

四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气的晚期逸散

魏志红

(中国石化勘探分公司,四川 成都 610041)

摘要:为了探讨四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气晚期逸散方式和强度,应用典型井页岩气层埋藏史、构造特征、压力系数、含气量和页岩岩心物性分析资料,通过页岩气晚期逸散时间和特征分析以及模式构建,指出页岩气晚期逸散的时间为页岩气层晚期持续抬升的整个阶段,从盆缘到盆内五峰组-龙马溪组页岩气晚期逸散开始的时间从早白垩世演变为晚白垩世。页岩储层基质孔隙以纳米级为主、渗透率属纳达西级(平均为 $0.000\ 215 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、渗透率应力敏感性强(岩心有效覆压从3.5 MPa升高到40 MPa,渗透率降低了两个数量级)。在断裂不发育的页岩气层深埋区,页岩气的逸散为浓度差驱动的微弱扩散。晚期构造作用导致页岩储层抬升或发育开启断裂,随着地应力的释放,页岩储层渗透率增大,且水平渗透率远大于垂直渗透率(地表全直径岩心水平渗透率平均为 $0.567\ 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、垂直渗透率平均为 $0.153\ 9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。剥蚀露头区附近或浅埋藏带以及开启断裂附近页岩气逸散强烈,且沿层方向逸散强度远大于垂直层面方向。从深埋区到浅埋区再到露头区,以及逐渐靠近开启断裂,随着地应力、页岩渗透率、烃浓度的变化,页岩气沿层方向逸散方式表现为从微弱扩散到较强扩散再到强烈扩散或渗流的渐变特征,且逸散强度有序渐次增大。

关键词:五峰组,龙马溪组,页岩气,四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery

Wei Zhihong

(SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: In order to understand the ways and intensity of fugitive emission of shale gas from the Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery, we analyzed the time and features of late fugitive emission of shale gas and established shale gas leak mode by integrating various data including the burial history, structural features, pressure coefficient, gas contents and poroperm characteristics of cores from typical wells. It is believed that late fugitive emission of shale gas occurred in the whole period of late continuous uplifting of the shale gas strata. From the periphery to the interior of the basin, the initiation time of fugitive emission changed from the Early Cretaceous to Late Cretaceous. The matrix pores of shale reservoirs are dominated by nanoscale and the permeability is at nano-darcy level (averaging at $0.000\ 215 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), and the sensitivity of permeability to stress is strong (descending two order of amplitude when effective overburden pressure of core ascending from 3.5 MPa to 40 MPa). The fugitive emission of shale gas from deep strata in which faults are poorly developed is the weak diffusion driven by hydrocarbon concentration difference. The late tectonic movements led to the uplifting of shale reservoirs or development of open faults. As the stress released, the permeability of shale reservoirs increased and horizontal permeability became far greater than vertical permeability (the average horizontal permeability of whole cores on surface is $0.567\ 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, while the average perpendicular permeability is $0.153\ 9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). The fugitive emission of shale gas is the most intensive near the eroded outcrop area, in areas where the burial depth of shale is shallow or near the open faults belt, and the intensity of emission along strata direction is far greater than that along the direction perpendicular to strata. As the stress, permeability and hydrocarbon concentration change from deep area to shallow area and then to outcrop area as well as the area near open faults belt, the bedding-parallel fugitive emission mode of shale gas is featured by gradual changes from weak diffusion to relative strong diffusion to strong diffusion and finally to seepage flow and the intensity of fugitive emission increase gradually.

Key words: Wufeng Formation, Longmaxi Formation, shale gas, Sichuan Basin

收稿日期:2015-02-20;修订日期:2015-05-20。

第一作者简介:魏志红(1968—),男,高级工程师,页岩气勘探。E-mail:Weizh. Ktnf@sinopec.com。

基金项目:中国石油化工集团公司重大专项“四川盆地周缘下组合页岩气形成条件与有利区带评价”(P13129)。

页岩气与常规天然气成藏相似,具有聚集与逸散的平衡过程^[1-3]。四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气勘探实践揭示,厚度、有机碳含量(*TOC*)、热演化程度以及顶底板条件相似的页岩气层含气性存在较大差异^[4-8],而页岩气晚期逸散、保存的差异是其主要原因。前期国内外学者在常规天然气保存条件和晚期的逸散取得了一定的认识^[1-3,5-7,12],中国南方复杂构造区页岩气勘探、研究仍处于探索阶段,目前国内外学者对页岩气逸散、保存的研究较少^[11,13-14]。四川盆地及其周缘晚期构造作用强烈,断裂、隆升剥蚀总体发育但存在差异,页岩气的晚期逸散普遍存在且差异明显,研究探讨页岩气的晚期逸散对页岩气勘探开发具有重要意义。

1 页岩气晚期逸散的时间

四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组富有机质页岩主要分布在五峰组-龙马溪组下部,主要发育在川中、黔中、雪峰古隆所围限的坳陷盆地的中心部位^[15-17]。具有“厚度大、*TOC*高、硅质含量高、演化程度适中、顶底板条件好”的特征,是南方海相页岩气勘探的重点层系^[7-11]。

四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气层一般经历了早期持续深埋和晚期持续抬升两个阶段(图1)。

早期持续深埋阶段是富有机质页岩生烃排烃与烃类滞留动态演化的页岩气层形成阶段,在持续抬升开始前的最大埋深时刻,形成的页岩气层一般具有高压

或超高压特征,厚度、*TOC*、热演化程度和顶底板条件控制了页岩气富集^[11,13]。

晚期持续抬升阶段构造作用强烈,是生烃停止、页岩气逸散的页岩气层改造阶段,页岩气逸散的强度和规模决定了页岩气层含气性。磷灰石裂变径迹分析表明^[18-20],四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气层开始持续抬升的起始时间主要在燕山期(局部地区在喜马拉雅期),不同构造部位存在差异,从盆外到盆内持续抬升的起始时间表现出从早到晚有序递进的特征。页岩气晚期逸散的时间为页岩气层晚期持续抬升的整个阶段,盆地外相对时间较长,为早白垩世-现今,盆地内相对时间则较短,为晚白垩世-现今。

2 页岩气晚期逸散特征

2.1 页岩气晚期逸散的差异性

压力系数是逸散程度或保存条件的综合型判别指标,高压、超高压意味着页岩气逸散微弱,保存条件良好,含气量高。下古生界钻井揭示,高产井均存在异常高压页岩气层,低产井和微含气井一般都为常压或异常低压页岩气层,页岩气产量与压力系数呈正相关关系,以上现象说明较高压力系数体现了页岩气较小的逸散程度和良好的保存条件^[7,10,14]。研究发现,页岩气晚期逸散规模差异明显,川东南地区位于盆地边界断裂(齐岳山断裂)以西的构造稳定区,压力系数总体较高,晚期逸散总体较弱,而以东的地区构造运动相对强烈,压力系数相对较低(图2),晚期逸散相对强烈。

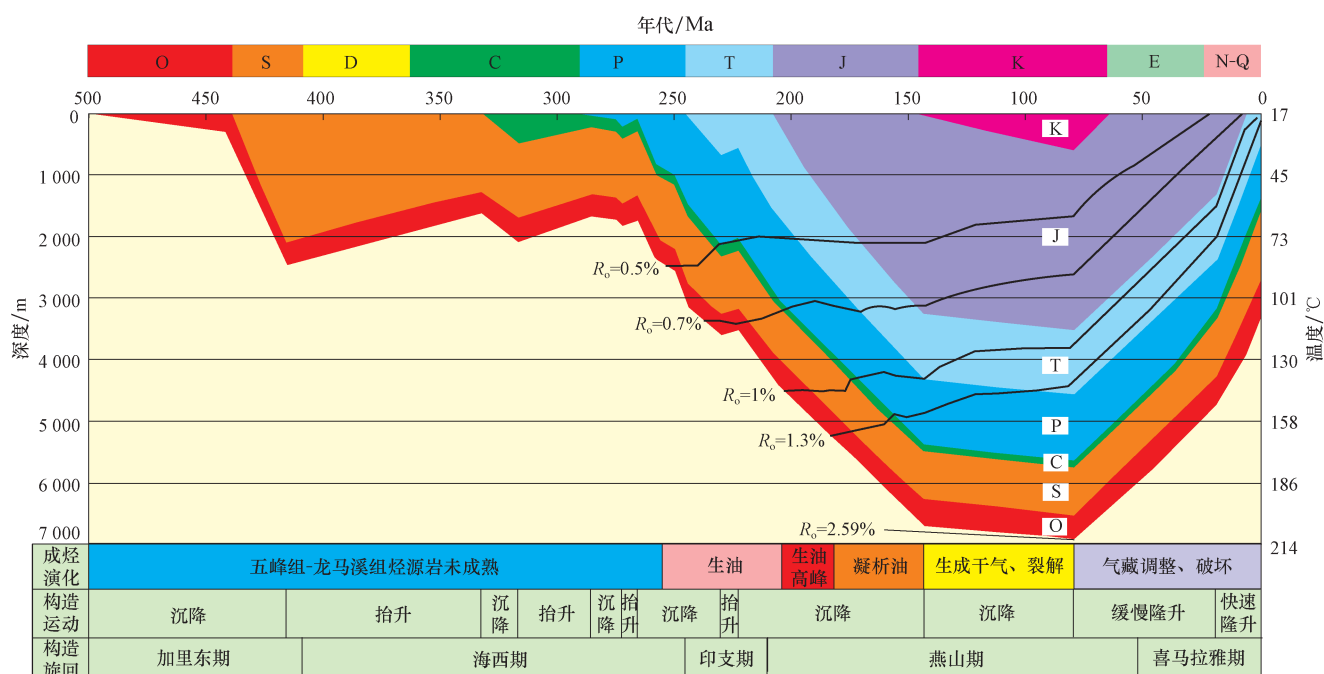


图1 四川盆地及其周缘XX1井五峰组-龙马溪组页岩气层埋藏史

Fig. 1 Burial history of shale strata in the Wufeng-Longmaxi Formation in Well XX1 in Sichuan Basin and its periphery

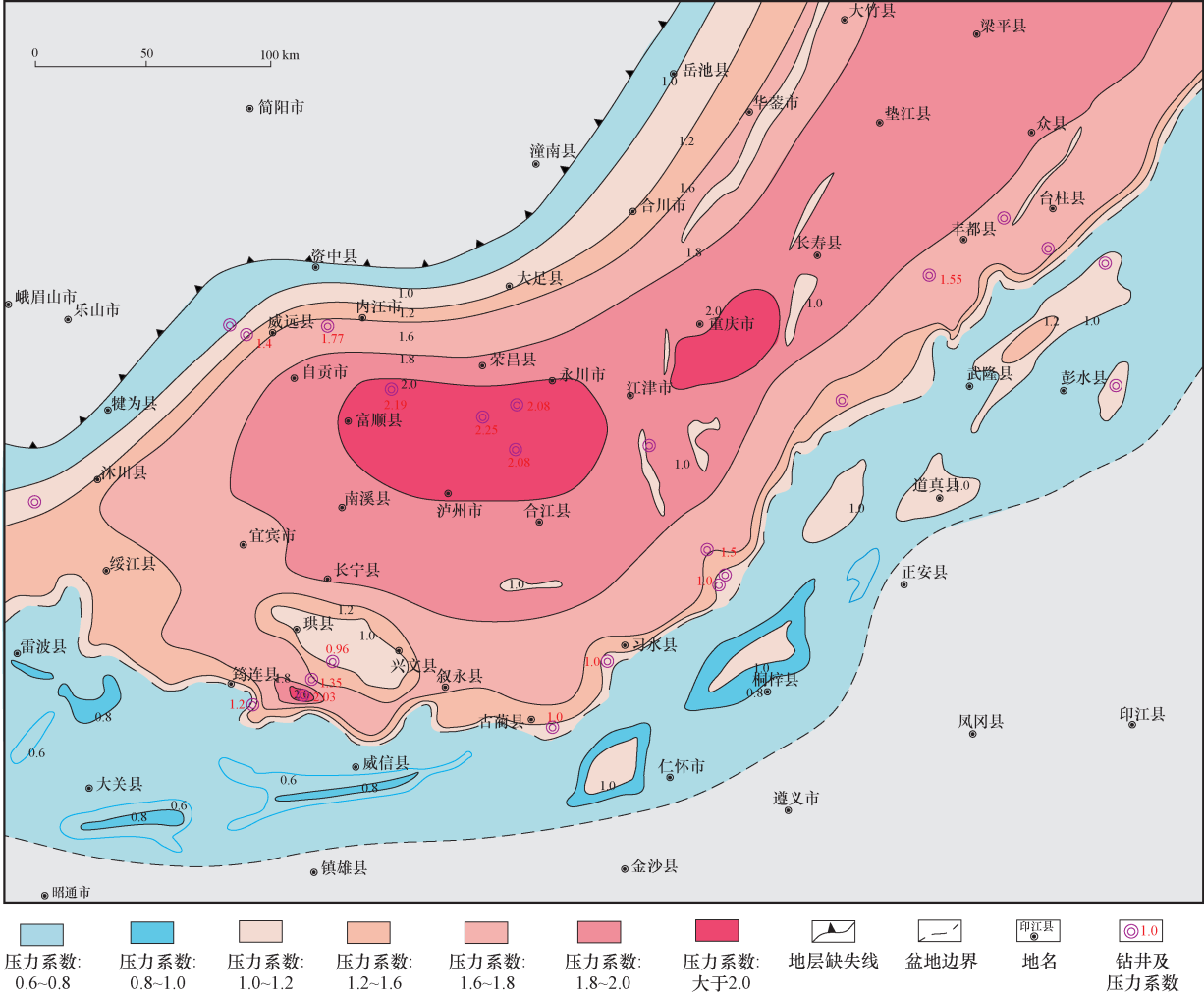


图 2 川东南地区五峰组-龙马溪组压力系数预测

Fig. 2 Pressure coefficient prediction for the Wufeng-Longmaxi Formation in southeast of Sichuan Basin

页岩气层的物性特征和晚期构造作用的差异性共同控制了页岩气晚期逸散、保存的差异性。

2.2 页岩储层物性特征与页岩气逸散

页岩储层颗粒极为细小(粒径 $<0.003\ 9\ \mu\text{m}$),孔隙以纳米级为主^[18-21],基质渗透率极低,以纳达西为主。四川盆地及其周缘 XX1 井五峰组-龙马溪组 5 个页岩岩心样品斯伦贝谢 TRA(Tight Rock Analysis)基质渗透率为 $0.000\ 081 \times 10^{-3} \sim 0.000\ 341 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,平均为 $0.000\ 215 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 。页岩储层基质的孔隙特征和渗透率特征,决定了页岩基质中页岩气的逸散方式为扩散或解吸后扩散。

页岩水平方向渗透率一般远大于垂直方向渗透率。四川盆地及其周缘 XX2 井五峰组-龙马溪组岩心 19 对相同井深样品全直径分析,水平渗透率平均为 $0.567\ 8 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,垂直渗透率平均为 $0.153\ 9 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ (图 3),平均水平渗透率是垂直渗透率的 3.7 倍。岩心在取出地面后将会卸压产生微裂缝^[25-26],因此页岩岩心全直径测试所得的渗透率大于页岩实际的基质

渗透率。页岩水平渗透率大于垂直渗透率的特征表明页岩气沿层方向逸散强度大于垂直层面方向。

与孔隙度不同,页岩渗透率应力敏感性强。四川盆地及其周缘 XX3 井五峰组-龙马溪组全直径岩心样品氦气法覆压物性分析(图 4),在 $0 \sim 20\ \text{MPa}$ 升压过程中,孔隙度降低幅度较大,而在 $20 \sim 50\ \text{MPa}$

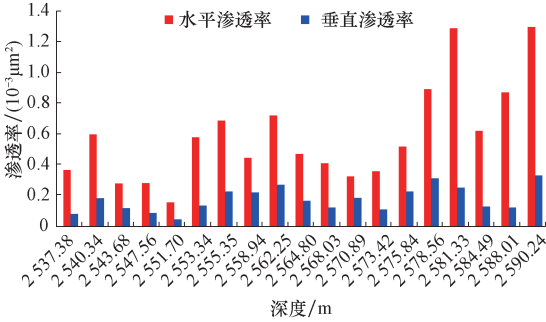


图 3 川东南地区 XX2 井五峰组-龙马溪组相同井深全直径水平与垂直渗透率对比

Fig. 3 Comparisons between horizontal and vertical permeability of the whole cores from the same depth of Well XX2 in southeast of Sichuan Basin

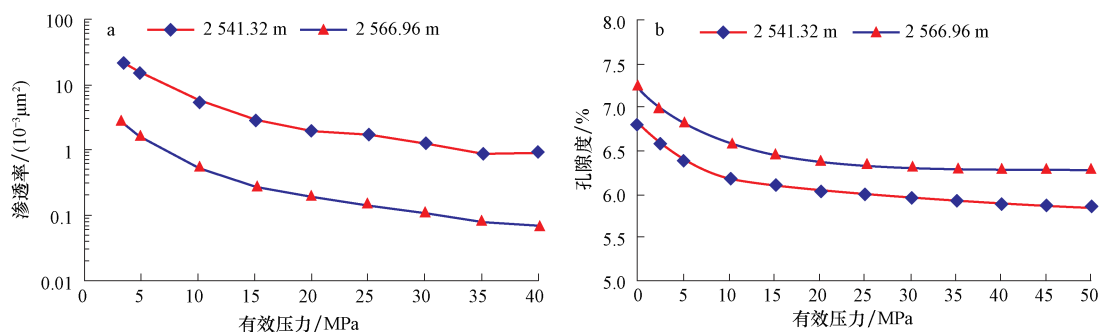


图4 川东南地区XX3井龙马溪组页岩物性与有效压力关系曲线

Fig. 4 Effective pressure vs. physical properties of shales in the Longmaxi Formation in Well XX3 in southeast of Sichuan Basin

a. 渗透率; b. 孔隙度

升压过程中,孔隙度降低幅度较小。整个升压过程中,有效压力从0 MPa升高到50 MPa,孔隙度总体变化较小,约降低了15%。而渗透率变化则较为敏感,在有效压力从3.5 MPa升高到40 MPa过程中,渗透率基本上降低了两个数量级,且在由3.5 MPa到15 MPa的有效压力升高过程中,渗透率降低幅度较大,而在15 MPa至40 MPa升压过程中,渗透率降低幅度相对较小。上述实验表明,在断裂不发育的情况下,页岩气层深埋区页岩气层地应力较大,微裂缝不发育,渗透率极低,页岩气逸散方式将为浓度差驱动的微弱扩散。不考虑温度变化的影响,随着埋深变浅到浅埋区甚至露头区,或逐渐靠近开启断裂,页岩气层渗透率、扩散系数、扩散强度将逐步增大。在露头区及其附近,或开启断裂及其附近,由于微裂缝发育,除存在浓度差驱动的强烈扩散外,还可能发育流体压力驱动的“裂缝渗流”逸散。

2.3 晚期构造作用特征与页岩气逸散

燕山期及其以来,四川盆地及其周缘遭受了多期来自不同方向的强烈构造挤压作用^[27-30],包括燕山早、中期,来自北侧大巴山由NE向SW、米仓山由N向S的挤压;燕山期至喜马拉雅早期,来自雪峰隆起由SE向NW的挤压;以及喜马拉雅期,来自龙门山由NW向SE的挤压。

在多期构造挤压的叠加作用下,五峰组-龙马溪组页岩气层处于持续抬升阶段。随着持续不断的抬升,上覆岩层遭受剥蚀,上覆岩层压力降低以及侧向挤压应力累积增大的耦合作用,在页岩气层应力集中地带发育断裂。在上覆岩层剥蚀强烈的地区,页岩气层露出地表甚至遭受剥蚀。

页岩储层物性特征决定了只有在晚期构造作用形成的剥蚀露头区附近或浅埋藏带以及开启断裂附近页岩气才会强烈逸散,其它地区页岩气逸散微弱,勘探实践证实了这一认识。

2.3.1 剥蚀露头区附近或浅埋藏带页岩气逸散典型井

以川东南地区一单斜构造上钻探的两口五峰组-龙马溪组页岩气层探井为例,浅埋藏区钻探的A井,距离剥蚀露头区相对较近,页岩气层最小水平主应力43.6 MPa,地层压力系数1.06,总含气量3.07 m³/t。深埋藏区钻探的B井,距离剥蚀露头区相对较远,页岩气层最小水平主应力109 MPa,地层压力系数1.55,总含气量6.79 m³/t。实钻揭示深埋藏、远离剥蚀露头区的区域,地应力、地层压力系数、含气量远高于浅埋藏、距离剥蚀露头区较近的区域,前文已提到,地层压力系数是页岩气逸散程度或保存条件的综合性判别指标参数,压力系数越高,保存条件越好,逸散程度越低。深埋藏区地层压力、含气量远高于浅埋藏区,表明页岩气层渗透率极低,两井之间不存在页岩气的渗流,仅存在微弱的浓度差驱动的页岩气扩散作用。

另外YY1井同样可以反映浅埋藏区页岩气的逸散特征,该井位于渝东南高陡构造区,其目的层为下志留统龙马溪组,完钻井深325.48 m,开孔层位即为下志留统,黑色页岩厚度总计225.78 m,底部优质页岩平均有机碳含量为3.7%;五峰组-龙马溪组页岩气层钻井取心实测解吸含气量仅为0.1 m³/t。该井页岩层由于大幅度的抬升剥蚀作用,埋藏浅,页岩气向地表基本散失殆尽。

2.3.2 开启断裂附近页岩气逸散典型井

以湘鄂西地区的HY1井为例,该井开孔层位二叠系,完钻井深2208 m,龙马溪组厚度592 m,优质页岩层厚度为30 m,有机碳含量介于1.52%~5.28%;镜质体反射率为2.3%~2.5%。但由于该井邻近大断裂,气测显示较差,岩心含气量较低(平均含气量0.87 m³/t),总体显示该井页岩气沿断裂逸散较强烈、保存条件较差。

3 页岩气晚期逸散模式

前已论述,页岩气沿层面方向逸散强度大于垂直层面方向,晚期构造作用形成的剥蚀露头区附近或浅埋藏带以及开启断裂附近是页岩气晚期逸散强烈的地区。下面仅对剥蚀露头区附近或浅埋藏带以及开启断裂附近页岩气沿层方向逸散模式进行简述。

3.1 剥蚀露头区附近或浅埋藏带页岩气逸散模式

根据以上剥蚀露头区附近或浅埋藏带典型井的解剖,可以构建剥蚀露头区附近或浅埋藏带页岩气逸散模式,假设在一个两侧均已露头的对称的不发育断裂的五峰组-龙马溪组页岩气层向斜剖面上(图5),陆棚相沉积的五峰组-龙马溪组页岩气层厚度、有机

碳含量、热演化程度、孔隙度和顶底板条件相同,露头区烃浓度为零。在向斜其中一翼的单斜构造上,从露头区到向斜核部,页岩气层随着埋深、地应力渐次增大,则微裂缝发育程度渐次减弱、渗透率渐次减小,导致页岩气逸散强度渐次减弱、烃浓度渐次增大。从向斜核部到露头区,页岩气逸散方式从微弱扩散到较强扩散再到强烈扩散或渗流渐变。

离露头区距离多远为微弱扩散区是一个复杂的问题,可能与地层倾角、剥蚀露头的的时间等多种因素相关,需要具体构造样式具体分析。

3.2 开启断裂附近页岩气逸散模式

根据上述开启断裂附近典型井的解剖,可以构建开启断裂附近页岩气逸散模式,图6为五峰组-龙马溪组页岩气层发育开启逆断层的示意剖面图,假设开

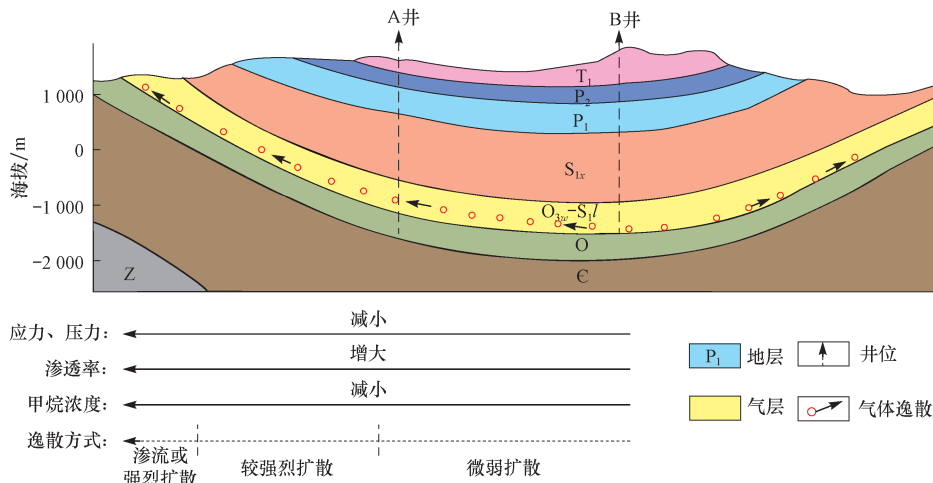


图5 川东南地区剥蚀露头区附近或浅埋藏带页岩气水平方向逸散模式

Fig. 5 Horizontal fugitive emission mode of shale gas near outcropped area or shallow area in southeast of Sichuan Basin

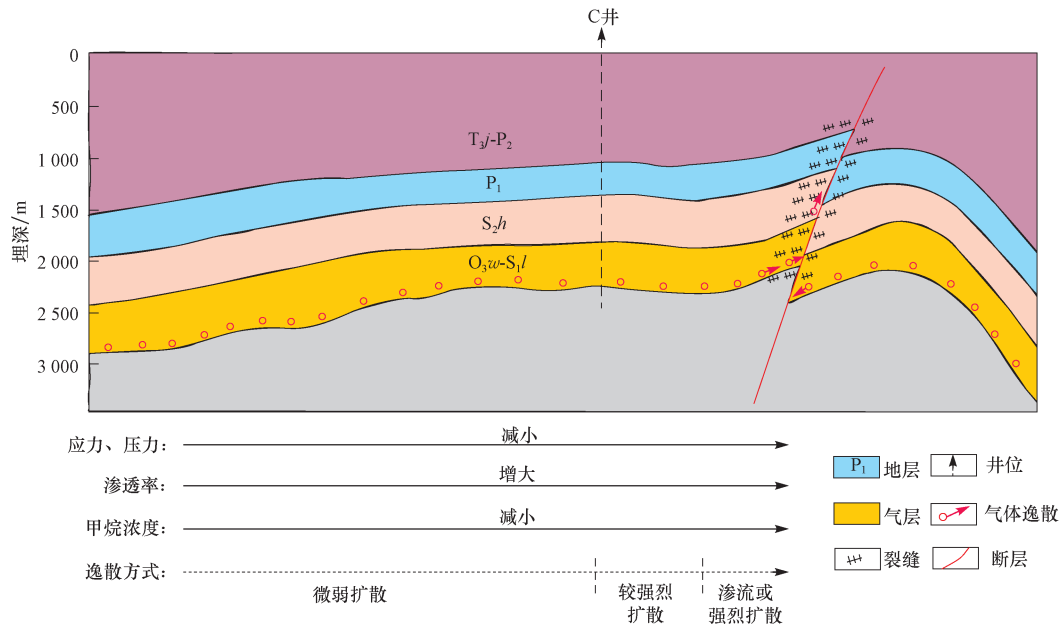


图6 川东南地区开启断裂附近页岩气水平方向逸散模式

Fig. 6 Horizontal fugitive emission mode of shale gas near open faults in southeast of Sichuan Basin

启断层为“通天”断层,一般断层上盘微裂缝比下盘更为发育,仅简述断层上盘一侧的页岩气逸散特征。

发育开启断层,地应力释放。则靠近开启断层,页岩气层地应力渐次减小,微裂缝发育程度、渗透率渐次增大,导致页岩气逸散强度渐次增大、烃浓度渐次变小,同时页岩气逸散方式从微弱扩散到较强扩散再到强烈扩散或渗流渐变。

离开启断裂距离多远为微弱扩散区同样是一个复杂的问题,可能与断裂性质、规模等多种因素相关,需要具体断裂具体分析。

除上述两种逸散模式外,客观地质实际中常见两种逸散模式的复杂混合模式。

4 结束语

1) 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气晚期逸散的时间为页岩气层晚期持续抬升的整个阶段,从盆地外到盆地内,页岩气晚期逸散开始的时间逐渐变晚,依次从早白垩世演变为晚白垩世。

2) 压力系数的高低反映了页岩气晚期逸散的程度;而页岩的渗透性特征和晚期构造作用共同控制了页岩气晚期逸散的方式和强度。

3) 构建了剥蚀露头区附近或浅埋藏带页岩气逸散模式和开启断裂附近页岩气逸散模式,研究表明,从深埋区到浅埋区再到露头区,以及逐渐靠近开启断裂,随着地应力、页岩渗透率、烃浓度的变化,页岩气沿层方向逸散方式表现为从微弱扩散到较强扩散再到强烈扩散或渗流的渐变特征,且逸散强度有序渐次增大。

4) 离露头区、开启断裂距离多远为微弱扩散区是一个复杂的问题,需要随着勘探进程的深入进一步探讨研究。

参 考 文 献

- [1] 李明诚,李伟,蔡峰,等. 油气成藏保存条件的综合研究[J]. 石油学报,1997,18(2):41-48.
Li Mingcheng, Li Wei, Cai Feng, et al. Integrative study of preservation conditions of oil and gas pools[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(2):41-48.
- [2] 楼章华,李梅,金爱民,等. 中国海相地层水文地质地球化学与油气保存条件研究[J]. 地质学报,2008,82(3):387-396.
Lou Zhanghua, Li Mei, Jin Aimin, et al. Hydrogeological and hydrogeochemical characteristics and hydrocarbon preservation conditions for marine strata in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3):387-396.
- [3] 马永生,楼章华,郭彤楼,等. 中国南海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J]. 地质学报,2006,80(3):406-417.
Ma Yongsheng, Lou Zhanghua, Guo Tonglou, et al. An exploration on a technological system of petroleum preservation evaluation for marine strata in south China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3):406-417.
- [4] 郭旭升,胡东风,文治东,等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质,2014,41(3):893-901.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3):893-901.
- [5] 潘仁芳,唐小玲,孟江辉,等. 桂中坳陷上古生界页岩气保存条件[J]. 石油与天然气地质,2014,35(4):534-541.
Pan Renfang, Tang Xiaoling, Meng Jianghui, et al. Shale gas preservation conditions for the Upper Paleozoic in Guizhong Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4):534-541.
- [6] 卢炳雄,郑荣才,文华国,等. 皖南地区下寒武统页岩气成藏地质条件[J]. 石油与天然气地质,2014,35(5):712-719.
Lu Bingxiong, Zheng Rongcai, Wen Huaguo, et al. Accumulation conditions of the Lower Cambrian shale gas in southern Anhui province[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5):712-719.
- [7] 聂海宽,张金川,包书景,等. 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统页岩气聚集条件[J]. 石油与天然气地质,2012,33(3):335-345.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Bao Shujing, et al. Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician-Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3):335-345.
- [8] 张金川,金之钧,袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业,2004,24(7):15-18.
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7):15-18.
- [9] 聂海宽,唐玄,边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报,2009,30(4):484-491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4):484-491.
- [10] 郭彤楼,张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1):28-36.
- [11] 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 Ka. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6):17-23.
- [12] 楼章华,金爱民,付孝悦. 海相地层水文地质地球化学与油气保存条件评价[J]. 浙江大学学报:工学版,2006,40(3):501-505.
Lou Zhanghua, Jin Aimin, Fu Xiaoyue. Study on hydrogeochemistry and evaluation technology of petroleum preservation conditions for marine strata[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2006, 40(3):501-505.
- [13] 聂海宽,包书景,高波,等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. 地学前缘,2012,19(5):280-294.

- Nie Haikuan, Bao Shujing, Gao Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 280-294.
- [14] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- Guo Xusheng. Enrichment mechanism and exploration technology of Jiaoshiba blocks in Fuling Shale gas field [M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [15] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. *天然气工业*, 2008, 28(2): 151-156.
- Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(2): 151-156.
- [16] 龙鹏宇, 张金川, 李玉喜, 等. 重庆及其周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J]. *地学前缘*, 2012, 19(2): 221-233.
- Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, et al. Reservoir-forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 221-233.
- [17] 李双建, 肖开华, 沃玉进, 等. 南海海相上奥陶统一志留统优质烃源岩发育的控制因素[J]. *沉积学报*, 2008, 26(5): 872-880.
- Li Shuangjian, Xiao Kaihua, Wo Yujin, et al. Developmental controlling factors of Upper Ordovician- Lower Silurian high quality source rocks in marine sequence, South China [J]. *Acta Sedimentologica*, 2008, 26(5): 872-880.
- [18] 李双建, 肖开华, 汪新伟, 等. 南方志留系碎屑矿物热年代学分析及其地质意义[J]. *地质学报*, 2008, 82(8): 1068-1076.
- Li Shuangjian, Xiao Kaihua, Wang Xinwei, et al. Thermochronology of detrital minerals in the silurian strata from Southern China and its geological implications [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2008, 82(8): 1068-1076.
- [19] 苏勇. 湘鄂西区块构造演化及其对油气聚集的控制作用[D]. 广州: 中国科学院研究生院, 2007.
- Su Yong. Tectonic evolution and its controlling effect to hydrocarbon accumulation in western area of Hunan-hubei [D]. Guangzhou: Graduate University of Chinese Academy of Sciences, 2007.
- [20] 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等. 湘鄂西-川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据. [J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2010, 35(2): 161-174.
- Mei Lianfu, Liu Zhaoxi, Tang Jiguang, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan-Hubei-Eastern Sichuan Provinces of China: evidence from apatite fission track and balanced cross-section [J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2010, 35(2): 161-174.
- [21] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微孔结构特征及其控制因素[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 9-16.
- Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobin, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 9-16.
- [22] 魏志红, 魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异——以四川盆地焦石坝地区五峰组-龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 37-41.
- Wei Zhihong, Wei Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 37-41.
- [23] 黄仁春, 倪楷. 焦石坝地区龙马溪组页岩有机质孔隙特征[J]. *天然气技术与经济*, 2014, 8(3): 15-18.
- Huang Renchun, Ni Kai. Natural gas technology and economy [J]. *Natural Gas Technology and Economics*, 2014, 8(3): 15-18.
- [24] 韩双彪, 张金川, Brian Horsfield, 等. 页岩气储层孔隙类型及特征研究: 以渝东南下古生界为例[J]. *地学前缘*, 2013, 20(3): 247-253.
- Han Shuangbiao, Zhang Jinchuan, Brian H, et al. Pore types and characteristics of shale gas reservoir: a case study of Lower Paleozoic Shale in Southeast Chongqing [J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(3): 247-253.
- [25] 丁文龙, 李超, 李春燕, 等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. *地学前缘*, 2012, 19(2): 212-220.
- Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 212-220.
- [26] 丁文龙, 许长春, 久凯, 等. 泥页岩裂缝研究进展[J]. *地球科学进展*, 2011, 26(2): 135-144.
- Ding Wenlong, Xu Changchun, Jiu Kai, et al. The research progress of shale fractures [J]. *Advances in Earth Science*, 2011, 26(2): 135-144.
- [27] 蔡立国, 刘和甫. 四川前陆褶皱-冲断带构造样式与特征[J]. *石油实验地质*, 1997, 19(2): 115-120.
- Cai Liguang, Liu Hefu. Structural styles and characteristics of fold-thrust belts in Sichuan foreland basin [J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1997, 19(2): 115-120.
- [28] 付孝悦, 肖朝晖, 陈光俊, 等. 晚印支期以来中国南方大陆的构造演化与油气分布[J]. *海相油气地质*, 2002, 7(3): 37-43.
- Fu Xiaoyue, Xiao Zhaohui, Chen Guangjun, et al. [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2002, 7(3): 37-43.
- [29] 汪泽成, 赵文智, 徐安娜, 等. 四川盆地北部大巴山山前带构造样式与变形机制[J]. *现代地质*, 2006, 20(3): 429-435.
- Wang Zecheng, Zhao Wenzhi, Xu Anna, et al. Structure styles and their deformation mechanisms of Dabashan Foreland thrust belt in the North of Sichuan Basin [J]. *Geoscience*, 2006, 20(3): 429-435.
- [30] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质(上)[M]. 北京: 地质出版社, 2004.
- Ma Li, Chen Huanjiang, Gan Kewen, et al. Tectonic and marine petroleum geology of the South China (the first volume) [M]. Beijing: Geology Press, 2004.

(编辑 张亚雄)