

页岩孔隙成因类型及其演化发育机理

——以川东南地区页岩为例

王书彦^{1,2}, 胡润³, 任东超³, 童小俊³, 郑海桥³, 孙超亚³

(1. 成都理工大学地球物理学院, 四川成都 610059; 2. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田公司勘探事业部, 四川成都 610041; 3. 成都理工大学能源学院, 四川成都 610059)

摘要:借助氩离子抛光和高精度扫描电镜技术,从成因角度将页岩孔隙划分为无机孔隙、有机孔隙以及微裂缝三大类,并进一步将无机孔隙划分为粒间孔、粘土矿物孔、溶蚀孔等亚类。结合川东南地区上古生界页岩,分析各种成因孔隙演化发育机理。研究表明,页岩孔隙主控因素有压实作用、无机矿物的转化与脱水作用、有机酸性流体对无机矿物的溶解作用、有机质对硫酸盐的还原作用、有机质的生烃作用等,各种控制因素共同影响页岩的孔隙发育。

关键词:页岩;孔隙成因类型;发育机理;川东南

中图分类号:TE122.2

文献标志码:A

文章编号:1672-3767(2015)06-0009-07

Genetic Types and Development Mechanism of Shale Pores

—With the Example of Shale in Southeast Sichuan

Wang Shuyan^{1,2}, Hu Run³, Ren Dongchao³, Tong Xiaojun³, Zheng Haiqiao³, Sun Chaoya³

(1. Institute of Geophysics, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China;

2. Exploration Management Division of Southwest Oil and Gasfield Company,
China National Petroleum Corporation, Chengdu, Sichuan 610041, China;

3. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

Abstract: With the aid of argon ion polishing and high-precision scanning electron microscopy technology, shale pores could be divided into three broad categories according to their genesis, including inorganic pores, organic pores and micro cracks, and inorganic pores could be further divided into subcategories such as intergranular pores, clay mineral pores and dissolution pores. Based on the shale of Upper Paleozoic in Southeast Sichuan, this paper analyzed the evolution mechanism of shale pores of various genetic types. The results suggest that the development of shale pores is the result of the combined impact of the main controlling factors including compaction, transformation and dehydration of inorganic mineral, dissolution of inorganic mineral by organic acid fluid, reduction of sulfate by organic matter, and hydrocarbon generation of organic matter.

Key words: shale; pore genetic type; development mechanism; Southeast Sichuan

自页岩气勘探开发在美国取得巨大成功后,全球掀起一场页岩油气革命的热潮。对页岩油气的研究成为非常规能源领域研究的热点和亮点。页岩气藏与常规油气藏有着很大的不同,集“生、储、盖”于一体,相对于常规油气藏更为复杂。与常规油气勘探的寻找圈闭相比,页岩油气的勘探核心是寻找储层。页岩为特低

收稿日期:2015-05-08

基金项目:国家“十二五”重大专项南方海相页岩气开采试验子课题,南方海相页岩气藏形成与选区评价研究项目(2012ZX05018-006)

作者简介:王书彦(1990—),女,四川成都人,硕士研究生,主要从事油气成藏方面的研究。E-mail:cdlghr@126.com

孔渗储层,页岩孔隙不仅在一定程度上影响页岩的吸附性能,而且其结构特征更影响油气的渗流能力,决定了页岩油气勘探层位的选取和资源潜力评价^[1],对于页岩孔隙结构的研究显得尤为重要。

目前,国内外学者在页岩孔隙类型的研究方面已做了大量工作,页岩孔隙的类型划分及其依据并无统一标准。Loucks 等^[2]根据孔隙尺寸,将泥页岩中的孔隙分为微孔隙($d > 0.75 \mu\text{m}$)和纳米级孔隙($d < 0.75 \mu\text{m}$)两种类型。于炳松^[3]根据定性观察孔隙产状,将孔隙结构划分为与岩石颗粒发育无关和与岩石颗粒发育有关两种类型,即裂缝孔隙与岩石机制孔隙。蒲泊玲等^[4]根据孔隙成因,将页岩孔隙类型划分为矿物基质孔,有机孔和微裂缝三类。

前人的研究大多是通过当时的技术条件来表征页岩孔隙结构,对于页岩孔隙演化机理缺乏系统性研究。本研究以川东南地区上古生界页岩为例,在系统采集岩心分析样品基础上,借助氩离子抛光薄片、电子扫描等技术,依据孔隙成因,分析页岩孔隙类型及其演化机理,以期为我国页岩气进一步勘探开发提供依据。

1 页岩孔隙成因类型

页岩作为储集层,具有多种储集空间类型。王玉满等^[5]把页岩储集空间类型划分为裂缝和基质孔隙两大类。页岩气主要以游离与吸附方式赋存在页岩孔隙与矿物表面。目前,地质研究人员借助氩离子抛光和高精度扫描电镜技术,在页岩基质中识别出不同成因类型的孔隙。

参考常规储层的成因,页岩孔隙可以划分为原生孔隙和次生孔隙。随着页岩孔隙研究技术的发展,尤其是氩离子抛光扫描电镜的广泛应用,不仅在页岩的无机矿物中观察到不同类型的孔隙,而且在干酪根有机质中也发现大量纳米级孔隙。因此,从成因角度,页岩孔隙可以划分为无机孔隙、有机孔隙和微裂缝三类。

1.1 页岩无机孔隙

1.1.1 残余粒间孔隙

残余粒间孔隙主要是指分散于粘土中的脆性矿物颗粒,如粉砂质石英、长石颗粒间或者粘土粒间的原生孔隙。这部分孔隙与常规储层孔隙相似,受成岩作用的影响,一般随着埋藏深度的增加而迅速减少,埋深达到一定深度之后,由于粘土矿物之间相互转化,可能使这一部分孔隙受到影响。据川东南典型井位岩心氩离子抛光扫描电镜分析结果得知,残余粒间孔隙在四川盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩中比较发育(图 1)。

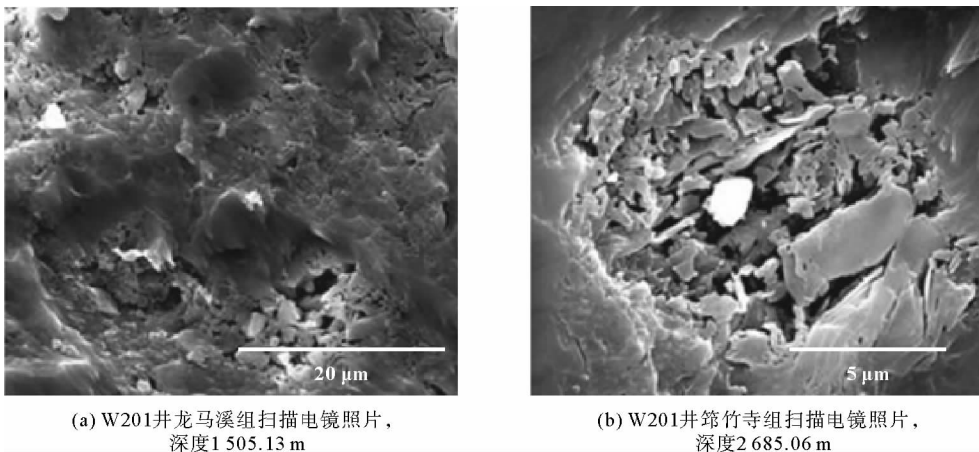


图 1 盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩残余粒间孔

Fig. 1 Residual intergranular pore in shale of Longmaxi and Qiongzhusi Formation in Central and Southern Sichuan Basin

1.1.2 粘土矿物伊利石化的微孔隙

在页岩沉积初期,原始细粒沉积物通过静电聚集形成与石英颗粒液压相似的“絮凝体”结构,能够使原生孔隙较好地保存下来。压实过程中,黏土矿物发生脱水作用而析出大量的层间水,在“絮状体”层间形成微孔隙。此外,蒙脱石向伊利石转化是页岩成岩过程中重要的成岩变化,当孔隙水偏碱性、富钾离子时,随着埋深

增加,蒙脱石向伊利石转化,伴随体积减小而产生微裂(孔隙)。

盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩主要为伊利石、伊蒙混层(I/S)与绿泥石,含量主体分布在30%~70%。据扫描电镜观察统计,黏土矿物层间孔通常长0.5 nm~2 μm,宽50~300 nm,呈扁平状或扁豆状,相互连通性较好,其孔隙体积占页岩总孔隙的40%~60%,是页岩气储层的重要孔隙类型(图2)。

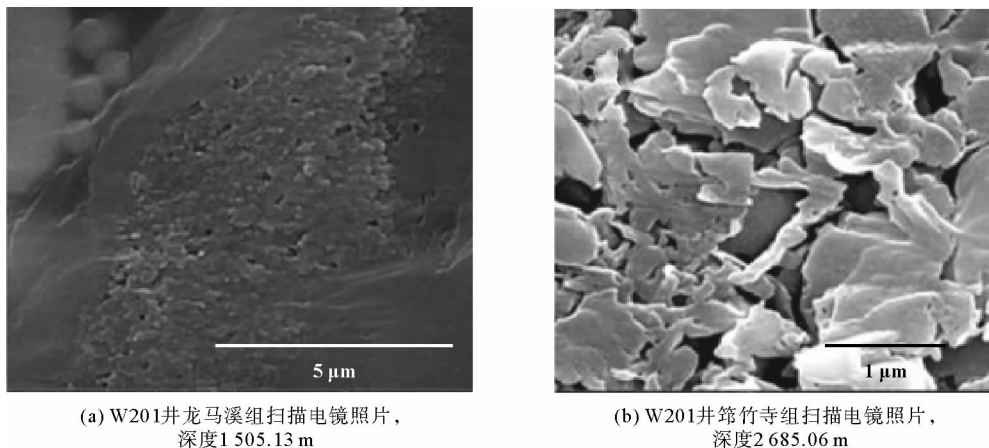


图2 盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩微孔隙

Fig. 2 Micropore in shale of Longmaxi and Qiongzhusi Formation in Central and Southern Sichuan Basin

1.1.3 溶蚀孔隙

页岩有机质脱羧后产生的酸性水,对不稳定矿物的易溶部位发生溶蚀作用而形成溶蚀孔。盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩的溶蚀孔以长石及方解石溶蚀孔最为常见,呈港湾状、蜂窝状或分散状,孔隙直径200 nm~1 μm(图3)。

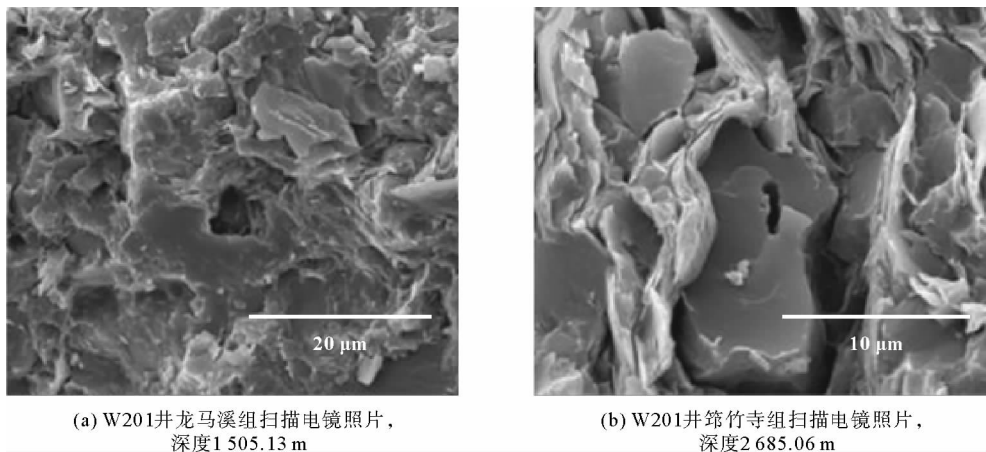


图3 盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩中溶蚀孔隙

Fig. 3 Dissolution pore in shale of Longmaxi and Qiongzhusi Formation in Central and Southern Sichuan Basin

1.2 页岩有机孔隙

页岩有机孔隙是发育于有机质内部的孔隙,固体干酪根转化为烃类流体而在干酪根内部形成孔隙。有机物质大多以分散状分布在矿物颗粒中或包裹在矿物颗粒周围,从氩离子抛光扫描电镜的图像中可以看出(图4),页岩中分散的固体有机质(干酪根)呈黑色长条状分布,在图像中所占比例越高,页岩有机碳含量就

高。有机孔呈蜂窝状、线状、串珠状及复杂网状等。由于黏土矿物具有强烈的吸附作用,一部分有机质被黏土矿物吸附,在多孔絮状体内聚集,这种黏土矿物与有机质的集合体还经常充填在黄铁矿的晶体周围,这些被黏土矿物吸附的有机质中也发育一定的孔隙空间。盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩均可见到有机孔,孔径大体分布在 50~200 nm,数量众多(图 5)。据观察统计,页岩有机孔约占页岩总孔隙的 15%~25%,是页岩气储集的重要空间类型。

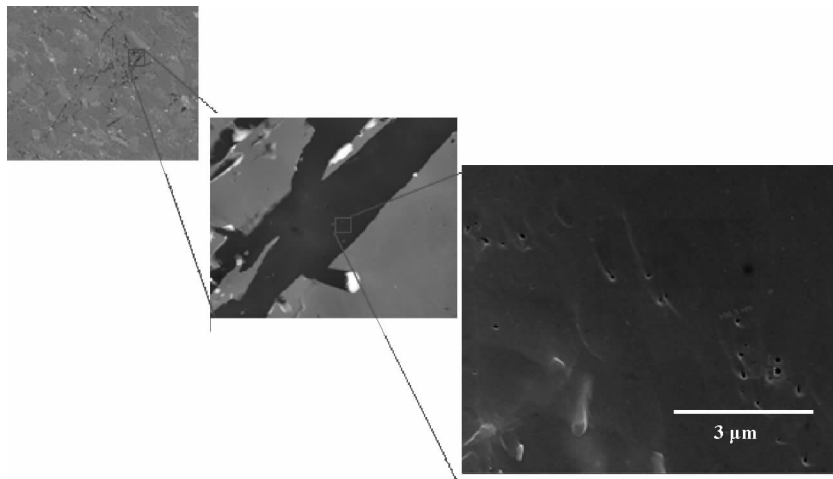
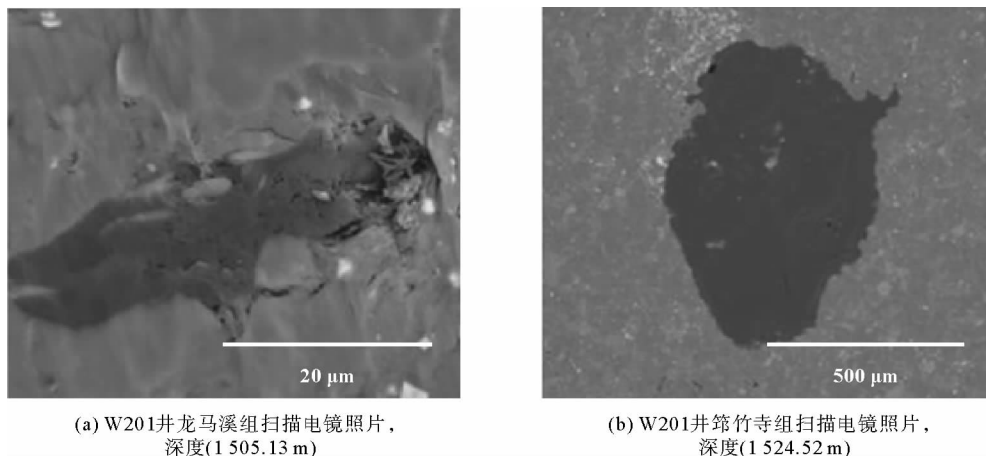


图 4 W201 井筇竹寺组黑色页岩有机孔(2 685.06 m)

Fig. 4 Organic pore in black shale of Qiongzhusi Formation in W201 well (2 685.06 m)

页岩有机孔主要分布于无机矿物颗粒之间的有机质内部。此外,霉球状黄铁矿晶间充填有机质,局部发育有机质微孔。黑色页岩中产生的黄铁矿含量不高,但稳定出现,加之黄铁矿特殊的晶型结构,难以压实,它所形成的孔隙在埋藏深度较大的地区更不能忽略。



(a) W201井龙马溪组扫描电镜照片, 深度(1 505.13 m)

(b) W201井筇竹寺组扫描电镜照片, 深度(1 524.52 m)

图 5 盆地中南部龙马溪组和筇竹寺组页岩有机孔

Fig. 5 Organic pore in shale of Longmaxi and Qiongzhusi Formation in Central and Southern Sichuan Basin

1.3 裂缝

富有机质页岩形成于低能还原环境沉积,发育水平层理,微层理面,在埋藏过程中脱水、干裂或重结晶等成岩作用形成层间缝。四川盆地中南部后期构造作用强烈,在龙马溪组和筇竹寺组的岩心可见高角度构造裂缝。在钻井取心现场,部分岩心可见微裂缝,主要与页岩围压变化的超压流体释放有关。

2 页岩孔隙演化发育机理

页岩孔隙是页岩气赋存的重要储集空间。其形成演化总体上取决于埋藏过程中的物理压实作用和页岩有机、无机的化学作用。

2.1 无机孔隙发育

2.1.1 压实作用

压实作用是沉积物成岩的主要作用之一。沉积物在压实作用下孔隙流体排出使孔隙体积逐渐降低,地层厚度变薄、岩石密度增加。

粘土矿物为层状硅酸盐矿物,与石英及方解石等矿物相比,其抗压性能较低。页岩的粘土矿物含量高于其他碎屑岩,压实过程中的孔隙度降低较快。据真柄钦次等^[6]研究,埋深达到约 3 000 m 时,机械压实作用使页岩处于不可压缩的阶段,仅保留 2%~5% 的原生孔隙。

四川盆地中南部在喜山运动期构造抬升作用,地层剥蚀厚度普遍超过 2 000 m,海相页岩的最大埋藏深度一般达到 6 000~7 500 m,部分地区寒武系最大埋深接近 9 000 m。对四川盆地侏罗系、上三叠统以及下古生界不同深度页岩的岩心进行孔隙度实验分析(表 1),在现今埋藏深度相似情况下,陆相页岩孔隙度低于海相页岩的孔隙度,而在海相页岩中,龙马溪组页岩孔隙度明显高于筇竹寺组。

2.1.2 无机矿物的转化与脱水作用

粘土矿物的转化以及脱水作用与页岩气储层的孔隙演化关系密切。前人研究结果表明,随着埋藏深度的增大,成岩作用加强,泥岩中蒙脱石含量降低,转化为间层矿物,间层矿物先增加而后减少,伊/蒙间层矿物中蒙脱石层(S)含量降低,并由无序转变为有序,最终向伊利石转化(表 2)^[7]。

表 1 四川盆地典型井页岩孔隙度实验分析结果

Tab. 1 Experiment result of shale porosity in typical well in Sichuan Basin

层位	井深/m	孔隙度/%	代表井
凉高山组	2 140~2 160	1.57~3.87	HF3-2
大安寨组	2 190~2 240	1.43~5.62	FS1
须家河组	3 230~3 380	1.58~2.88	BM6
	4 390~4 495	0.56~1.33	QL1
龙马溪组	2 300~2 350	3.25~6.29	JY1
	2 503~2 523	2.55~9.45	N201
筇竹寺组	2 576~2 719	3.92~8.03	W201
	2 676~2 819	1.25~2.56	W201

表 2 中国南方志留系页岩有机质生烃与粘土矿物转化关系^[7]

Tab. 2 Conversion relationship between organic matter hydrocarbon generation and clay mineral in shale of Silurian in South China

成岩阶段	温度/℃	镜质体反射率/%	I/S 矿物中 I 含量/%	伊利石结晶度	粘土矿物组合	油气段
成岩早期	<100	<0.6	<60	>0.42	蒙皂石,伊/蒙混层,高岭石	未成熟,低成熟生物气,低熟油
成岩中期	100~180	0.6~1.6	60~85	>0.42	伊/蒙混层,高岭石,伊利石,绿泥石	成熟,油和湿气
成岩晚期	180~212	1.6~2.6	>85	>0.42	伊/蒙混层,伊利石,绿泥石,绿蒙混层	高成熟,干气
极低级变质作用	>212	>2.6	无 I/S 混层	0.42~0.25	伊利石,绿泥石	过成熟

蒙脱石向伊利石转化的成岩早-中期,干酪根的大量热裂解,短链羧酸和二氧化碳大量产出,酸碱环境分异趋于显著,页岩中有机酸的产生使得 Al³⁺ 显著活化,并以络合物形式被搬运,不仅有利于铝硅酸盐(长石)等的溶蚀,形成大量无机次生孔隙,而且蒙脱石向伊利石转化,粘土矿物发生脱水转化而析出大量的结构水,伴随粘土矿物体积减小在层间形成微裂隙以伊利石层间缝为主,缝宽 50~300 nm,连通性相对较好。页岩

埋藏深度进一步增加(埋深一般大于 3 000 m),在成岩晚期,伊/蒙混层中的蒙脱石含量进一步降低,伊利石含量增加,在局部形成次生孔隙(图 2)。

2.1.3 有机酸性流体对无机矿物的溶解作用

有机质的生烃过程同时也是有机酸的主要释放过程。有机酸进入孔隙将改变流体的化学性质,引起水岩反应。目前,运用扫描电镜、X 衍射、氧碳稳定同位素等分析方法以及模拟实验方法研究表明,有机酸对无机矿物的溶解作用主要发生在长石和碳酸盐矿物,对粘土矿物的溶解相对较弱,有机酸离子的存在对石英溶解度的提高没有明显的促进作用。

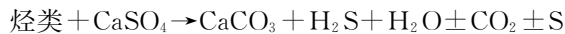
有机酸和长石硅酸盐矿物的反应会使铝的溶解度有较大幅度的提高,并且有机酸基本控制了孔隙流体的碱度,使其保持较低的 pH 值,这样使铝硅酸盐以复杂的有机络合物形式发生迁移,从而大大提高了长石的溶解能力。

有机酸对碳酸盐的影响是通过调节流体 pH 值实现的。由于有机酸阴离子在溶液中存在电离平衡,该平衡与碳酸盐的电离平衡相互联系,这两种平衡所决定的流体中 H^+ 和 CO_2 的含量共同控制着碳酸盐的沉淀或溶解。碳酸盐的沉淀与溶解反映了孔隙水中碳酸盐溶解度的变化,而碳酸盐溶解度对孔隙流体的 pH 值、 CO_2 分压等地球化学条件极为敏感。通常认为 pH 值升高、 CO_2 分压降低有利于碳酸盐的沉淀,反之则有利于其溶解。

页岩作为烃源岩,是有机酸性流体的发源地,其有机酸含量高于常规砂岩及碳酸岩储层。页岩中的有机酸溶液对长石和碳酸盐矿物的溶解作用应该更强烈(图 3),但是能否形成有效的次生孔隙还受原始孔渗条件等多种因素控制。

2.1.4 有机质对硫酸盐的还原作用

地下有机酸的形成主要与烃源岩有机质的生烃作用有关,但是在某些条件下,烃类氧化作用也可以产生酸性溶液,比如烃类化合物的硫酸盐热化学还原作用。硫酸盐热化学还原作用是指在高温作用下,有机质或 H_2 使硫酸盐还原生成 H_2S ,同时伴生 CO_2 ,而 CO_2 在孔隙水中溶解形成碳酸溶液,使碳酸盐矿物产生溶蚀作用。硫酸盐热化学还原反应需要较高的地层温度(一般要达到 $120\sim 180\text{ }^\circ\text{C}$)、充足的烃源(油气)和硫酸盐(石膏等含硫矿物),反应过程可概括如下:



由于硫化氢对微生物的毒性和岩石中含硫化合物的数量决定了生物成因(bacterial sulfate reduction, BSR,硫酸盐生物还原)和含硫化合物热裂解(thermal decomposition of sulfides, TDS,含硫化合物热裂解)形成的硫化氢浓度较低,在生天然气中浓度一般不会超过 3%。值得注意的是, H_2S 极强的化学活性,易于同地层中 Fe, Cu, Ni, Co, Pb, Zn 等重金属离子结合,形成金属硫化物,也容易溶解于孔隙水,从而消耗降低 H_2S 的含量。

目前,普遍认为四川盆地海相常规气藏中发现的中高含硫化氢是硫酸盐热化学还原反应成因^[8]。四川盆地海相页岩具备细菌硫酸盐还原作用(BSR)和含硫有机化合物热裂解作用(TDS)和硫酸盐热化学还原作用(thermochemical sulfate reduction, TSR,硫酸盐热化学还原)的地质条件,但是 BSR 主要发生在浅埋藏阶段,TDS 主要发生低成熟阶段。页岩烃源岩中 TSR 反应发生在高-过成熟阶段,此时页岩中含有充足的烃源,经过硫酸盐化学还原反应,溶蚀页岩中硫酸盐矿物形成次生孔隙。

2.2 有机孔隙演化发育

页岩的沉积有机质经过浅埋藏的微生物氧化与降解和缩聚作用之后形成相对稳定的干酪根。干酪根的化学结构十分复杂,通常是由含一些芳核、杂原子以及具有许多长的正构和异戊二烯烷烃侧链的高度交联的聚合基质组成。当页岩埋藏深度进一步增加,干酪根的结构稳定性受到破坏,稳定性相对较低的官能团依次发生断裂,烃类组分不断生成以及伴随的油气初次运移,使干酪根体积相对收缩,形成有机质孔隙。

页岩干酪根形成的有机孔的数量与单位体积内干酪根的生烃能力有关,即主要取决于干酪根含量以及干酪根热演化程度和有机质的丰度。陈文玲等^[10]认为页岩有机碳含量较低(1.04%~2.05%)时,储层的孔隙度随有机碳含量增加的变化趋势较小;页岩有机碳含量较高(3.95%~6.7%)时,储层的孔隙度随有机碳

含量增加而显著升高。

通过对盆地中南部海相页岩分析得知,盆地中南部下志留统龙马溪组页岩有机质成熟度在 2.0%~3.8%,下寒武统筇竹寺组页岩有机质成熟度在 2.2%~5.1%,都达到高成熟-过成熟阶段。龙马溪组平均有机碳含量为 1.65%,筇竹寺组平均有机碳含量为 1.32%,有机质含量相当。

为了更好地了解工区内页岩物性特征,统计研究区内的重点井岩心实测孔隙度,鉴于区内老井都未对页岩进行孔隙度测定,此处只研究了新井 W201 的孔隙度。该井孔隙度实测结果表明,W201 井龙马溪组页岩储层孔隙度最小值和最大值分别为 3.9%和 7.9%,平均值为 5.7%,孔隙度频率大多分布在 4%~7%;下寒武统筇竹寺组页岩储层孔隙度最小值和最大值分别为 1.2%和 2.5%,平均值为 1.72%,孔隙度频率大多分布在 1%~2%。龙马溪组孔隙度高于筇竹寺组,这与筇竹寺组埋深较大,成熟度较高有关。

3 结论

从成因角度分析,研究区页岩孔隙可以分为无机孔隙、有机孔隙以及微裂缝三大类,因演化机理不同又可以分为粒间孔、粘土矿物孔、溶蚀孔等各种亚类。

不同成因类型页岩孔隙的演化发育机理有所不同。页岩无机孔隙演化发育的主要控制因素为压实作用、无机矿物的转化与脱水作用、有机酸性流体对无机矿物的溶解作用、有机质对硫酸盐的还原作用等;页岩有机孔隙演化发育的主控因素为有机质的生烃作用。

页岩孔隙中,各种类型孔隙的演化控制因素并不是单一的,各种影响因素交织在一起,同时控制着页岩孔隙的演化。

参考文献:

- [1]王亮,陈云燕,刘玉霞.川东南彭水地区龙马溪组页岩孔隙结构特征[J].中国石油勘探,2014,19(5):80-88.
Wang Liang,Chen Yunyan,Liu Yuxia. Shale porous structural characteristics of Longmaxi Formation in Pengshui Area of Southeast Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration,2014,19(5):80-88.
- [2]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,2009,79:848-861.
- [3]于炳松.页岩气储层孔隙分类与表征[J].地学前缘,2013,20(4):211-220.
Yu Bingsong. Classification and characterization of gas shale pore system[J]. Earth Science Frontiers,2013,20(4):211-220.
- [4]蒲伯伶,董大忠,吴松涛,等.川南地区下古生界海相页岩微观储集空间类型[J].中国石油大学学报:自然科学版 2014,38(4):19-25.
Pu Boling,Dong Dazhong,Wu Songtao,et al. Microscopic space types of Lower Paleozoic marine shale in southern Sichuan Basin[J]. Journal of China University of Petroleum;Edition of Natural Science,2014,38(4):19-25.
- [5]王玉满,董大忠,李建忠,等.川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J].石油学报,2012,33(4):551-561.
Wang Yuman,Dong Dazhong,Li Jianzhong,et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian,Southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica,2012,33(4):551-561.
- [6]真柄欽次. 压实与流体运移[M]. 陈荷立,译. 北京:石油工业出版社,1981:35-46.
- [7]张长江,潘文蕾,刘光祥,等.中国南方志留系泥质岩盖层动态评价研究[J].天然气地球科学,2008,19(3):301-310.
Zhang Changjiang,Pan Wenlei,Liu Guangxiang,et al. Dynamic evaluation to the cap formation of Silurian Argillaceous Rock,Southern China[J]. Natural Gas Geoscience,2008,19(3):301-310.
- [8]朱光有,戴金星,张水昌,等.含硫化氢天然气的形成机制及分布规律研究[J].天然气地球科学,2004,15(2):166-170.
Zhu Guangyou,Dai Jinxing,Zhang Shuichang,et al. Generation mechanism and distribution characteristics of hydrogen sulfide bearing gas in China[J]. Natural Gas Geoscience,2004,15(2):166-170.
- [9]陈文玲,周文,罗平,等.四川盆地长芯1井下志留统龙马溪组页岩气储层特征研究[J].岩石学报,2013,29(3):1073-1086.
Chen Wenling,Zhou Wen,Luo Ping,et al. Analysis of the shale gas reservoir in the Lower Silurian Longmaxi Formation,Changxin 1 well,Southeast Sichuan Basin,China[J]. Acta Petrologica Sinica,2013,29(3):1073-1086.