

川南X井区龙马溪组页岩气保存条件研究

刘欣莹¹ 杨西燕¹ 谢圣阳² 张成林² 范存辉¹

1. 西南石油大学 地球科学与技术学院, 成都;

2. 中国石油西南油气田页岩气研究院, 成都

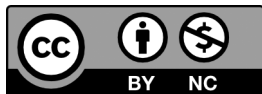
摘要 | 川南X井区龙马溪组页岩气资源潜力巨大, 明确其保存条件对勘探部署具有重要意义。本文基于构造特征、断裂体系、裂缝发育、埋深与地层压力等关键参数, 系统评价了该区页岩气保存条件。结果表明: 向斜区构造改造弱、封闭良好, 为有利保存单元; 背斜及斜坡区发育叠瓦状逆冲及“Y”型断裂系, 不利于保存。印支期近EW向断裂现今封闭性差, 喜山期NE、SN向断裂现今封闭性好。II级断层对周边1km范围内破坏最强, III、IV级小断层影响微弱。向斜区网状缝密度低、规模小, 保存优良; 背斜及断裂带单向缝密度高、连通性强, 易构成逸散通道。区内埋深适中, 处于强超压背景, 利于保存。综合上述因素, 将X井区页岩气保存有利区划分为3类, 为研究区后续勘探开发提供了地质依据。

关键词 | 川南地区; 龙马溪组; 保存条件; 页岩气; 构造特征

Copyright © 2026 by authorx (s) and SciScan Publishing Limited

This article is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>



中国页岩气资源十分丰富, 随着开采力度的持续加大, 页岩气勘探开发技术日趋成熟, 在部分地区已实现商业开发, 勘探潜力显著^[1-4]。四川盆地南部海相志留系龙马溪组页岩一直是我国页岩气勘探开发的重点目标, 经过10余年勘探开发, 先后建成了长宁、威远、昭通和涪陵等国家级页岩气示范区^[5-6]。X井区属于泸州区块, 位于川西南低陡构造带, 油气资源基础较好, 开发潜力巨大。自2020年开始相关勘探工作, 至2024年进入产能建设等实质性开发阶段, 并预计在2030年底达产100亿方。X井区页岩气资源前景广阔, 研究区现有研究多聚焦于页岩气富集条件、构造特征、储层特征等方面^[7-8], 而针对该区深层构造演化背景下页岩气保存条件的研究相对缺乏, 对不同构造单元、断裂尺度的保存差异的认识尚不够系统深入, 这也是影响页岩气勘探开发的重要

因素。

因此, 本文以川南X井区龙马溪组页岩为研究对象, 分析其构造特征、断裂体系、页岩埋深、地层压力等因素对该区页岩气保存条件的影响, 对研究区页岩气保存条件进行综合评价并划分有利区进行预测, 为后续生产实践提供支撑。

1 区域地质背景

四川盆地位于扬子台地的西北缘, 是在扬子古板块、克拉通台地基础上形成和发展起来的叠合型盆地^[8-11]。盆地内发育川南低陡构造带、川北低缓构造带、川中平缓构造带等6个构造区^[12-13]。川南地区位于川东高陡褶皱带, 受龙门山逆冲推覆构造带、大凉山压扭构造带、

通讯作者: 刘欣莹, 西南石油大学硕士研究生, 研究方向: 构造地质学。

文章引用: 刘欣莹, 杨西燕, 谢圣阳, 等. 川南X井区龙马溪组页岩气保存条件研究 [J]. 环境与资源, 2026, 8 (2): 251-256.

<https://doi.org/10.35534/er.0802034>

大娄山断褶带、江南雪峰断褶带共同作用发育隔挡式褶皱构造,呈现多方向、多力源、多期次构造变形叠加特征。四川盆地发育了6组海相、海陆过渡相和陆相烃源岩。其中,上奥陶统五峰组至下志留统龙马溪组海相黑色页岩沉积于奥陶纪晚期冰期之后,海平面上升背景下的陆棚、海湾或陆表海,厚度大且分布广,是勘探开发的重点层位^[14]。泸州地区处于川东南帚状褶皱构造带内,X井区位于泸州地区南部,帚状构造尾部,构造活动相对复杂,呈现相对低幅度宽缓背斜和宽缓向斜的整体格局。

2 构造特征

2.1 构造类型及样式

含油气盆地内主要构造样式有伸展构造、收缩构造、走滑构造和叠加构造,构造样式体现了构造作用的强弱,不同构造样式对油气保存条件的控制作用具有明显差异性^[15]。构造对油气保存的有利作用在于形成圈闭、改善储层,但若构造活动剧烈可能会导致圈闭封闭

性破坏、地层破碎及断裂贯通性增强。

泸州地区主要发育4套断裂体系,即基底高陡近直立走滑断层、寒武系内部滑脱派生并错断晚奥陶世五峰组地层的断裂系、志留系滑脱层派生并错断二叠系至三叠系层间断裂系、以及三叠系滑脱派生的层间微错断裂系,构造变形因受多套滑脱层影响,具有明显上、下解耦特征,即深部变形强度弱,浅部变形强度增强。X井区主体构造特征继承了其北部隔挡式褶皱构造格局,发育数个低陡背斜和宽缓向斜,但构造变形强度较弱。构造样式主要为收缩构造和走滑构造两种,发育对冲式、叠瓦式逆冲断裂系和“Y”型、同向反“Y”型组合。深部寒武系内部滑脱层派生断层活动在研究区背斜及斜坡区五峰组至二叠系附近形成叠瓦状逆冲断裂系及小型“Y”及反“Y”型断裂系,与基底发育的“正花状”走滑断裂系共同构成高陡褶皱及断层破碎带,破坏了气藏的封闭性与完整性,对页岩气保存不利;而研究区向斜处构造改造弱,深部页岩层隐伏构造较稳定,且封闭环境好,具有较好的保存条件(图1)。

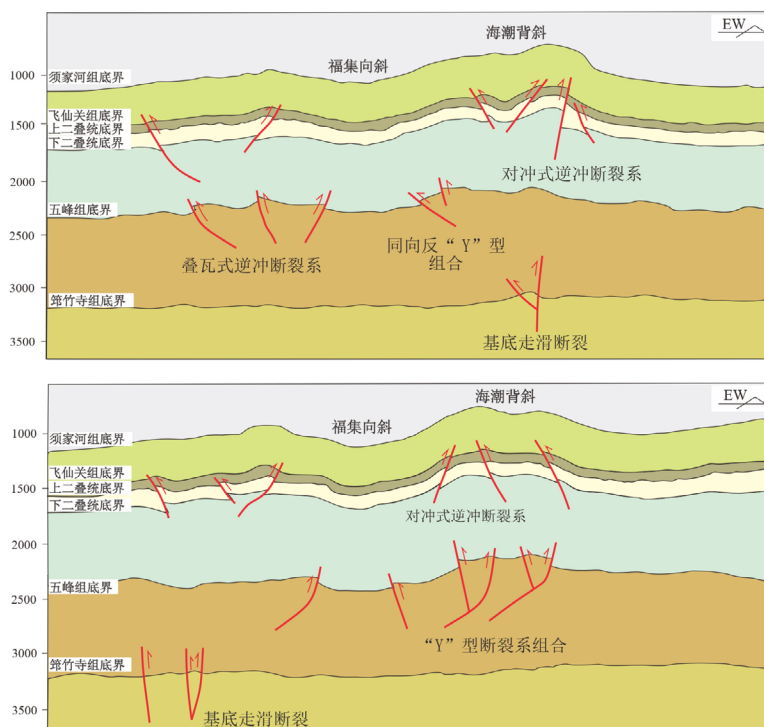


图1 X井区构造样式示意图

Figure 1 Schematic diagram of structural style in X well area

2.2 断裂体系

(1) 断裂期次

X井区形成主要经历了印支运动中期、喜山运动早期、喜山中期-现今三个构造演化阶段,主要形成了近

EW向、NE向和近SN向断裂。

印支运动中期,受泸州古隆起影响引发近EW向断裂,下寒武统牛蹄塘组泥质页岩因重力滑脱作用限制了断裂的垂向延伸,导致断裂多发育于浅—中层,且以

顺层剪切断裂为主，易形成封闭性断裂，减少页岩气逸散。整体而言，该期对页岩气保存无负面作用，未显著破坏早期生烃与聚集，形成的部分裂隙还能成为有效储集空间。

喜山运动早期，青藏高原隆升引发强NW向挤压，促使NE向逆冲—剪切型断裂发育，这类断裂垂向延伸深、开启性强，成为页岩气向上运移的通道。此阶段是页岩气保存的主要破坏期，早期气藏因断裂活动大规模逸散，保存条件恶化，但该期断裂未与其他期次断裂形成广泛连通，气体逸散范围和程度有限。

喜山中期至今，江南雪峰隆起引发研究区近EW向挤压，形成近SN向走滑—逆冲型断裂，这类断裂晚期活动性强、封闭性差，且与前两期断裂交叉连通，进一步加快了气体的逸散。同时，隆起伴随局部地层抬升，导致龙马溪组上覆盖层减薄甚至剥蚀缺失，毛管封闭能力下降，无法阻挡气体逸散，保存条件进一步受损。

(2) 断裂走向与最大水平主应力方向夹角

现今最大水平主应力方向与断裂走向的夹角也是控制断裂封闭性、影响页岩气保存条件的关键构造因素，其通过改变断裂面所受剪切应力的大小，直接决定断裂带的开启与封闭状态。二者夹角越大，断裂面承受的剪切应力越小，断裂带不易发生剪切滑移与裂缝开启，封闭性随之提升，当夹角趋近90°时，断裂面受剪切作用最弱，封闭性最佳，能有效阻挡页岩气运移散失，利于页岩气的富集与保存；当二者夹角越小，断裂面所受剪切应力则越大，断裂带更易在应力作用下发生活化开启，形成页岩气运移的优势通道，当夹角趋近0°时，断裂面受剪切作用最强，开启程度最高，页岩气通过断裂带逸散的风险显著增加，页岩气保存条件最差。将研究区最大水平主应力方向与断裂走向的夹角划分为三个等级：当夹角≤30°时，断裂封闭性差，为页岩气保存的

不利区间；夹角介于30°~45°时，断裂封闭性一般，对页岩气保存的影响中等；夹角>45°时，断裂封闭性较好，为页岩气保存的有利区间。X井区现今最大水平主应力方向分布在85~125°，主要为近EW向102°左右，研究区近EW向断裂与该最大水平主应力方向夹角普遍较小，封闭性差，对保存不利；而NE和SN向断裂封闭性较好，对保存有利。

(3) 断层级别

X井区主要发育NE向、EW向和SN向3组断层。按照断层断开地层，断距以及断层延伸长度等参数，将X井区的断层划分为4个级别：Ⅰ级断层为向上断至地表的大断层，向下断开寒武系，断层上下盘落差大于300m、断层延伸长度超过30km，控制着研究区构造格局；Ⅱ级断层向上断开至二叠系或三叠系，断层上下盘落差一般在100m~300m，平面延伸长度较长，断层长度多介于10~30km；Ⅲ级断层向上断开志留系内部地层，断层上下盘落差一般在40m~100m，断层长度3~10km；Ⅳ级断层一般只断开龙马溪组地层，断层上下盘落差20m~40m，断层长度小于3km。通常Ⅰ级断层和Ⅱ级断层因断至地表或破坏盖层，成为页岩气的逸散通道，对页岩气保存极为不利。经统计研究区内Ⅰ级断层不发育，中部为北东向褶皱向东向西向褶皱构造转换带，断层方向发生明显偏转，南部向斜内Ⅲ、Ⅳ级小断层更发育。由相关性分析可知(图2)，单井距Ⅱ级断层距离与含气量呈较强的正相关，即距Ⅱ级断层距离越大，单井含气量越高，说明Ⅱ级断层对页岩气保存不利。当距Ⅱ级断层距离在1km左右时，含气量明显降低，而当距离增大至2km后，含气量增长趋于稳定，因此认为Ⅱ级断层对周边1km范围内页岩气保存条件的破坏作用最大。而单井距Ⅲ级断层的距离与含气量相关性微弱，对页岩气保存影响较小，距Ⅳ级断层距离与含气量无相关性。

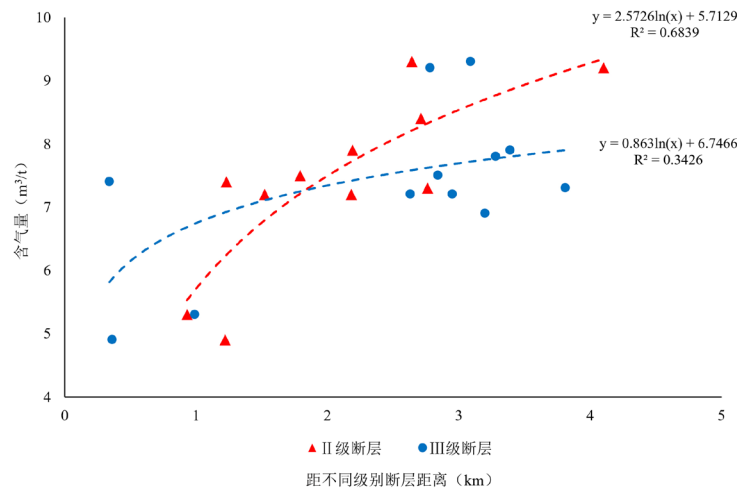


图2 单井距不同级别断层距离与含气量相关性图

Figure 2 Correlation diagram of distance from a single well to faults of different levels versus gas content

2.3 裂缝发育特征

通过岩心观测、成像测井和扫描电镜等手段,明确研究区内主要发育构造成因裂缝,裂缝类型以剪切缝为主,其次为滑脱缝、构造压溶缝和页理缝,少量发育张性缝。裂缝开度较小,以小于2mm为主,延伸长度多小于10cm,少数高角度剪切缝延伸长度可达1m,充填情况以方解石全充填为主,裂缝倾角主要集中于 $0^{\circ} \sim 15^{\circ}$ 及 $75^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 。

X井区裂缝发育对页岩气保存条件的影响受构造分区与裂缝展布特征的控制。研究区背斜及断裂带处裂缝大量发育,且高角度缝占比较大,开度多介于0.3~10mm,充填物以方解石为主,可见少量半充填裂缝,连通性较强,易形成页岩气逸散通道;而向斜区构造应力较弱,裂缝发育程度较低,水平缝占比增加,多为顺层充填的滑脱缝,对页岩气保存破坏作用较小。本次研究耦合相干、曲率、似然体三种裂缝预测属性,结合裂缝长度、单位面积裂缝条数、裂缝方向及地震曲率阈值,建立地震预测天然裂缝分类方案:将裂缝划分为三类,其中网状缝对应裂缝长度小于2km、曲率阈值小于0.2、面密度小于3条/2km²、裂缝方向大于2个/2km²,主要发育于X13-X14井、X12井、X18井及X19井附近等宽缓向斜和斜坡区,该类裂缝以小规模、多方向的层间缝、低角度缝为主,发育程度低、规模小,多为充填缝,仅在局部改善储集空间,对气藏封闭性破坏弱,因此页岩气保存条件好;单向缝对应裂缝长度大于2km、曲率阈值0.2~0.3、面密度大于3条/2km²、裂缝方向小于等于2个/2km²,断层或断裂带对应裂缝长度大于2km、曲率阈值大于0.3,二者主要发育于X01井、X25井、X26井及X24井附近等中部构造转换带及南部窄陡构造区,该类裂缝以高角度、大尺度构造缝为主,未充填缝占比高、连通性强,易与小型断层连通形成渗流网络,破坏储层封闭性导致气体逸散,对页岩气保存不利。

3 保存条件分析

3.1 页岩埋深

页岩埋藏深度与页岩气保存条件可总结为呈“倒

U型”关联^[16-18]。埋深过浅时,因温度不足、盖层封闭性差、构造破坏强,保存条件差;埋深过深时因高温导致气体损耗、超压可能破坏封闭,保存条件下降。四川盆地页岩气层埋深普遍较深,页岩气保存的最佳埋藏深度一般介于3000~4500m。X井区整体埋深介于3400~4900m,埋深变化与川南帚状构造的延伸展布方向大致一致,自东北向西南逐渐增大,整体页岩气保存条件较好,其中处于研究区中部的向斜区埋深适中,保存条件最佳。

3.2 地层压力

地层压力是控制页岩气保存与富集的核心动力学参数,通常压力系数大于1.2为超压环境,超压通过强化气体吸附、抑制气体运移,有效减少页岩气散失^[19-20]。对研究区10口井的压力系数与含气量进行线性回归分析得出相关系数 $R^2=0.543$,呈显著正相关,表明地层压力越大,含气量越高。压力系数较低的X01井(1.91)含气量仅为4.9m³/t;随压力系数升高至2.1~2.2区间,X12井(2.2)、X13井(2.18)、X18井(2.11)含气量分别为7.3m³/t、7.2m³/t、8.2m³/t,整体呈上升趋势;当压力系数进一步提升至2.2以上时,X16井(2.25)、X02井(2.24)、X26井(2.31)含气量分别达到9.3m³/t、9.1m³/t、8.4m³/t,构成研究区含气量的高值段。X井区地层压力系数整体介于1.91~2.31,处于强超压状态,对页岩气保存有利。

4 保存有利区优选

4.1 有利区评价指标

综合本次研究中研究区构造特征、页岩埋深、压力系数和顶底板条件等因素,结合研究区生产实际及邻区的相关经验,建立了7个参数评价指标(表1),对X井区页岩气保存条件进行综合评价,划分出3类有利区,Ⅰ类区为研究区页岩储层最有利勘探区,Ⅱ类区较为有利,Ⅲ类区为页岩气富集一般区。

表1 X井区页岩气保存条件评价指标(部分指标参考文献^[21-22])

Table 1 Evaluation indicators for shale gas preservation conditions in X well area

参数名称	优选指标		
	Ⅰ类区	Ⅱ类区	Ⅲ类区
构造样式	宽缓向斜	向斜及斜坡	低陡背斜
距Ⅱ级断层距离/km	> 2	1 ~ 2	< 1
断裂期次	喜山期 NE 向、SN 向断裂	印支期 EW 向断裂	喜山晚期 SN 向走滑-逆冲断裂
断裂走向与地应力夹角/ $^{\circ}$	> 45	30 ~ 45	< 30
裂缝发育程度	网状缝为主	网状缝、单向缝	单向缝为主
页岩埋深/m	< 4300	4300 ~ 4700	> 4700
压力系数	> 2.1	2.0 ~ 2.1	< 2.0

4.2 保存有利区优选

页岩气保存 I 类有利区主要集中分布于井区中部 X13-X15-X16 井一带, 西部 X12 井和东部 X18 井、X19 井附近也有分布, 远离大断裂带; II 类有利区分布于中西部 X01-X17-X26 井一带和西部 X02 井附近; III 类有利区主要沿大断裂带分布。

5 结论

(1) 研究区构造样式对页岩气保存的控制作用显著, 背斜及斜坡区发育叠瓦状逆冲、“Y”型、反“Y”型断裂系, 叠加基底走滑断层, 破坏气藏封闭完整性, 不利于页岩气保存; 向斜区构造改造弱、深部地层稳定, 封闭环境良好, 为页岩气保存的有利构造单元。

(2) 研究区发育的印支期近 EW 向断裂在地质历史中对气藏破坏有限, 但在现今应力场下封闭性差, 不利于保存; 喜山期 NE 向、SN 向断裂虽为历史主要破坏期次, 但现今封闭性好, 利于页岩气保存。II 级断层对周边 1km 范围内保存条件的破坏最强烈, III、IV 级小断层影响微弱。

(3) 裂缝发育受构造控制, 向斜区以网状缝为主, 裂缝密度低、规模小, 保存条件优良; 背斜及断裂带发育与小断层伴生的单向缝, 裂缝密度高、连通性强, 易构成气体逸散通道, 保存条件差。

(4) 综合评价指标将研究区划分为 3 类保存有利区。I 类有利区主要集中分布于井区中部 X13-X15-X16 井一带, 西部 X12 井和东部 X18 井、X19 井附近也有分布, 远离大断裂带; II 类有利区分布于中西部 X01-X17-X26 井一带和 X02 井附近; III 类有利区主要沿大断裂带分布。

参考文献

- [1] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景 [J]. 天然气工业, 2021, 41 (1): 1-14.
- [2] Ma G, Huang R, Dong Y, et al. A High-Accuracy Cost Prediction Model for Shale Gas Drilling in Southern Sichuan Using PCA and BP Neural Network [J]. Journal of Geo-Energy and Environment, 2026, 2 (1): 46-55.
- [3] 董大忠, 邹才能, 戴金星, 等. 中国页岩气发展战略对策建议 [J]. 天然气地球科学, 2016, 27 (3): 397-406.
- [4] Xusheng GUO, Ruyue WANG, Baojian SHEN, et al. Geological characteristics, resource potential, and development direction of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52 (1): 17-32.
- [5] 杨学锋, 赵圣贤, 刘勇, 等. 四川盆地宁西地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素 [J]. 岩性油气藏, 2024, 36 (5): 99-110.
- [6] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45 (2): 309-326.
- [7] 佟恺林, 周安富, 罗强, 等. 四川盆地泸州中部地区龙马溪组构造裂缝期次及演化模式 [J]. 东北石油大学学报, 2024, 48 (5): 17-26, 132.
- [8] 李跃纲, 周安富, 谢伟, 等. 四川盆地南部泸州地区五峰组—龙—1 亚段页岩相划分及储层发育主控因素 [J]. 天然气工业, 2022, 42 (8): 112-123.
- [9] Qin S, Lian C, Geng C, et al. Hydrocarbon Preservation Conditions and Evaluation of the Maokou Formation in the Leshan-Yibin Area, Southern Sichuan Basin, China [J]. Journal of Geo-Energy and Environment, 2026, 2 (2): 132-146.
- [10] 文龙, 罗冰, 王小娟, 等. 四川盆地陆相致密油气勘探新领域及资源潜力 [J]. 石油学报, 2025, 46 (1): 77-88.
- [11] 姜鹏飞, 吴建发, 朱逸青, 等. 四川盆地海相页岩气富集条件及勘探开发有利区 [J]. 石油学报, 2023, 44 (1): 91-109.
- [12] 赵建华, 金振奎, 耿一凯, 等. 四川盆地龙马溪组富有机质页岩形成主控因素 [J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35 (2): 140-147.
- [13] 李国辉, 苑保国, 朱华, 等. 四川盆地超级富气成因探讨 [J]. 天然气工业, 2022, 42 (5): 1-10.
- [14] 朱讯, 冯林杰, 吕乐, 等. 致密砂岩储层成岩相及孔隙演化过程——以川中北部地区沙二 1 亚段为例 [J]. 断块油气田, 2022, 29 (2): 265-270.
- [15] 郭齐军, 邓铭哲, 张晨雨, 等. 中国含油气盆地不同构造样式及其油气地质意义 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45 (3): 609-621.
- [16] Li H. Quantitative prediction of complex tectonic fractures in the tight sandstone reservoirs: a fractal method [J]. Arabian Journal of Geosciences, 2021, 14 (19): 1986.
- [17] 陈洋, 唐洪明, 廖纪佳, 等. 基于埋深变化的川南龙马溪组页岩孔隙特征及控制因素分析 [J]. 中国地质, 2022, 49 (2): 472-484.
- [18] 魏富彬, 刘珠江, 陈斐然, 等. 川东南五峰组—龙马溪组深层、超深层页岩储层特征及其页岩气勘探意义 [J]. 石油实验地质, 2023, 45 (4): 751-760.

- [19] 杨振恒, 陶国亮, 鲍云杰, 等. 南海相深层页岩气储集空间差异化发育及保持机理探讨 [J]. 石油实验地质, 2022, 44 (5): 845–853, 865.
- [20] Fan C, Nie S, Li H, et al. Geological characteristics and major factors controlling the high yield of tight oil in the Da'anzhai member of the western Gongshanmiao in the central Sichuan basin, China [J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2024, 10 (1): 67.
- [21] 谢佳彤, 付小平, 秦启荣, 等. 川东南东溪地区龙马溪组裂缝分布预测及页岩气保存条件评价 [J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49 (6): 35–45.
- [22] Li H. Deciphering the formation period and geological implications of shale tectonic fractures: a mini review and forward-looking perspectives [J]. Frontiers in Energy Research, 2023 (11): 1320366.

Study on the Preservation Conditions of Shale Gas in the Longmaxi Formation of X Well Block, Southern Sichuan

Liu Xinying¹ Yang Xiyan¹ Xie Shengyang² Zhang Chenglin² Fan Cunhui¹

1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu;

2. Southwest Oil and Gas Field Branch of China National Petroleum Corporation, Chengdu

Abstract: The Longmaxi Formation shale gas in the X well block, southern Sichuan Basin, has enormous resource potential. Clarifying its preservation conditions is of great significance for exploration deployment. Based on key parameters including structural characteristics, fault systems, natural fracture development, burial depth and formation pressure, this study systematically evaluated the shale gas preservation conditions in the study area. The results show that: synclinal areas, characterized by weak structural transformation and good sealing, are favorable preservation units; anticlines and slope areas, where imbricate thrust faults and “Y-shaped” fault systems are developed, are unfavorable for preservation. The Indosinian near-EW-trending faults exhibit poor sealing in the present-day stress field, while the Himalayan NE- and SN-trending faults show good sealing. Grade-II faults exert the strongest destructive effect within 1 km of their surrounding areas, whereas Grade-III and Grade-IV minor faults have negligible influence. In synclinal areas, network fractures are characterized by low density and small scale, indicating excellent preservation; in anticlines and fault zones, unidirectional fractures are highly developed with strong connectivity, easily forming gas migration pathways. The study area features moderate burial depth and strong overpressure, which are favorable for shale gas preservation. Integrating the above factors, the study area was divided into three categories of favorable preservation areas, providing a solid geological basis for subsequent exploration and development.

Key words: Southern Sichuan Basin; Longmaxi formation; Preservation conditions; Shale gas; Structural characteristics