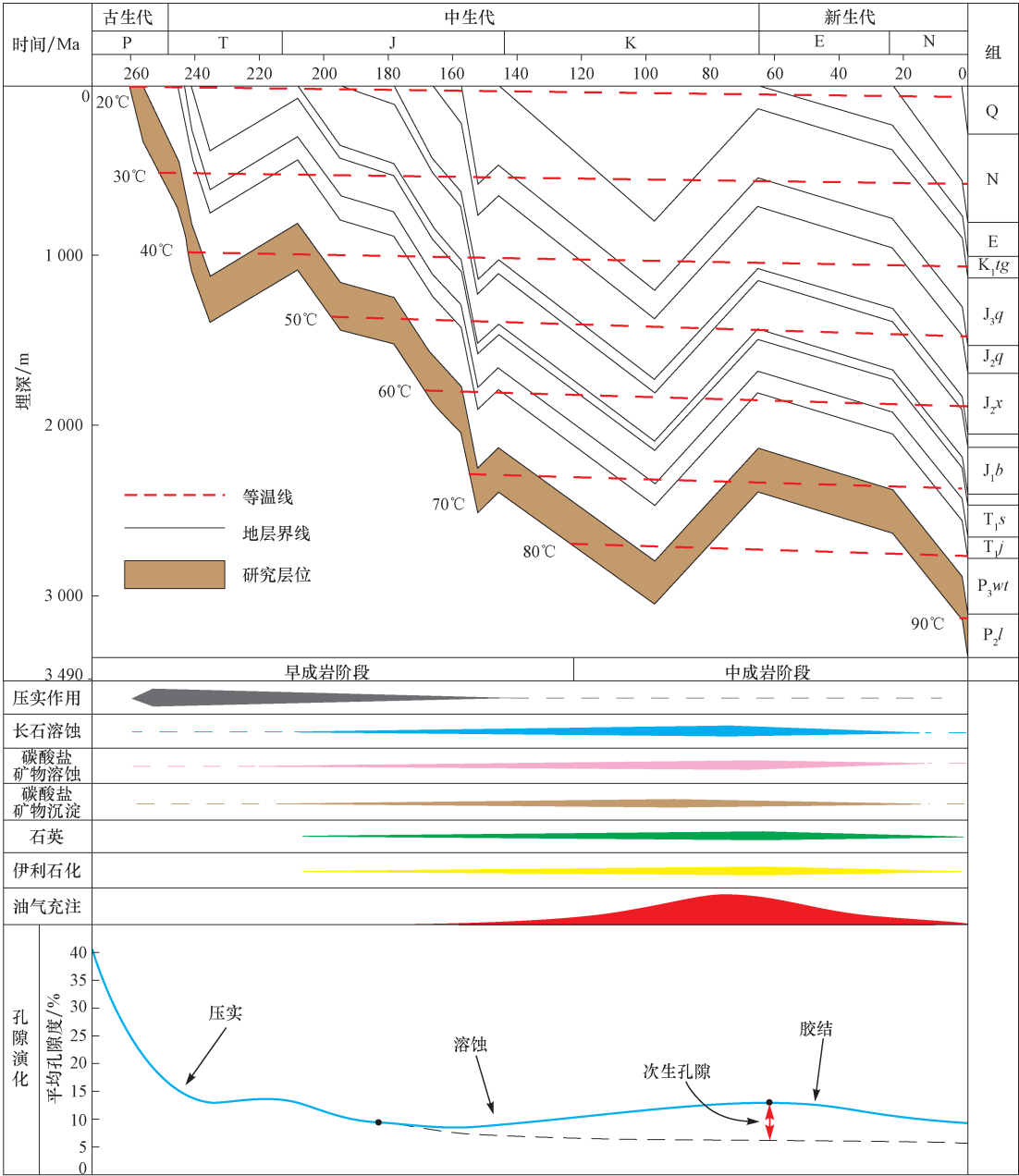


图 4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷 J174 井二叠系芦草沟组页岩油储层埋藏、热演化和成岩演化史 (修改自 Wu 等,2016)^[8]

Fig. 4 The burial, thermal evolution and diagenetic evolution history of the Permian Lucaogou shale oil reservoir in Well J174 in Jimusar Sag, Junggar Basin (modified after Wu et al. ,2016)^[8]

[图中的埋藏-热演化史及油气充注史来源于新疆油田分公司实验检测研究院研究成果。各种成岩作用(压实、溶蚀、沉淀与矿物转化等)及孔隙度演化曲线基于岩矿鉴定资料及测试结果绘制。]

参与了次生碳酸盐矿物的形成。由于目前分析的是全岩样品,所得的 $\delta^{13}\text{C}$ 值是基质碳酸盐矿物(主体)和次生碳酸盐矿物的混合,其中的次生碳酸盐矿物的 $\delta^{13}\text{C}$ 值还要低得多。Wu 等^[9]利用显微统计方法估算了次生碳酸盐的 $\delta^{13}\text{C}$ 值,其分布范围低于 -8.5‰ 。最近,作者在澳大利亚国立大学地球科学实验室开展了原位微区测试,其中基质白云石与次生白云石的 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 差值为 $10\text{‰} \sim 15\text{‰}$,前者分布范围在 $5\text{‰} \sim 10\text{‰}$,

甚至更高,而次生白云石的 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值普遍为负值($-3\text{‰} \sim -8\text{‰}$),表明同位素值偏负的有机碳参与了溶蚀-沉淀作用。

此外, $\delta^{13}\text{C}$ 值与 FeCO_3 含量的关系图表明,随着 FeCO_3 含量的增高, $\delta^{13}\text{C}$ 值也表现出显著降低的特点(图 6b)。众所周知, Fe 主要是以类质同象形式赋存在成岩阶段形成的碳酸盐岩矿物中,它的升高表明次生碳酸盐矿物含量增多,也说明了次生碳酸盐矿物是

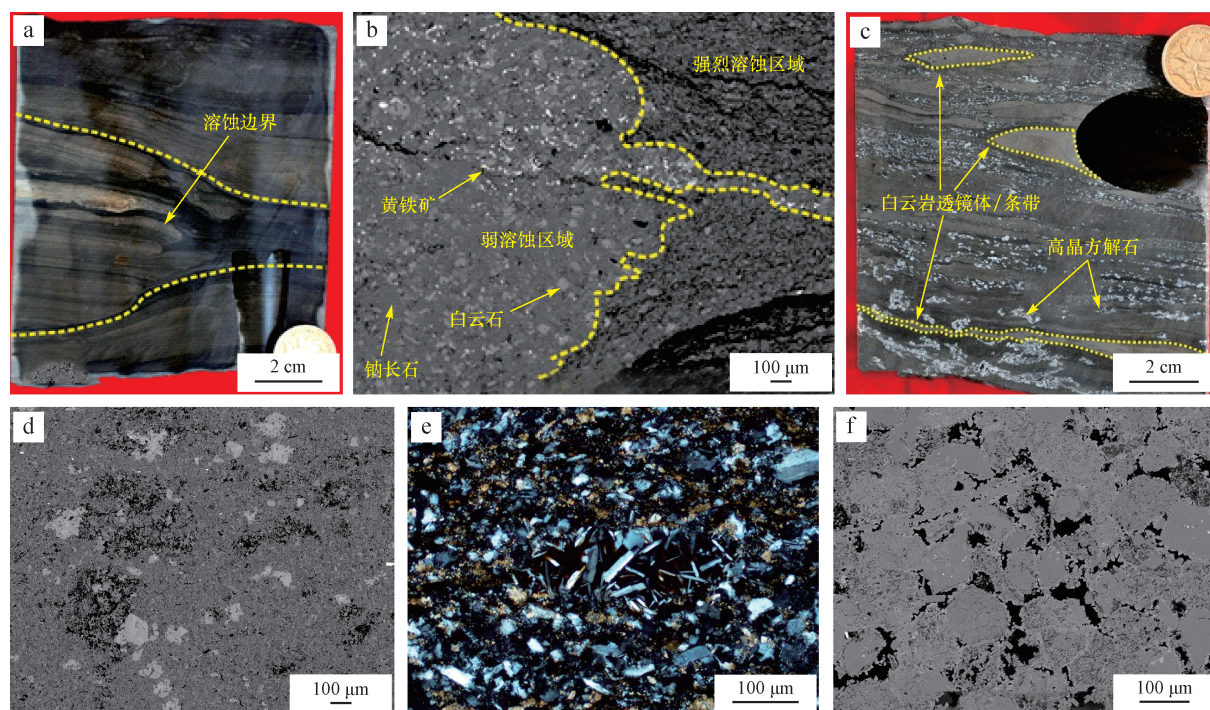


图5 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷 J174 井二叠系芦草沟组粉砂质/云质泥页岩的成岩溶蚀-沉淀现象^[8]

Fig.5 The diagenetic dissolution and precipitation of the silty/dolomitic shales in the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin^[8]

a. 岩心照片, 样品经受了不均匀的流体溶蚀作用, 具有明显的溶蚀边界, J174 井, 埋深 3 200.1 m (修改自 Wu 等, 2016); b. 电子探针 (BSE) 照片, 云质-粉砂质泥岩具显著的不均匀溶蚀现象, 左侧为弱溶蚀区 (有黄铁矿), 而右侧为强烈溶蚀区 (黄铁矿也溶蚀消失), J174 井, 埋深 3 174.2 m (修改自 Wu 等, 2016); c. 云质条带发生溶蚀, 形成透镜状、不规则条带状残留, 并就近形成亮晶次生方解石, J174 井, 埋深 3 139.5 m (修改自 Wu 等, 2016); d. 云质-粉砂质泥岩中的不均匀溶蚀现象, 形成溶蚀孔隙与次生方解石 (灰白色矿物), J174 井, 埋深 3 320.0 m; e. 凝灰质泥质粉砂岩中的次生钠长石及次生孔隙, 正交偏光, J174 井, 埋深 3 121.2 m; f. 砂屑云岩的溶蚀现象, 背散射图像, J174 井, 埋深 3 114.7 m

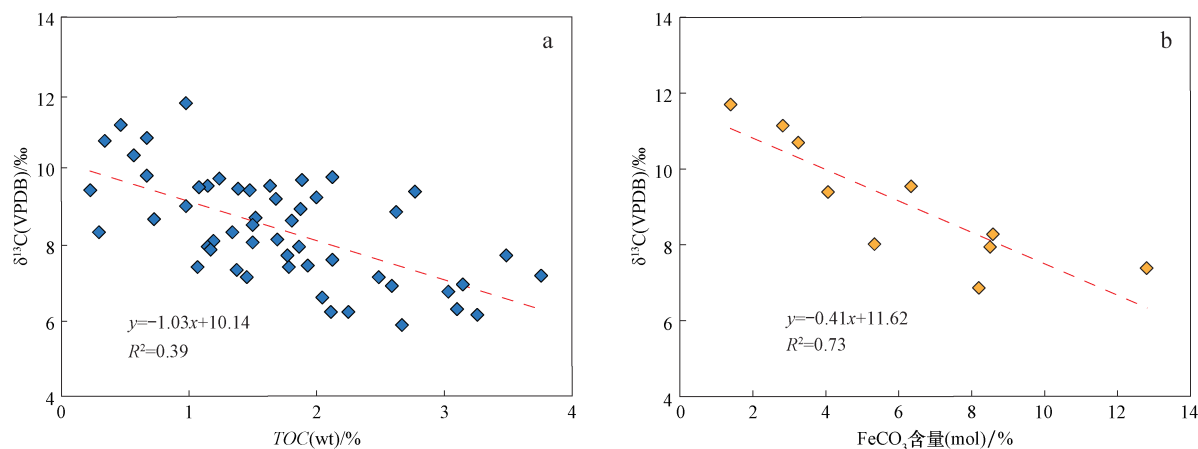


图6 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组甜点层段主要储集岩 $\delta^{13}\text{C}$ 值与 TOC 及 FeCO_3 含量的关系

Fig.6 The relationship between $\delta^{13}\text{C}$ and TOC , FeCO_3 content in the sweet-spot intervals of the Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin

导致 $\delta^{13}\text{C}$ 值降低的主要原因。因此, 次生碳酸盐矿物的形成与有机成因流体密切相关。

另一方面, 次生碳酸盐矿物的发育又与次生孔隙的形成密切相关。如图7所示, 右侧为溶蚀作用微弱的样品, 没有或很少发育次生碳酸盐矿物, 次生孔隙也不甚发育, 其 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值相对较高, 为 9.5% ~

11.0%。左侧岩石虽然与右侧样品在深度上距离很近, 但次生碳酸盐矿物较为发育, 溶孔也多, 其 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值显著降低, 为 6.1% ~ 7.1%。前文已经论证, $\delta^{13}\text{C}$ 值的降低与有机质 (TOC) 密切相关。因此, 芦草沟组次生孔隙的形成主要是烃源岩热演化过程中形成的有机成因的酸性流体作用所致。

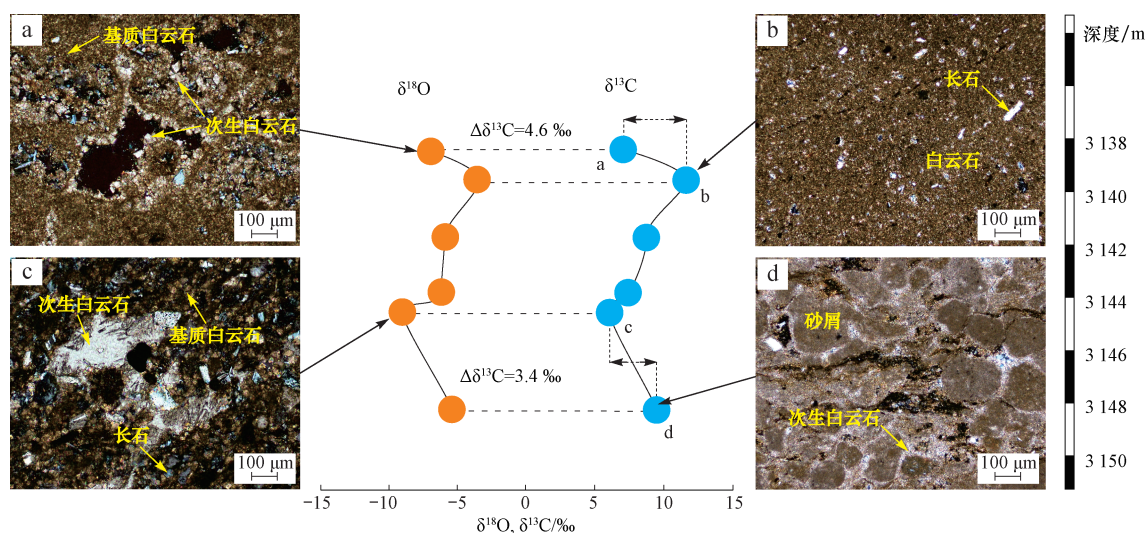


图7 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷 J174 井二叠系芦草沟组白云岩碳-氧同位素漂移与次生孔隙发育的关系(修改自 Wu 等,2017)^[9]

Fig. 7 The relationship between carbon-oxygen isotope excursion and secondary pore development in the dolomite of the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin (modified after Wu et al., 2017)^[9]

a. 泥质-粉砂质白云岩中发育次生白云石,并伴有溶蚀孔隙,正交偏光,J174 井,埋深 3 138.4 m,其 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值低至 7.1‰;b. 微晶白云岩,几乎不发育次生白云石,正交偏光, J174 井,埋深 3 139.5 m,其 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值为 11.7‰;c. 粉砂质白云岩,发育较多次生白云石和溶蚀孔隙,正交偏光, J174 井,埋深 3 144.6 m,其 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值低至 6.1‰;d. 砂屑白云岩,见极少量次生白云石,正交偏光,J174 井,埋深 3 148.3 m,其 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB) 值较高,为 9.5‰

3 结语

关于陆相富有机质页岩层系的成岩作用,除了具备一般泥页岩常见的成岩作用特征以外,还受到有机质生烃作用及其衍生的酸性流体的影响,因此具有一定的特殊性。根据本文对渤海湾盆地古近系沙河街组和准噶尔盆地二叠系芦草沟组两个实例的分析讨论,初步归纳出以下一些特点。

1) 从无机矿物角度的变化来看,主要受成岩压实和粘土矿物转化的影响比较显著。随着埋深增加,页岩层系中较大的孔隙最易被压缩,细小的孔隙(特别是粘土矿物之间的纳米级微孔)受影响微弱,因而表现出粗介孔及更大的孔隙随深度增加迅速减少,而中-细介孔相对增加。但当演化至粘土矿物转化时,受粘土矿物体积的收缩和脱水作用,以及有机质开始生烃的影响,孔隙度出现新的峰值。此后,成岩压实又占主导地位,孔隙度再次下降,甚至中-细介孔也逐渐减少,岩性也愈加致密。

2) 有机质对成岩作用的影响大致出现在早成岩作用末期,相当于低-未熟阶段,但其显著影响主要在中成岩作用期。根据渤海湾盆地的资料,大致将富有机质泥页岩的成岩作用划分为 3 个阶段:未成熟阶段、低成熟-成熟阶段和高成熟-过成熟阶段。其中,低

成熟-成熟阶段对成岩作用的影响最大。除了生烃作用产生的流体形成高压有效地缓解了地层压力加大对孔隙的机械压实外,衍生出来的酸性流体对储层中碱性矿物(碳酸盐矿物和钾长石等)的溶蚀作用成为增加储集空间的主要因素。溶蚀作用形成的次生孔隙是准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层的主要储集空间。

3) 源于有机质的酸性流体的溶蚀作用在储层地球化学特征上有明显反映,表现为 TOC 越高的样品,其受碳酸盐矿物的影响而 $\delta^{13}\text{C}$ 值越偏负,显示了有机碳来源的轻碳的加入,反映了有机来源流体的作用特征。而 $\delta^{13}\text{C}$ 值偏负的样品,次生溶蚀孔隙非常发育。因此,富有机质页岩层系的生烃作用对储层的溶蚀改造和优化具有重要意义,可能是控制页岩油“甜点”的重要因素之一。

参考文献

- [1] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale [J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79 (12): 848-861.
- [2] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89: 155-175.
- [3] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, et al. Organic matter-hosted

- pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97: 177–200.
- [4] Hammes U, Hamlin H S, Ewing T E. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville shale in east Texas and west Louisiana [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95: 1643–1666.
- [5] Liu K, Ostadhasan M, Zhou J, et al. Nanoscale pore structure characterization of the Bakken shale in the USA [J]. Fuel, 2017, 209: 567–578.
- [6] Gottardi R, Mason S L. Characterization of the natural fracture system of the Eagle Ford Formation (Val Verde County, Texas) [J]. AAPG Bulletin, 2018, 102: 1963–1984.
- [7] Fink R, Amann-Hildenbrand A, Bertier P, et al. Pore structure, gas storage and matrix transport characteristics of lacustrine Newark shale [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 97: 525–539.
- [8] Wu H, Hu W, Cao J, et al. A unique lacustrine mixed dolomitic-clastic sequence for tight oil reservoir within the middle Permian Lucaogou Formation of the Junggar Basin, NW China: Reservoir characteristics and origin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 76: 115–132.
- [9] Wu H, Hu W, Tang Y, et al. The impact of organic fluids on the carbon isotopic compositions of carbonate-rich reservoirs: Case study of the Lucaogou Formation in the Jimusaer Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 85: 136–150.
- [10] 吴林钢, 李秀生, 郭小波, 等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油储层成岩演化与溶蚀孔隙形成机制 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2012, 36(3): 38–43.
- Wu Lingang, Li Xiusheng, Guo Xiaobo, et al. Diagenetic evolution and formation mechanism of dissolved pore of shale oil reservoirs of Lucaogou Formation in Malang Sag [J]. Journal of China University of Petroleum, 2012, 36(3): 38–43.
- [11] 曹茜, 周文, 陈文玲, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组长7段陆相页岩气地层孔隙类型、尺度及成因分析 [J]. 矿物岩石, 2015, 35(2): 90–97.
- Cao Qian, Zhou Wen, Chen Wenling, et al. Analysis of pore types, sizes and genesis in continental shale gas reservoir of Chang 7 of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2015, 35(2): 90–97.
- [12] 吴松涛, 朱如凯, 崔京钢, 等. 鄂尔多斯盆地长7湖相泥页岩孔隙演化特征 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 167–176.
- Wu Songtao, Zhu Rugai, Cui Jinggang, et al. Characteristics of lacustrine shale porosity evolution, Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 167–176.
- [13] Er C, Li Y, Zhao J, et al. Pore formation and occurrence in the organic-rich shales of the Triassic Chang-7 Member, Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 2016, 1(6): 435–444.
- [14] 聂海宽, 马鑫, 余川, 等. 川东下侏罗统自流井组页岩储层特征及勘探潜力评价 [J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 438–447.
- Nie Haikuan, Ma Xin, Yu Chuan, et al. Shale gas reservoir characteristics and its exploration potential—Analysis on the Lower Jurassic shale in the eastern Sichuan Basin [J]. Oil and Gas Geology, 2017, 38(3): 438–447.
- [15] 黄振凯, 陈建平, 王义军, 等. 松辽盆地白垩系青山口组泥岩微孔隙特征 [J]. 石油学报, 2013, 34(1): 30–36.
- Huang Zhenkai, Chen Jianping, Wang Yijun, et al. Characteristics of micropores in mudstones of the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 30–36.
- [16] 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.
- [17] Liang C, Cao Y, Liu K, et al. Diagenetic variation at the lamina scale in lacustrine organic-rich shales: Implications for hydrocarbon migration and accumulation [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2018, 229: 112–128.
- [18] Jiu K, Ding W L, Huang W H, et al. Fractures of lacustrine shale reservoirs, the Zhanhua Depression in the Bohai Bay Basin, eastern China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 48: 113–123.
- [19] 杨超, 张金川, 李婉君, 等. 辽河拗陷沙三、沙四段泥页岩微孔隙特征及其成藏意义 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 286–294.
- Yang Chao, Zhang Jinchuan, Li Wanjuan, et al. Microscopic pore characteristics of Sha-3 and Sha-4 shale and their accumulation significance in Liaohe Depression [J]. Oil and Gas Geology, 2014, 35(2): 286–294.
- [20] 李钜源. 渤海湾盆地东营凹陷古近系泥页岩孔隙特征及孔隙度演化规律 [J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 566–574.
- Li Junyuan. Pore characteristics and their evolution in Paleogene mud shales, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2015, 37(5): 566–574.
- [21] Wang M, Sherwood N, Li Z, et al. Shale oil occurring between salt intervals in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 152: 100–112.
- [22] 孙焕泉. 济阳拗陷页岩油勘探实践与认识 [J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 1–14.
- Sun Huanquan. Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang Depression [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(4): 1–14.
- [23] 张顺, 刘惠民, 王敏, 等. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化 [J]. 石油学报, 2018, 39(7): 754–766.
- Zhang Shun, Liu Huimin, Wang Min, et al. Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying Sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 754–766.
- [24] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段—亚段为例 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 361–372.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration breakthrough in a lacustrine basin: A case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 361–372.

- [25] 李文浩, 卢双舫, 薛海涛, 等. 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性发育主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 56–61.
Li Wenhao, Lu Shuangfang, Xue Haiqing, et al. Major controlling factors of poroperm characteristics of shale oil reservoirs in the Xingouzi Formation, Jiangnan Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2016, 37(1): 56–61.
- [26] 王敏, 陈祥, 严永新, 等. 南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩油地质特征与评价[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 663–671.
Wang Min, Chen Xiang, Yan Yongxin, et al. Geological characteristics and evaluation of continental shale oil in Biyang Sag of Nanxiang Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 663–671.
- [27] Baruch E T, Kennedy M J, Lohr S C, et al. Feldspar dissolution-enhanced porosity in Paleoproterozoic shale reservoir facies from the Barney Creek Formation (McArthur Basin, Australia) [J]. AAPG Bulletin, 2015, 99: 1745–1770.
- [28] 赵迪斐, 郭英海, 杨玉娟, 等. 渝东南下志留统龙马溪组页岩储集层成岩作用及其对孔隙发育的影响[J]. 古地理学报, 2016, 18(5): 843–856.
Zhao Difei, Guo Yinghai, Yang Yujuan, et al. Shale reservoir diagenesis and its impacts on pores of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southeastern Chongqing[J]. Journal of Palaeogeography, 2016, 18(5): 843–856.
- [29] Lundegard P D, Land L S, Galloway W E. Problem of secondary porosity: Frio Formation (Oligocene), Texas Gulf Coast [J]. Geology, 1984, 12(7): 399.
- [30] Crossey L J, Surdam R C. Application of organic/inorganic diagenesis to porosity prediction [C]. SPEM Special Publications, 1986, 38: 287–316.
- [31] Giles M R, Marshall J D. Constraints on the development of secondary porosity in the subsurface: Re-evaluation of processes[J]. Marine and Petroleum Geology, 1986, 3(3): 243–255.
- [32] Barth T, Bjorlykke K. Organic acids from source rock maturation: Generation potentials, transport mechanisms and relevance for mineral diagenesis[J]. Applied Geochemistry, 1993, 8(4): 325–337.
- [33] Seewald J S. Organic-inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins[J]. Nature, 2003, 426(6964): 327–333.
- [34] Giles M R. Mass transfer and problems of secondary porosity creation in deeply buried hydrocarbon reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 1987, 4(3): 188–204.
- [35] Giles M R, Boer R B D. Origin and significant of redistributional secondary porosity[J]. Marine and Petroleum Geology, 1990, 7(4): 378–397.
- [36] Sibley D F, Blatt H. Intergranular pressure solution and cementation of the Tuscarora orthoquartzite[J]. Journal of Sedimentary Research, 1976, 46: 881–896.
- [37] Milliken K L, McBride E F, Land L S. Numerical assessment of dissolution versus replacement in the subsurface destruction of detrital feldspars, Oligocene Frio Formation, South Texas[J]. Journal of Sedimentary Research, 1989, 59: 740–757.
- [38] Katz B, Lin F. Lacustrine basin unconventional resource plays: Key differences[J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 56(3): 255–265.
- [39] 李颖莉, 蔡进功. 泥质烃源岩中蒙脱石伊利石化对页岩气赋存的
- 影响[J]. 石油实验地质, 2014, 36(3): 352–358.
Li Yingli, Cai Jingong. Effect of smectite illitization on shale gas occurrence in argillaceous source rocks[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2014, 36(3): 352–358.
- [40] 王义凤, 王东良, 马成华, 等. 烃源岩高-过成熟阶段排烃机理[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊1): 51–56.
Wang Yifeng, Wang Dongliang, Ma Chenghua, et al. Mechanism of hydrocarbon expulsion from source rocks at high-over maturation stage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(S1): 51–56.
- [41] Modica C J, Lapierre S G. Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(1): 87–108.
- [42] 远光辉, 操应长, 杨田, 等. 论碎屑岩储层成岩过程中有机酸的溶蚀增孔能力[J]. 地学前缘, 2013, 20(5): 207–219.
Yuan Guanghui, Cao Yingchang, Yang Tian, et al. Porosity enhancement potential through mineral dissolution by organic acids in the diagenetic process of clastic reservoir [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(5): 207–219.
- [43] 姜在兴, 张文昭, 梁超, 等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014(1): 184–196.
Jiang Zaixing, Zhang Wenzhao, Liang Chao. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014(1): 184–196.
- [44] 马克, 侯加根, 刘钰铭, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组咸化湖混合沉积模式[J]. 石油学报, 2017, 38(6): 636–648.
Ma Ke, Hou Jiagen, Liu Yuming, et al. The sedimentary model of saline lacustrine mixed sedimentation in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 636–648.
- [45] 张亚奇, 马世忠, 高阳, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层沉积相分析[J]. 沉积学报, 2017, 35(2): 358–370.
Zhang Yaqi, Ma Shizhong, Gao Yang, et al. Depositional facies analysis on tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(2): 358–370.
- [46] Liu C, Liu K, Wang X, et al. Chemostratigraphy and sedimentary facies analysis of the Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China: Implications for tight oil exploration [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178: 96–111.
- [47] 匡立春, 胡文瑄, 王绪龙, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层初步研究: 岩性与孔隙特征分析[J]. 高校地质学报, 2013, 19(3): 529–535.
Kuang Lichun, Hu Wenxuan, Wang Xulong, et al. Research of the tight oil reservoir in the Lucaogou Formation in Jimusar Sag: Analysis of lithology and porosity characteristics[J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(3): 529–535.
- [48] 葱克来, 操应长, 朱如凯, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层岩石类型及特征[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1495–1507.
Xi Kelai, Cao Yingchang, Zhu Rukai, et al. Rock types and characteristic of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1495–1507.

- depression, northern Songliao Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 25(3): 659–666.
- [9] 宋立忠, 赵泽辉, 焦贵浩, 等. 松辽盆地早白垩世火山岩地球化学特征及其构造意义[J]. *岩石学报*, 2010, 26(4): 1182–1194.
Song Lizhong, Zhao Zehui, Jiao Guihao, et al. Geochemical characteristics of Early Cretaceous volcanic rocks from Songliao Basin, Northeast China, and its tectonic implications[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2010, 26(4): 1182–1194.
- [10] 谢昭涵, 罗静爽, 刘中亮, 等. 松辽盆地徐家围子断陷的断裂复活演化特征及控藏作用[J]. *地质论评*, 2015, 61(6): 1332–1346.
Xie Zhaohan, Luo Jingshuang, Liu Zhongliang, et al. Fault Re-active and reservoir-controlling of Xujiaweizi fault depression, Songliao Basin[J]. *Geologic Review*, 2015, 61(6): 1332–1346.
- [11] Masters J A. Deep basin gas trap, western Canada[J]. *AAPG Bulletin*, 1979, 63(2): 152–181.
- [12] 赵文智, 邹才能, 李建忠, 等. 中国陆上东、西部地区火山岩成藏比较研究与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 1–11.
Zhao Wenzhi, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Comparative study on volcanic hydrocarbon accumulation in western and eastern China and its significance[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 1–11.
- [13] 孙粉锦, 罗霞, 齐景顺, 等. 火山岩体对火山岩气藏的控制作用——以松辽盆地深层徐家围子断陷兴城和升平火山岩气藏为例[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 180–186.
Sun Fenjin, Luo Xia, Qi Jingshun, et al. Controlling effects of volcanic rocks upon gas pools—taking two volcanic gas reservoirs in the Songliao Basin as examples[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(2): 180–186.
- [14] Wiersberg T, Erzinger J. Origin and spatial distribution of gas at seismogenic depths of the San Andreas Fault from drill-mud gas analysis [J]. *Applied Geochemistry*, 2008(23): 1675–1690.

(编辑 张玉银)

(上接第956页)

- [49] Qiu Z, Tao H, Zou C, et al. Lithofacies and organic geochemistry of the Middle Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag of the Junggar Basin, NW China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 140: 97–107.
- [50] 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.
- [51] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 928–939.
Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 928–939.
- [52] Cao Z, Liu G, Kong Y, et al. Lacustrine tight oil accumulation characteristics: Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 153: 37–51.
- [53] Cao Z, Liu G, Xiang B, et al. Geochemical characteristics of crude oil from a tight oil reservoir in the Lucaogou Formation, Jimusar sag, Junggar Basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(1): 39–72.
- [54] Surdam R C, Boese S, Crossey L J. Role of organic and inorganic reactions in development of secondary porosity in sandstones: Abstract [J]. *AAPG Bulletin*, 1982, 66(5): 635–635.
- [55] Surdam R C, Crossey L J. Organic-inorganic reactions during progressive burial: Key to porosity and permeability enhancement and preservation[J]. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 1985, 315(1531): 135–156.
- [56] Meshri I D. On the reactivity of carbonic and organic acids and generation of secondary porosity [C]. *AAPG Special Publications*, 1986, 38: 123–128.
- [57] Macgowan D B, Surdam R C. Carboxylic acid anions in formation waters, San Joaquin Basin and Louisiana Gulf Coast, USA—Implications for clastic diagenesis[J]. *Applied Geochemistry*, 1990, 5(5–6): 687–701.
- [58] Harrison W J, Thyne G D. Predictions of diagenetic reactions in the presence of organic acids[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1992, 56(2): 565–586.
- [59] Hu W, Wang X, Zhu D, et al. An overview of types and characterization of hot fluids associated with reservoir formation in petroliferous basins[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2018, 36(6): 1359–1375.
- [60] 胡文瑄. 盆地深部流体主要来源及判别标志研究[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2016, 35(5): 817–826.
Hu Wenxuan. Origin and indicators of deep-seated fluids in sedimentary basin [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2016, 35(5): 817–826.

(编辑 李军)