

四川盆地天宫堂地区五峰组—龙马溪组 断裂发育与页岩气保存机制



刘文平^{1, 2, 3)}, 贺昱搏^{1, 2)}, 刘成林^{1, 2)}, 刘佳^{4, 5)}, 徐亮^{4, 5)}, 吴喆^{4, 5)},
钟可塑^{4, 5)}, 伍秋姿^{4, 5)}, 李帅智^{1, 2)}, 刘琳^{1, 2)}

1) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249;

3) 中国石油西南油气田分公司, 成都, 610051;

4) 页岩气评价与开采四川省重点实验室, 成都, 610213;

5) 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 成都, 610051

内容提要:四川盆地天宫堂地区深层页岩气资源丰富, 勘探程度较低, 同时复杂的构造发育条件严重制约了页岩气勘探开发效果。笔者等基于研究区页岩地质特征和地震资料, 结合典型井资料整理及平衡剖面恢复技术, 探讨了该区断裂发育特征及其对页岩气保存的影响。研究表明:①天宫堂地区五峰组—龙马溪组主要发育4级断裂, 其中I级断裂主要集中于构造边缘, 北部以III、IV级断裂为主, 南部主要发育II、III、IV级断裂。②天宫堂地区断裂形成主要划分为3个主要阶段:燕山晚期受SN向挤压形成NW向和NW向为主的断裂;喜马拉雅早期受NNE—SSW向挤压形成NW向为主的断裂;喜马拉雅中期以来受NW—SEE向区域构造走滑应力作用下形成NE向断裂。③断裂对页岩气保存的影响与断裂规模及距断裂距离相关, 距I级断裂距离 >5 km、II级断裂3~5 km、III级断裂 >2 km时, 含气量均超过 $3.0 \text{ m}^3/\text{t}$, 保存条件较好;IV级断裂对页岩气保存影响较小。此外, 断裂的发育程度在埋藏演化的不同阶段呈现明显差异, 埋藏阶段断裂发育较少, 对页岩气保存影响轻微;缓慢抬升阶段则因挤压抬升作用, 大规模断裂发育对保存条件造成严重破坏;快速抬升阶段断裂发育和改造更加剧了页岩气的散失。研究明确了天宫堂地区页岩气保存机制, 为进一步勘探开发提供了理论支持。

关键词: 深层页岩气; 五峰组; 龙马溪组; 天宫堂地区; 页岩气

深层页岩气(埋深 >3500 m)勘探高产井的陆续发现, 使其成为页岩气增储上产的重要战略接替领域(何骁等, 2022; 邹才能等, 2024; 聂海宽等, 2024)。五峰组—龙马溪组深层页岩为目标层的泸203井压裂试气产量达到 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3$, 是中国首个单井测试日产量超过百万立方米的深层页岩气井(赵圣贤等, 2022; 邓宾等, 2024)。这一突破带动了泸州、渝西和长宁等区块的深层页岩气勘探, 相继发现多口高产井。然而, 随着深层领域勘探的不断深入, 发现不同地区高产井的分布数量和产量存在显著差异, 表明页岩气成藏富集不仅受地质条件的影

响, 还受到保存条件的影响(郭旭升, 2014; 王志刚, 2015; 聂海宽等, 2016; 何治亮等, 2017)。天宫堂地区的勘探实践表明, 构造区内页岩气储层普遍具有“高有机碳(*TOC*)、高脆性矿物含量、高孔隙度、高地层压力”的特征, 断裂发育区域的页岩气井普遍表现为“高含水、低含气、低测试产量”, 因此认为研究区断裂的发育可能是影响页岩气的保存和高产的关键影响因素。

前人关于四川盆地断裂特征及其对页岩气富集保存的影响研究, 主要集中在两个方面:一是断裂特征、构造形态及其演化规律, 总结断裂控藏的机制和

注:本文为国家重点研发计划项目(编号:2021YFA071900);国家自然科学基金资助项目(编号:41872127);重庆市自然科学基金创新发展联合基金资助项目(编号:CSTB2024NSQC-LZX0108);中国石油天然气集团有限公司科技项目“新区新层系有利区优选与勘探评价关键技术研究”(编号:2023ZZ21-04)和中国石油天然气集团有限公司西南油气田分公司页岩气研究院院级专项项目“川南深层页岩气储集下限与差异性保存机制”(编号:JS2022-35)的成果。

收稿日期:2024-10-26;改回日期:2025-06-05;网络首发:2025-06-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2025.06.001

作者简介:刘文平,男,1987年生,博士研究生,主要从事页岩气综合地质评价研究;Email:18801041042@163.com。通讯作者:刘成林,男,1970年生,教授,博士生导师,主要从事油气地球化学与资源评价、非常规油气地质研究;Email:liucl@cup.edu.cn。

规律。田方磊等(2023)基于地震资料解析了川中地区右旋剪切变形形成的断裂带,并指出其定型于加里东—海西早期;李智等(2024)研究了川东南綦江地区燕山期挤压形成的断裂及其对页岩气保存的稳定作用;曾韬等(2023)分析了涪陵地区 NE 向和 NW 向基底走滑断裂带的演化特征及其差异性。二是裂缝成因与页岩气保存的关系,包括裂缝发育程度的定量评价及其对页岩气含气量与产能的影响。余光春等(2020)指出高等级断裂对页岩气保存的破坏范围更大,活动期次多、持续时间长的断裂对页岩气保存破坏更为显著;姚程鹏等(2022)通过流体包裹体特征分析,发现高盐度流体的裂缝形成期对页岩气保存条件最为有利;刘安等(2022)通过方解石碳氧同位素和流体包裹体实验,提出了页岩气保存封闭性评价指标。此外,商晓飞等(2023)通过裂缝展布特征与构造应力划分研究发现,负向构造中少量裂缝发育有利于页岩气的聚集保存;李林豪等(2024)建立了天宫堂地区龙马溪组的三期构造裂缝演化模式,为该区断裂发育和页岩气保存研究奠定了重要基础。显然,川南深层页岩气藏经历了复杂的构造叠加作用,不同地区断裂发育及其对页岩气的富集保存影响存在明显差异。

因此,对低勘探程度的天宫堂地区,其断裂发育特征与页岩气保存机制的研究仍需进一步深入。笔者等基于地震资料、录井资料、岩心观察及构造模拟等技术方法,研究天宫堂地区五峰组—龙马溪组的断裂特征、演化阶段及其对页岩气保存的影响,旨在明确页岩气保存机制,为指导后续勘探开发提供科学依据。

1 区域地质背景

天宫堂地区位于四川盆地南部,地处于川南低陡褶皱带与川西南低缓褶皱带交接部位(图 1),该地区北东向受川东高陡褶皱带构造延伸及泸州古隆起的影响,南部受娄山褶皱带和华蓥山大断裂带的控制(姜磊,2019)。在经历江南—雪峰陆内造山运动、黔中古陆隆起、印度板块的北移及青藏高原的隆升等多期构造叠加作用后,形成了不规则的似菱形箱状背斜构造。其中,北部为典型的鼻状构造,整体表现出北高南低、北东翼较陡、南西翼较缓的特征(何登发等,2019;张梦琳等,2022)。

研究区地层发育较全,震旦系至第四系的大部分地层均有沉积,仅在泥盆系、古近系和新近系存在缺失(蒲泊伶等,2010;赵文韬等,2018;何骁等,

2021;丁佳彤等,2023)。其中,中三叠世之前主要为海相地层沉积,晚三叠世之后以陆相沉积为主。上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩是研究区主要产气层段。五峰组页岩厚度在 1.6~8.2 m,自 SW 向 NE 逐渐变厚,以泥质灰岩和泥质页岩为主,顶部观音桥段发育约 0.5~1.4 m 的介壳灰岩。龙马溪组页岩厚度为 150~340 m,依据岩性、沉积环境和古生物等特征划分为龙一段和龙二段,龙一段页岩进一步龙一₁亚段(龙一₁¹小层、龙一₁²小层、龙一₁³小层、龙一₁⁴小层)和龙一₂亚段,自下而上水体变浅,岩性由富有机质黑色页岩逐渐变为灰色泥质粉砂岩(赵圣贤等,2016)。研究区页岩气勘探开发目的层为五峰组—龙一₁亚段,均属于深水陆棚相沉积,具有良好的物质基础,勘探开发潜力较大。

2 断裂发育特征

笔者等基于地震资料的平面与剖面构造解析,结合断距大小、延伸长度和断穿层位等断裂发育特征,识别出天宫堂地区发育四级断裂规模。通过平衡剖面恢复方法,明确了不同构造部位断裂的形成及其在演化过程中的发育特征。

2.1 断裂特征

天宫堂地区的断裂发育受区域构造作用的显著影响,主要以逆断层为主(庾秀松等,2020;吴建发等,2021;He Shun et al., 2022;杨少航等,2024)。根据断裂的断距大小、延伸长度和地震剖面中识别出的地层断裂特征,可将四川盆地南部断裂规模划分为四级(蔡景顺等,2024)。I 级断裂主要分布于研究区南部边缘($F_1 \sim F_5$ 等),为寒武系断穿至浅部须家河组或地表的大型断裂,断距超过 200 m,西部“G1”号断裂平面延伸长度超过 40 km,南部两条断裂平面延伸长度分别超过 20 km 和 50 km,地震剖面中 I 级断裂表现为同轴信号错断明显,比较容易识别(图 2)。II 级断裂主要发育于研究区南部,走向以 NNE—NE 为主($F_6 \sim F_{10}$ 等),少量为 NW 向($F_{11}、F_{12}$),平面延伸长度为 4~12 km,断距介于 60~192 m,从北向南数量逐渐增加,地震剖面中五峰组底部及以下地层错断较为显著。III 级断裂在研究区内较为发育,北部和南部主要为 NE 向($F_{13} \sim F_{18}$ 等),中部则以 SN—NW 向为主($F_{19} \sim F_{22}$ 等),平面延伸长度为 0.7~10 km,断距介于 50~100 m,地震剖面中五峰组底错断较明显。IV 级断裂规模较小,主要分布在研究区北部和中部,以 NE 向($F_{23} \sim F_{26}$ 等)和 NW 向为主($F_{27} \sim F_{34}$ 等),平面延伸长度

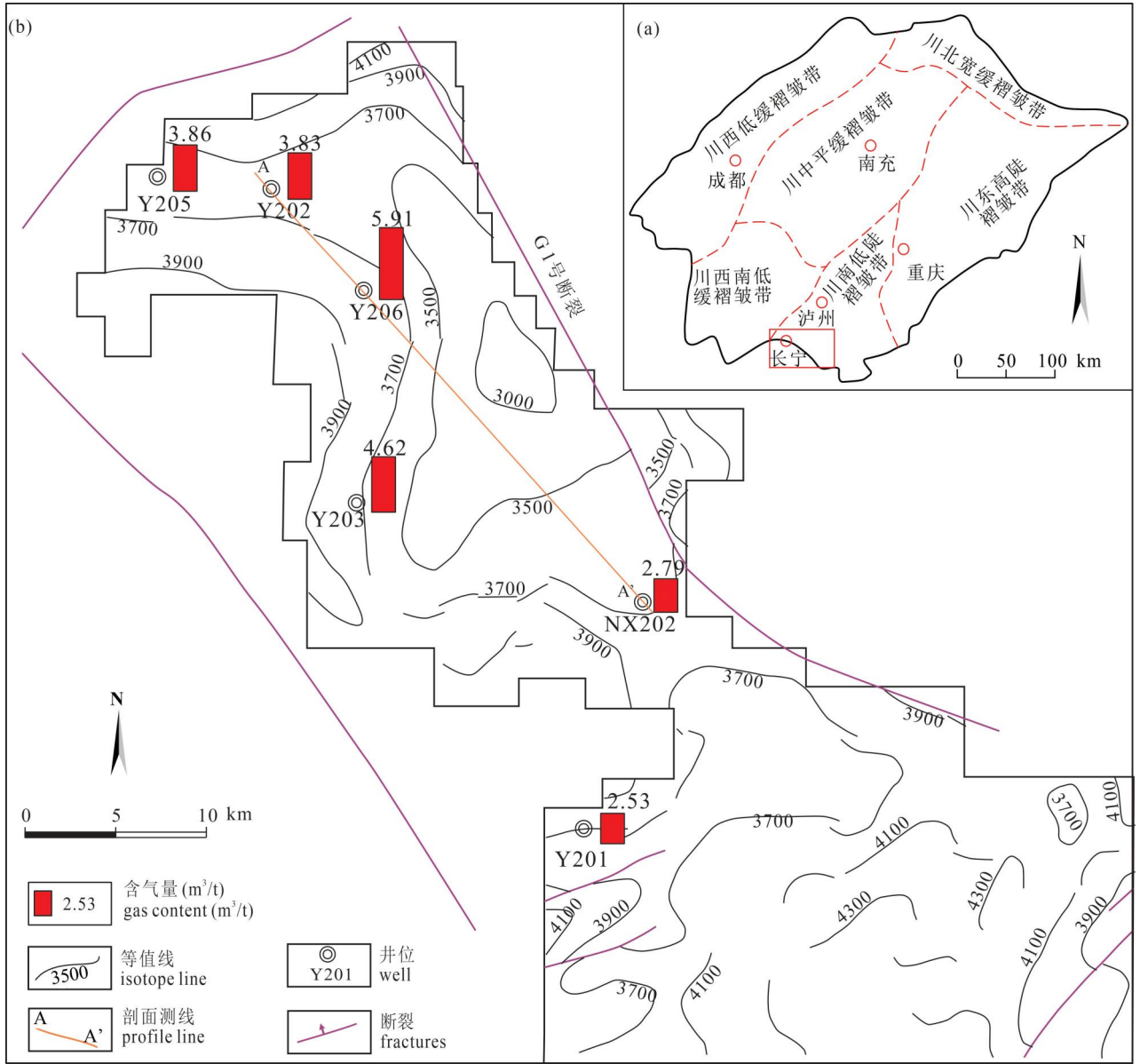


图1 四川盆地天宫堂地区构造位置图:(a)四川盆地构造划分图;(b)研究区五峰组底界埋深等值线图

Fig. 1 Tectonic location map of the Tiangongtang area, Sichuan Basin; (a) tectonic division map of the Sichuan Basin; (b) contour map of the burial depth of the base of the Wufeng Formation in the study area

介于0.5~4.5 km,断距介于20~50 m,地震剖面中表现为挠曲错断和褶皱断裂形态。

平面上,天宫堂地区的断裂平面分布主要为NE向、NW向及少量NWW向(图2)。其中NE向断裂发育广泛,覆盖各级断裂规模,主要分布在北部和南部构造边缘。其走向与四川盆地区域构造一致,主要受区域构造抬升和青藏高原东扩影响。NW向断裂平行于研究区主体构造走向,主要分布于构造东西边缘及中部,断裂的发育主要受到喜马拉雅期NNE—SSW向区域构造应力的控制。NWW向断裂

形成于早期沉降阶段的NW向挤压和SN向挤压作用,主要分布于研究区中部。

剖面上,根据AA'测线的地震资料,识别出下寒武统筇竹寺组底部(C_{1q})、上奥陶统五峰组底部(O_{3w})和下二叠统梁山组底部(P_{1l})等地层界面(图3),结合不同部位断裂发育特征,断裂组合样式主要包括:背冲背斜式、叠瓦式、冲断背斜式(表1)。相比于泸州地区隔档式作用形成的对冲向斜式、叠瓦式、背冲向斜式,与焦石坝地区自东向西冲断、逆冲—滑脱和滑脱褶皱作用形成的背冲背斜式和滑脱

表 1 四川盆地天官堂地区断裂组合样式特征要素表

Table 1 Table of fault combination styles and characteristic elements in Tiangongtang area, Sichuan Basin

断裂组合样式	示意图	地震剖面	发育部位
叠瓦式	(a-1)	(a-2)	沿轴线方向的背斜核部或斜坡处, Y206 井周围
冲断背斜式	(b-1)	(b-2)	背斜低部位向高部位, 即斜坡区向背斜核部, Y202 井周围
背冲背斜式	(c-1)	(c-2)	背斜核部, NX202 井靠近 F ₁ 断裂方向, Y202 和 Y203 远离 F ₁ 和 F ₂ 断裂

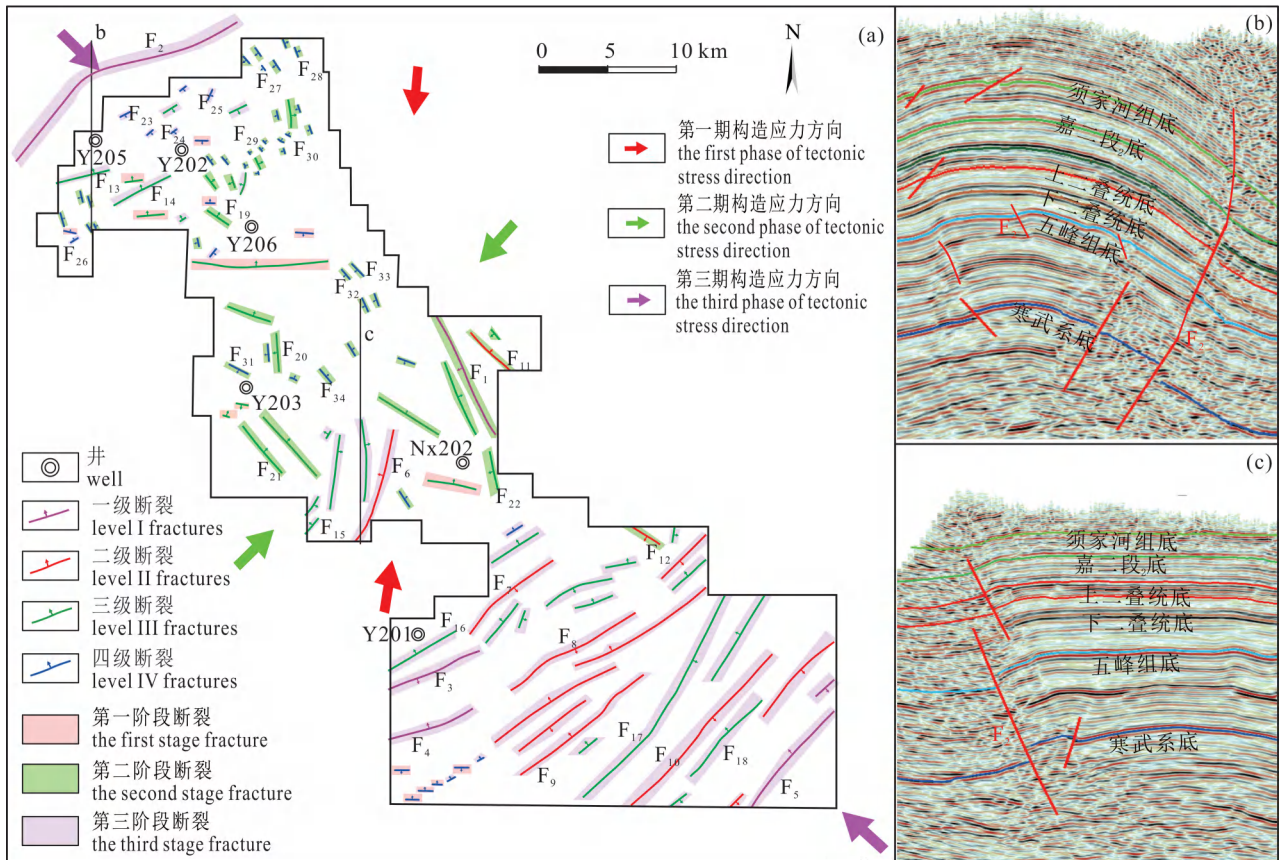
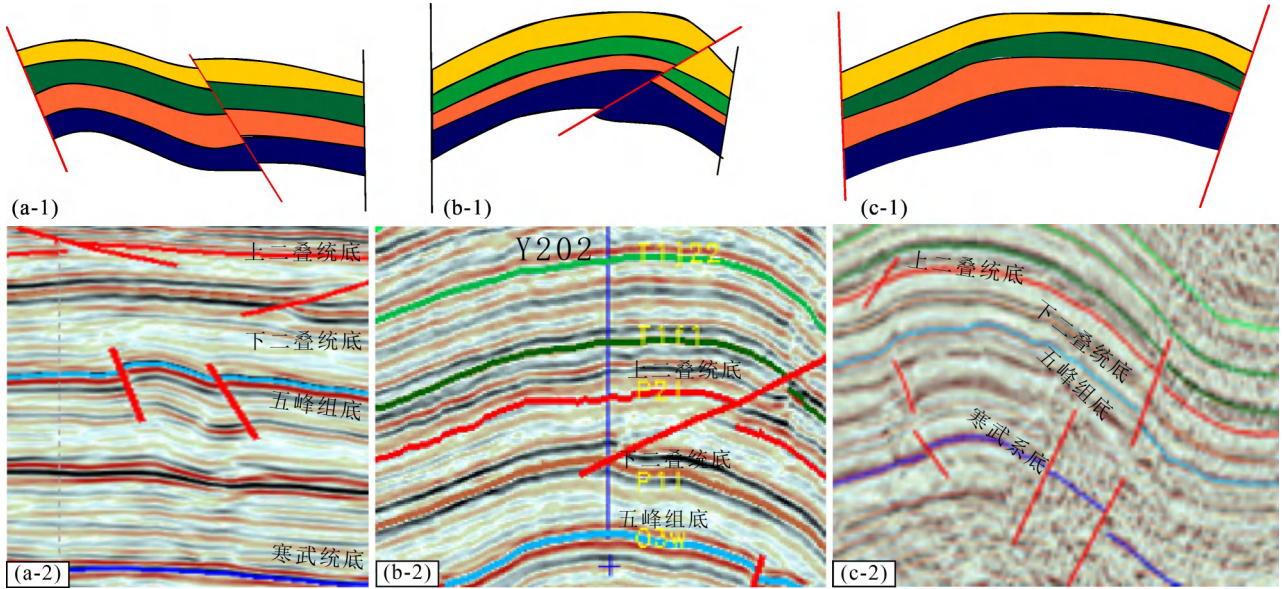


图 2 四川盆地天官堂地区各级断裂平面分布及断层特征图

Fig. 2 Planar distribution and fault characteristics diagram of faults at all levels in Tiangongtang area, Sichuan Basin

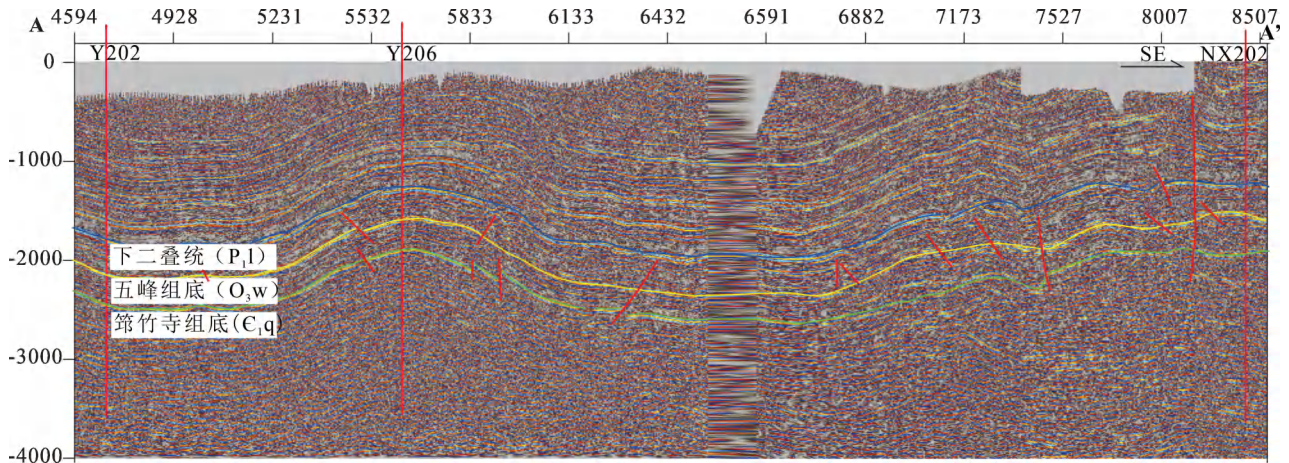


图3 四川盆地天官堂地区 AA'地震剖面图

Fig. 3 Seismic cross-section AA' of the Tiangongtang area, Sichuan Basin

表2 四川盆地天官堂地区页岩气井储层品质参数统计表

Table 2 Statistical table of reservoir quality parameters for shale gas wells in Tiangongtang area, Sichuan Basin

井号	埋深 (m)	TOC (%)	孔隙度 (%)	硅质矿物含量 (%)	孔体积 ($\times 10^{-3} \text{ cm}^3/\text{g}$)		比表面积 (m^2/g)		含气量 (m^3/t)
					微孔	介孔	微孔	介孔	
Y202	3521.5	3.83	4.74	69.85	-	-	-	-	3.84
Y203	3792.3	4.01	5.34	72.68	-	-	-	-	4.01
Y201	3661.1	4.11	4.54	73.96	-	-	-	-	2.53
Y205	3442	4.08	5.74	78.34	3~5/4	15~24/19	5.9~9.3/7.3	15.3~22.4/19.0	3.86
Y206	3889.9	3.91	5.72	78.55	3~5/4	11~20/15	12.8~24.3/18.9	4.3~7.7/6.1	6.48
NX202	3950.3	3.92	2.63	77.04	2~6/4	6~19/12	6.9~27.3/17.5	3.7~6.1/4.0	2.53

注: 0.015~0.024/0.019=最小值~最大值/平均数; -表示未做测试

表3 四川盆地天官堂地区页岩气井距断裂距离、压力系数和含气量统计表

Table 3 Statistical table of distance from fault, pressure coefficient and gas content of shale gas wells in Tiangongtang area, Sichuan Basin

区块	井号	埋深 (m)	距断裂距离 (km)				压力系数	含气量 (m^3/t)
			I级断裂	II级断裂	III级断裂	IV级断裂		
天官堂	Y202	3521.5	7.91	-	2.32	3.72	1.78	3.84
	Y203	3792.3	8.96	8.63	2.51	1.33	1.90	4.01
	Y201	3661.1	3.02	3.74	1.39	2.65	1.68	2.53
	Y205	3442.0	5.54	-	2.25	5.13	1.45	3.86
	Y206	3889.9	8.63	-	2.98	1.95	1.72	6.48
	NX202	3950.3	3.17	5.13	1.81	5.82	1.32	2.79

逆冲楔状式等存在差异。此外,同一构造区内不同部位由于构造作用的不同使得断裂组合样式存在差异,研究区叠瓦式断裂主要发育于沿轴线方向的背斜核部或斜坡处,在 Y206 井的地震剖面中可见;背冲背斜式断裂主要分布于背斜核部,过“G1”号断裂附近最为显著;冲断背斜式断裂主要发育在斜坡区向背斜核部方向,在背斜西南一侧(Y202)可见。

2.2 断裂演化特征

天官堂地区断裂的形成受四川盆地多期区域构造演化的控制,印支期以前即加里东运动和海西期主要表现为伸展构造背景 (Richardson et al., 2008),地层仅发育微褶皱,断层以小规模正断层为主。印支期到燕山早期,区域应力场挤压作用导致地层褶皱变形,早期正断层发生反转,开始发育少量

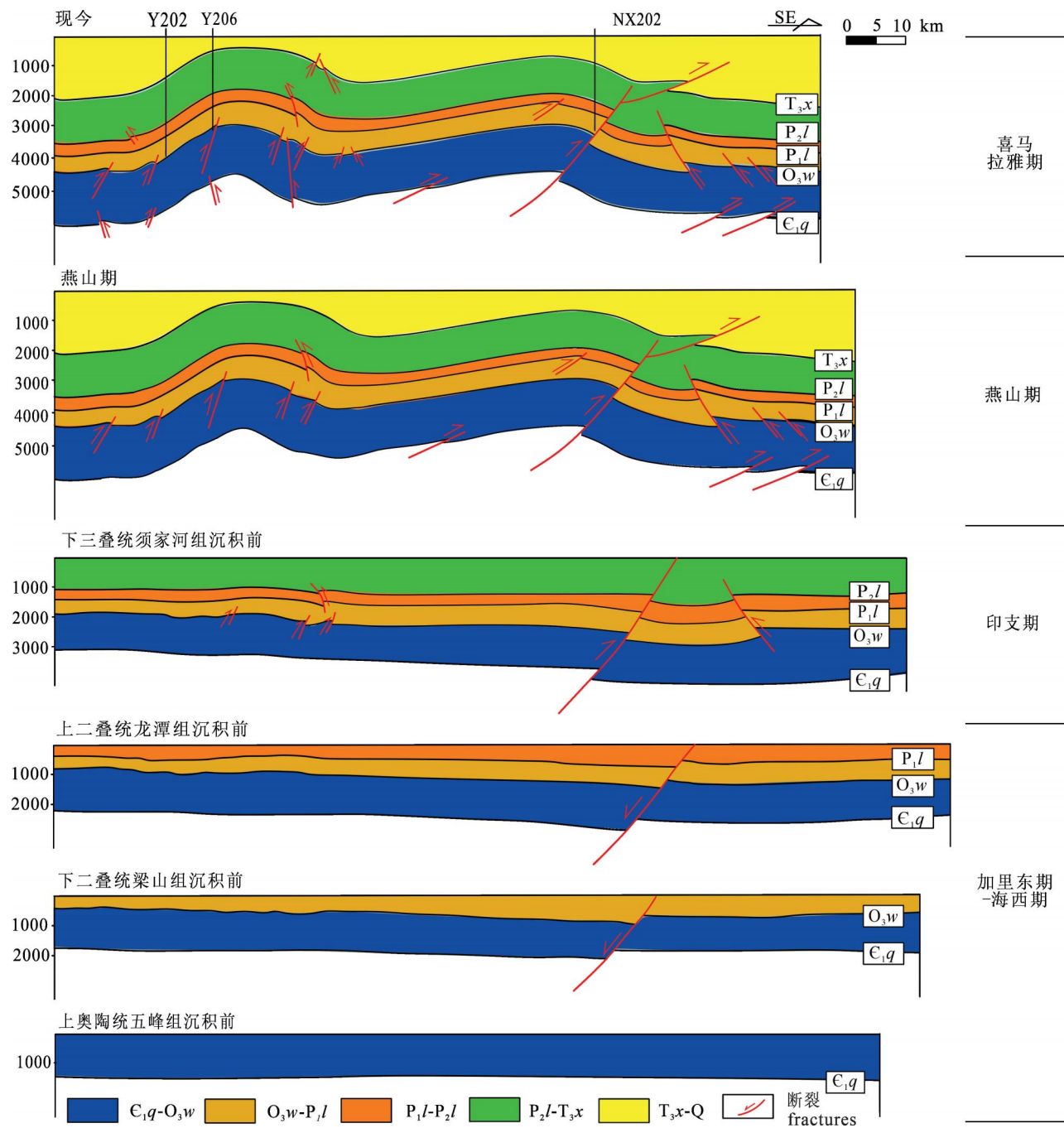


图 4 四川盆地天宫堂地区 AA'构造平衡剖面

Fig. 4 Structural balance cross-section AA' in Tiangongtang area, Sichuan Basin

小规模逆断层。燕山期—喜马拉雅期,受江南—雪峰山隆起的挤压作用及青藏高原隆升的影响,研究区形成现今的构造格局。该阶段发育大量大规模和小规模断裂,快速隆升作用导致地层严重剥蚀,对页岩气保存产生显著影响(图 4)。

3 断裂对页岩气保存的影响

从天宫堂地区勘探实践可知,研究区页岩储层

地质条件优越,其具体特征包括:TOC 含量整体较高,均值为 3.98%;孔隙度介于 2.63%~5.74%;硅质矿物含量均值在 75%以上;微孔孔体积均值为 0.004 cm³/g,介孔孔体积均值为 0.016 cm³/g,微孔比表面积均值为 18.8 m²/g,介孔比表面积均值为 6.1 m²/g(表 2)。研究区内地质储层条件差异较小,TOC 含量、孔隙度及矿物组成较为均匀,微孔、介孔发育良好。因此,储层地质条件并不是造成页

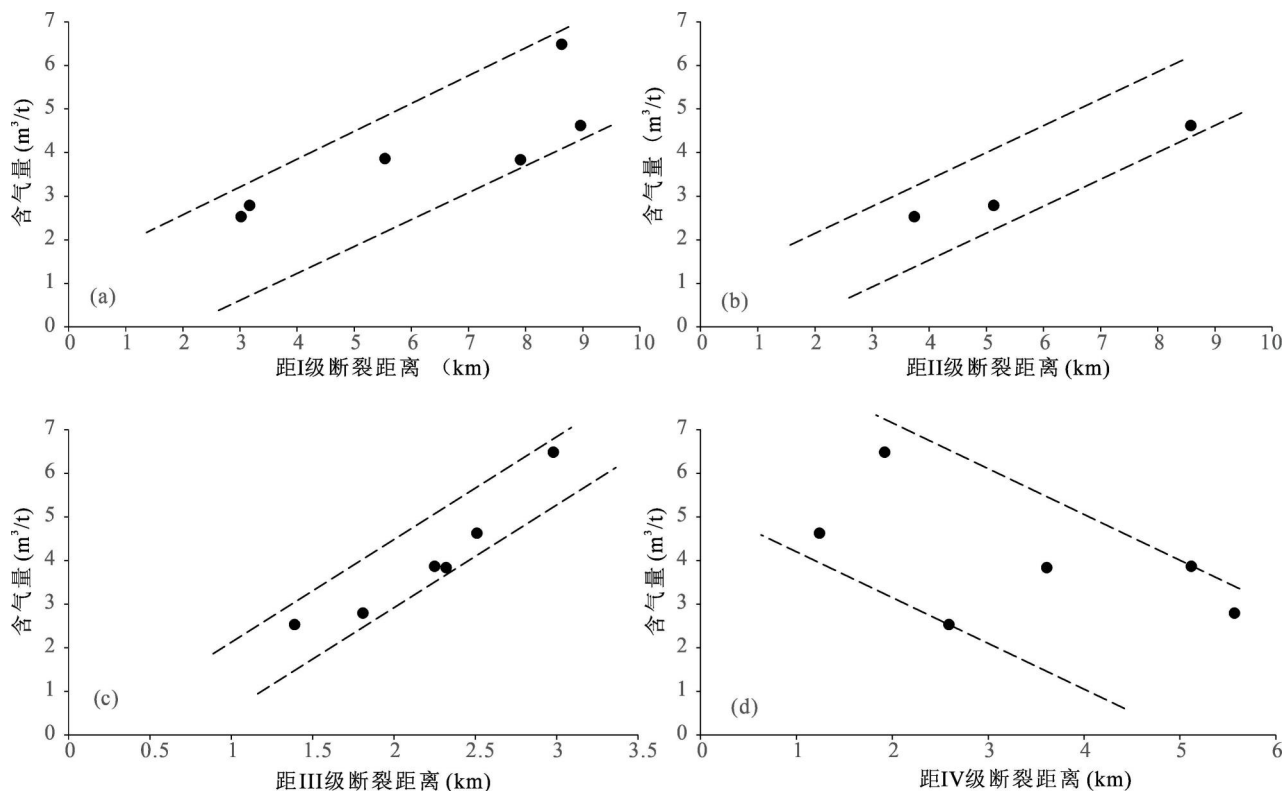


图5 四川盆地天宫堂地区探井距各级次断层距离与含气量关系图: (a)距I级断裂距离与含气量关系; (b)距II级断裂距离与含气量关系; (c)距III级断裂距离与含气量关系; (d)距IV级断裂距离与含气量关系

Fig. 5 The relationship between the distance from the exploration well to each level of fault and the gas content in Tiangongtang area, Sichuan Basin: (a) — (d) the relationship between the distance from the I ~ IV level fault and the gas content

岩气保存差异的主要因素。研究区页岩储层的顶底板均具有更低的孔隙度、渗透率和密度条件,形成较强的物性封闭,均能够起到良好的封闭作用(崔哲等,2020;宋岩等,2023)。大量研究表明,构造运动形成的断裂及其规模将直接影响气藏的垂向和侧向封闭能力,规模越大,破坏越强,通天断裂对页岩气保存的影响显著(Ding Wenlong et al., 2012; He Shun et al., 2022; Zhang Xiaoming et al., 2023; Nie Haikuan et al., 2023)。

一般认为,不同的断裂组合样式对页岩气的保存影响程度不同。泸州地区在构造相对平缓的向斜区形成的构造样式有利于页岩气保存,如在福集向斜、得胜向斜、来苏向斜等构造区发育的背冲向斜式,在宜定向斜和云锦向斜发育的对冲向斜式(蔡景顺等,2024)。焦石坝地区在核部和两翼构造较为平缓,发育的背冲背斜式有利于页岩气保存,南部的乌江断背斜带断裂重叠发育的滑脱逆冲楔状式不利于页岩气保存(胡明等,2017)。天宫堂地区在靠近“G1”号断裂发育的背冲背斜式(NX202井周围)

不利于页岩气保存,而远离断层部位发育背斜核部发育的背冲背斜式和冲断背斜式(Y202、Y203井周围)有利于页岩气保存。

页岩储层的含气性与断裂规模及距离具有显著相关性,不同级次断裂对页岩气保存的影响范围存在差异。以页岩气储层工业含气量 $3.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 为下限,天宫堂地区的含气量分布距I级断裂距离大于5 km、距II级断裂距离大于3~5 km、距III级断裂距离大于2 km以上时页岩气含气量较高,IV级断裂对页岩气保存影响较小,距离不再是主要因素(图5)。断裂的发育对页岩气保存具有双重作用,既有大规模断裂(I级和II级)的破坏性作用,提供了页岩气逸散的通道,导致含气量下降,也有小规模断裂提升储集空间的积极作用。例如,NX202井距“F₁”I级断裂的距离不足3 km,其页岩储层品质与其他部位相近,但含气量明显较低,含水饱和度较高,测试产量仅为微气。这表明大规模断裂及其周围形成的断裂通道对页岩气保存有显著的破坏作用。此外,结合不同部位发育的断裂样式及实际勘探结果,认为

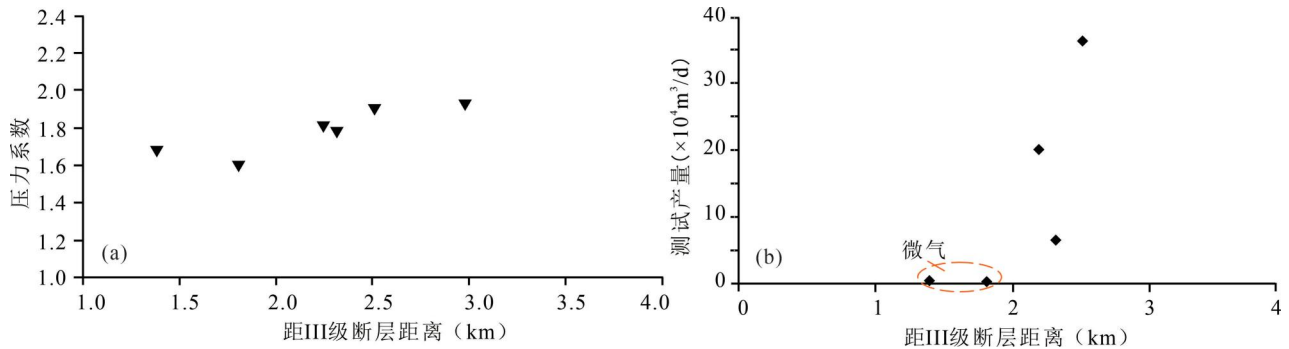


图 6 四川盆地天宫堂地区页岩气井压力系数和测试产量与距 III 级断层距离的关系

Fig. 6 Relationship between shale gas well pressure coefficient, tested production, and distance from Level III faults in Tiangongtang area, Sichuan Basin

在构造核部及其周围易形成大规模断裂的部位发育的背斜背冲式、冲断背斜式对页岩气保存条件不利。

除了对页岩气藏封闭能力的影响外,断裂的发育对研究区内页岩气藏地层压力也具有显著的破坏作用。整体表现为:距离断裂发育位置越近,气藏越容易因泄压而被破坏。天宫堂地区整体处于高压区,压力系数大于 1.2。然而,地层压力系数与断裂距离具有较好的正相关性:距离断裂越远,地层压力系数越高,页岩气的保存条件越好(图 6,表 3)。这表明断裂发育不仅削弱了气藏的侧向和垂向封闭能力,同时也是地层压力下降的主要因素之一。

表 4 四川盆地天宫堂地区五峰组—龙马溪组页岩流体包裹体测试数据

Table 4 Fluid inclusion test data of shale in the Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Tiangongtang area, Sichuan Basin

井号	井深(m)	宿主矿物	均一温度(°C)	备注
Y202	3502.53	石膏	180~205	李林豪等,
Y208	3830.37	方解石	140~188	2024
Y201	3644.10	方解石	148~240	梁志凯等,
NX202	3895.36	石英及方解石	151~208	2022

此外,研究区断裂充填物(石膏、石英、方解石)包裹体均一温度测定,可以获得反映构造活动时期形成断裂时捕获流体的温度。五峰组—龙马溪组页岩经历 3 次流体充注活动(表 4;梁志凯等,2022;李林豪等,2024),与埋藏热演化史结合(图 7),持续埋藏阶段仅小规模断裂,捕获流体温度较高(180°C 以上),页岩气保存较好,抬升期形成大量断裂,捕获流体温度多介于 120~160°C 和 160~180°C,页岩气保存较差。天宫堂地区北部流体温度较为集中,反

映断裂封闭性好,有利于页岩气保存;南部流体温度分期显著,反映构造活动强烈,页岩气保存条件差。

综上,断裂规模、断裂样式及其伴生裂缝的发育对页岩气的保存具有双重作用,断裂及裂缝的发育可以提高页岩气的侧向渗流能力,增强储层的渗透性;断裂及其附近裂缝容易形成垂向运移通道,使吸附气解吸为游离气,导致游离气散失,地层压力下降,从而破坏页岩气的保存条件。天宫堂地区的实际勘探结果表明,断裂对页岩气保存的影响以破坏作用为主。这也是研究区内页岩气差异性富集的核心原因之一。距离断裂较远,地层压力高的区域往往具有更好的页岩气保存条件,而靠近大型断裂的区域则因泄压和逸散作用导致页岩气保存条件较差。

4 页岩气保存机制

综合前述研究认识,有利于页岩气保存的因素:①高有机质含量,易于产生较多页岩气,有利于形成较高的含气量;②高介孔孔体积和高介孔比表面积,为吸附气提供更多空间,提高页岩储气潜力;③小断裂规模(III级、IV级)发育且距断裂距离远,降低页岩气的逸散;④高地层压力,能够有效抑制游离气的散失。

研究区页岩气保存能力受断裂发育与埋藏演化阶段的控制。结合典型井埋藏史与断裂发育的匹配关系,页岩气保存条件的演化机制可分为以下 3 个阶段:①持续沉降埋藏阶段(印支期—燕山运动晚期),该阶段以沉降为主,断裂发育较少,主要形成小断裂规模,区内最大古埋深在 6500~7500 m,该阶段已开始大量生气,页岩气保存条件相对较好;②缓慢抬升阶段(燕山运动晚期—喜马拉雅运动早期),

沉降逐渐转变为挤压抬升作用,断裂活动显著增强,形成了较多的大规模断裂,此阶段对页岩气的保存条件影响显著,以破坏作用为主;③快速抬升阶段(喜马拉雅运动中期—现今),构造挤压作用对已有

断裂持续改造,对页岩气保存条件的破坏性影响进一步加剧(图2,图7)。

川南地区典型井热演化程度随着井的最大古埋深而增加,结合前人通过采用相似环境页岩样品热

模拟实验所建立的四川盆地五峰组—龙马溪组页岩的热演化过程和生排烃特征,可知生烃潜力会随着热演化程度增加而降低,研究区构造活动的复杂性增加了不同构造部位页岩气保存能力的不确定性,因此对比区内高产井(Y203)和低产井(NX202)在埋藏演化过程中断裂发育特征,以明确研究区页岩气保存机制。NX202井在持续埋藏过程中已达到过成熟阶段,周围发育I级(F_1)级大断裂,在抬升至现今埋藏 R_o 达3.56%,地层压力系数1.32,各规模断裂均发育较多,探井距断裂距离较近(表2);Y203井在持续埋藏过程中达到高成熟阶段,周围未发育I级/II级大断裂,在抬升至现今埋藏已处于过成熟阶段(R_o 为3.15%),地层压力系数1.9,各规模断裂均有发育,探井距断裂距离较远。因此,进入高一过成熟阶段时期越晚、周围断裂规模较小、距断裂距离远、地层压力高是天宫堂地区不同构造部位五峰组—龙马溪组页岩储层具有良好的保存能力的最主要原因。

5 结论

(1) 天宫堂地区五峰组—龙马溪组主要发育四级断裂,构造边缘地区发育I级断层,北部以III、IV级断层为主,南部发育较多的II、III、IV级断层。

(2) 天宫堂地区受江南—雪峰陆内造山运动、黔中古陆隆起、印度板块的北移及青藏高原的隆升等多期构造运动影响,主

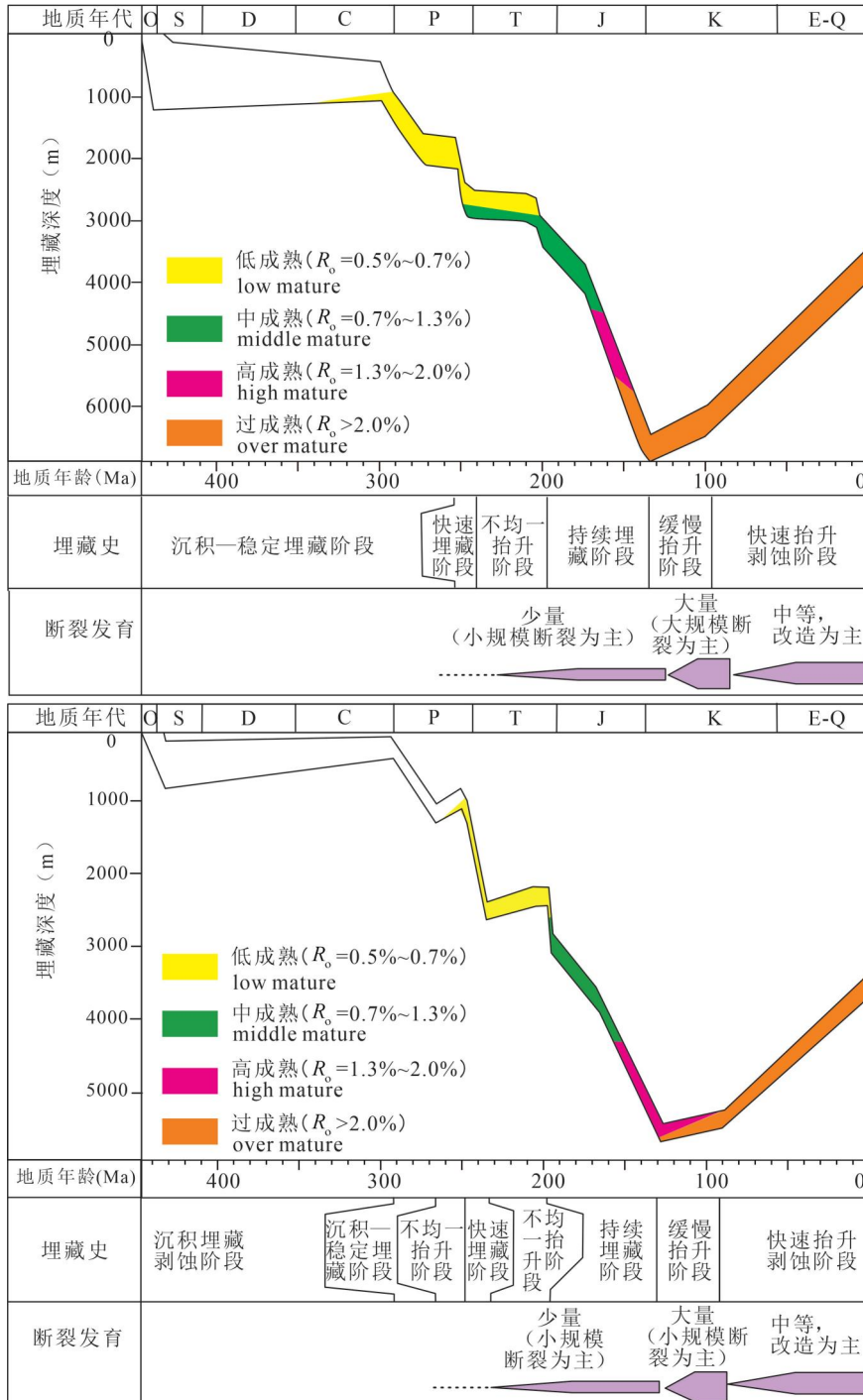


图7 四川盆地天宫堂地区NX202井和Y203井五峰组—龙马溪组构造埋藏史与断裂发育关系图

Fig. 7 Structural burial history and fault development relationship diagram for the Wufeng Formation—Longmaxi Formation in the NX202 and Y203 Wells of the Tiangongtang area, Sichuan Basin

要为 3 个演化阶段:燕山晚期受 SN 向挤压形成 NW 向和 NWW 向为主的断裂;喜马拉雅早期受 NNE—SSW 向挤压形成 NW 向为主的断裂;喜马拉雅中期以来受 NWW—SEE 向区域构造走滑应力作用下形成 NE 向为主的断裂。

(3) 不同规模断裂对页岩气保存影响范围存在差异,距 I 级断层距离大于 5 km,距 II 级断层距离大于 5 km 和距 III 级断层距离 2 km 以上时,含气量均在 $3.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 以上,整体表现为距离越远,页岩气保存条件越好,含气量越高。

(4) 不同构造演化阶段断裂发育程度存在差异从而对页岩气的保存具有一定差异影响,持续埋藏过程中形成小规模断裂且数量较少,对页岩气的保存影响较小;缓慢抬升阶段发育大量大规模断裂,保存条件遭到破坏,对页岩气的保存影响严重;快速抬升阶段断裂发育及断裂改造较多,对页岩气的保存影响较大。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

蔡景顺, 杨少航, 薛萌, 赵慧言, 马诗杰, 罗良, 李乐丽娜, 邓夏. 2024. 长宁和泸州地区构造变形差异性及其对页岩气保存的影响. 断块油气田, 31(2): 177~186.

曾韬, 凡睿, 夏文谦, 邹玉涛, 石司宇. 2023. 四川盆地东部走滑断裂识别与特征分析及形成演化: 以涪陵地区为例. 地质前缘, 30(3): 366~385.

崔哲, 杨威, 王乾石, 左如斯, 蔡剑锋, 崔政劫, 徐亮, 李兰, 顾小敏. 2020. 顶底板封闭性对四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩气差异富集的影响. 海相油气地质, 25(3): 243~252.

邓宾, 刘树根, 姚根顺, 廖芸, 张本健, 张航, 孙玮, 吴娟, 刘文平, 吴伟, 李文正, 鲁鹏达, 王恒, 刘重江, 张智南. 2024. 四川超高级含气盆地中生界大中型气田分布规律及其主控因素. 天然气工业, 44(7): 54~76.

丁佳彤, 陈孔全, 汤济广, 庾秀松, 张斗中. 2023. 页岩气富集与保存条件差异研究——以焦石坝—武隆地区为例. 石油地球物理勘探, 58(6): 1472~1480.

郭旭升. 2014. 南海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识. 地质学报, 88(7): 1209~1218.

何登发, 鲁人齐, 黄涵宇, 王晓山, 姜华, 张伟康. 2019. 长宁页岩气开发区地震的构造地质背景. 石油勘探与开发, 46(5): 993~1006.

何骁, 陈更生, 吴建发, 刘勇, 伍师, 张鉴, 张小涛. 2022. 四川盆地南部地区深层页岩气勘探开发新进展与挑战. 天然气工业, 42(8): 24~34.

何骁, 吴建发, 雍锐, 赵圣贤, 周小金, 张洞君, 张德良, 钟成旭. 2021. 四川盆地长宁—威远区块海相页岩气田成藏条件及勘探开发关键技术. 石油学报, 42(2): 259~272.

何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 李双建, 许锦. 2017. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路. 天然气

地球科学, 28(5): 724~733.

胡明, 黄文斌, 李加玉. 2017. 构造特征对页岩气井产能的影响——以涪陵页岩气田焦石坝区块为例. 天然气工业, 37(8): 31~39.

姜磊. 2019. 强改造作用下川南中生界页岩气保存条件研究. 导师: 刘树根. 成都: 成都理工大学博士学位论文.

李林豪, 范存辉, 赵圣贤, 刘绍军, 徐飞, 聂珊, 余亚伟. 2024. 四川盆地天宫堂地区下志留统龙马溪组天然裂缝特征及形成期次. 石油实验地质, 46(3): 472~482.

李智, 张仲培, 李双建, 夏文谦. 2024. 川东南綦江地区断裂体系特征及其控藏作用. 天然气地球科学, 35(11): 1999~2011.

梁志凯, 姜振学, 吴伟, 郭婕, 王孟, 刘冬冬, 聂舟, 薛子鑫. 2022. 川南长宁地区不同构造单元五峰组—龙马溪组流体包裹体特征及其地质意义. 中南大学学报(自然科学版), 53(9): 3652~3665.

刘安, 王强, 陈孝红, 李旭兵, 张保民, 李海, 李继涛. 2022. 中扬子北缘冲断构造带的古流体记录及其对页岩气保存意义——以保地 1 井为例. 石油实验地质, 44(4): 620~628.

聂海宽, 党伟, 张珂, 苏海琨, 丁江辉, 李东晖, 刘喜武, 李沛, 李鹏, 杨升宇, 赵建华, 刘秘, 陈前, 孙川翔, 王鹏威, 刘子骅. 2024. 中国页岩气研究与发展 20 年: 回顾与展望. 天然气工业, 44(3): 20~52.

聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 杜伟. 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集. 石油学报, 37(5): 557~571.

蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 包书景, 刘鑫金. 2010. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析. 石油学报, 31(2): 225~230.

商晓飞, 段太忠, 包汉勇, 龙胜祥, 李东晖. 2023. 基于裂缝相表征的页岩气藏天然裂缝新模型——以涪陵页岩气田焦石坝区块为例. 天然气工业, 43(6): 44~56.

宋岩, 李卓, 姜振学, 刘达东, 唐相路, 张昆, 唐令. 2023. 中国南海相页岩气保存机理及模式. 地质学报, 97(9): 2858~2873.

田方磊, 赵小辉, 刘欢, 何登发, 鲁国, 张巧依. 2023. 四川盆地中部高陡断裂构造变形特征与断裂性质. 地质科学, 58(1): 70~85.

庾秀松, 陈孔全, 罗顺社, 汤济广, 张斗中, 沈均均. 2020. 四川盆地东南缘齐岳山断裂构造特征与页岩气保存条件. 石油与天然气地质, 41(5): 1017~1027.

王志刚. 2015. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示. 石油与天然气地质, 36(1): 1~6.

吴建发, 吴娟, 刘文平, 周政, 罗超, 吴伟, 李小佳, 邓宾. 2021. 页岩气成藏过程的阶段划分——以四川盆地宁西地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏过程为例. 天然气工业, 41(1): 83~92.

杨少航, 罗良, 马诗杰, 薛萌, 曾联波, 聂舟, 犹钰玲, 周扬帆. 2024. 川南长宁地区构造变形特征及对页岩气保存条件的影响. 现代地质, 38(6): 1458~1472.

姚程鹏, 伏海蛟, 马英哲, 严德天, 汪虎, 李跃国, 王佳伟. 2022. 泸州区块深层页岩气裂缝脉体发育特征及成脉流体活动. 地球科学, 47(5): 1684~1693.

余光春, 魏祥峰, 李飞, 刘珠江. 2020. 上扬子地区断裂活动对页岩气保存的破坏作用. 石油实验地质, 42(3): 355~362.

张梦琳, 李郭琴, 何嘉, 衡德. 2022. 川西南缘天宫堂构造奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素. 岩性油气藏, 34(2): 141~151.

赵圣贤, 夏自强, 刘文平, 张成林, 张鉴, 文莉, 何沅翰, 王重善. 2022. 四川盆地南部泸 203 井区五峰组—龙马溪组页岩裂缝

- 特征及形成演化. 油气地质与采收率, 29(5): 28~38.
- 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 王兰生, 王兴志, 罗超, 田冲. 2016. 四川盆地地下志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比. 天然气地球科学, 27(3): 470~487.
- 赵文韬, 荆铁亚, 吴斌, 周游, 熊鑫. 2018. 断裂对页岩气保存条件的影响机制——以渝东南地区五峰组—龙马溪组为例. 天然气地球科学, 29(9): 1333~1344.
- 邹才能, 董大忠, 熊伟, 傅国友, 赵群, 刘雯, 孔维亮, 张琴, 蔡光银, 王玉满, 梁峰, 刘翰林, 邱振. 2024. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策. 石油与天然气地质, 45(2): 309~326.
- Cai Jingshun, Yang Shaohang, Xue Meng, Zhao Huiyan, Ma Shijie, Luo Liang, Li Lelina, Deng Xia. 2024&. Differences in structural deformation and its influence on shale gas preservation in Changning and Luzhou areas. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 31(2): 177~186.
- Cui Zhe, Yang Wei, Wang Qianyou, Zuo Rusi, Cai Jianfeng, Cui Zhengjie, Xu Liang, Li Lan, Gu Xiaomin. 2020&. Sealing property of roof and floor of Wufeng Formation—Longmaxi Formation and its influence on shale gas differential enrichment in Sichuan Basin and its surrounding areas. *Marine Origin Petroleum Geology*, 25(3): 243~252.
- Deng Bin, Liu Shugen, Yao Genshun, Liao Yun, Zhang Benjian, Zhang Hang, Sun Wei, Wu Juan, Liu Wenping, Wu Wei, Li Wenzheng, Lu Pengda, Wang Heng, Liu Chongjiang, Zhang Zhinan. 2024&. Distribution pattern and main controlling factors of Paleozoic giant- and medium-sized gas fields of the Sichuan super gas basin in Southwest China. *Natural Gas Industry*, 44(7): 54~76.
- Ding Jiatong, Chen Kongquan, Tang Jiguang, Tuo Xiusong, Zhang Douzhong. 2023&. A study on differences of shale gas enrichment and preservation conditions; Taking the Jiaoshiba—Wulong area as an example. *Oil Geophysical Prospecting*, 58(6): 1472~1480.
- Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, Xu Changchun, Jiu Kai, Zeng Weite, Wu Liming. 2012. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation. *Geoscience Frontiers*, 3(1): 97~105.
- Guo Xusheng. 2014&. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in Southern China—Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan basin and its surrounding area. *Acta Geologica Sinica*, 88(7): 1209~1218.
- He Dengfa, Lu Renqi, Huang Hanyu, Wang Xiaoshan, Jiang Hua, Zhang Weikang. 2019&. Tectonic and geological background of the earthquake hazards in Changning shale gas development zone, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 46(5): 993~1006.
- He Shun, Qin Qirong, Qin Zhangjin, Zhou Jiling. 2022. Natural fracture development characteristics and their relationship with gas contents—A case study of Wufeng—Longmaxi Formation in Luzhou area, southern Sichuan basin, China. *ACS Omega*, 7(38): 34066~34079.
- He Xiao, Chen Gengsheng, Wu Jianfa, Liu Yong, Wu Shuai, Zhang Jian, Zhang Xiaotao. 2022. Deep shale gas exploration and development in the southern Sichuan Basin: New progress and challenges. *Natural Gas Industry*, 42(8): 24~34.
- He Xiao, Wu Jianfa, Yong Rui, Zhao Shengxian, Zhou Xiaojin, Zhang Dongjun, Zhang Deliang, Zhong Chengxu. 2021&. Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning—Weiyuan block, Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 42(2): 259~272.
- He Zhiliang, Hu Zongquan, Nie Haikuan, Li Shuangjian, Xu Jin. 2017&. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng—Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction—transformation evolution sequence. *Natural Gas Geoscience*, 28(5): 724~733.
- Hu Ming, Huang Wenbin, Li Jiayu. 2017&. Effects of structural characteristics on the productivity of shale gas wells: A case study on the Jiaoshiba Block in the Fuling Shale gasfield, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 37(8): 31~39.
- Jiang Lei. 2019&. Research on the preservation conditions of lower Paleozoic shale gas in southern Sichuan under strong transformation. Supervisor: Liu Shugen. Chengdu: Chengdu University of Technology Doctoral Dissertation; 1~165.
- Li Linhao, Fan Cunhui, Zhao Shengxian, Liu Shaojun, Xu Fei, Nie Shan, Yu Yawei. 2024&. Characteristics and formation stages of natural fractures in Lower Silurian Longmaxi Formation in Tiangongtang area of Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 46(3): 472~482.
- Li Zhi, Zhang Zhongpei, Li Shuangjian, Xia Wenqian. 2024&. Characteristics of fault systems and their reservoir control in the Qijiang area of southeastern Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 35(11): 1999~2011.
- Liang Zhikai, Jiang Zhenxue, Wu Wei, Guo Jie, Wang Meng, Liu Dongdong, Nie Zhou, Xue Zixin. 2022&. Characteristics and geological significance of fluid inclusion of Wufeng—Longmaxi Formation in different tectonic units in Changning area, southern Sichuan. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 53(9): 3652~3665.
- Liu An, Wang Qiang, Chen Xiaohong, Li Xubing, Zhang Baomin, Li Hai, Li Jitao. 2022&. Geochemical characteristics of paleo-fluids in thrust belt in the northern Middle Yangtze and its significance for shale gas preservation: A case study of well Baodi 1. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(4): 620~628.
- Nie Haikuan, Dang Wei, Zhang Ke, Su Haikun, Ding Jianghui, Li Donghui, Liu Xiwu, Li Pei, Li Peng, Yang Shengyu, Zhao Jianhua, Liu Mi, Chen Qian, Sun Chuanxiang, Wang Pengwei, Liu Ziyi. 2024&. Two decades of shale gas research & development in China; Review and prospects. *Natural Gas Industry*, 44(3): 20~52.
- Nie Haikuan, Jin Zhijun, Bian Ruikang, Du Wei. 2016&. The “source-cap hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 557~571.
- Nie Haikuan, Jin Zhijun, Li Pei, Jay Katz B, Dang Wei, Liu Quanyou, Ding Jianghui, Jiang Shu, Li Donghui. 2023. Deep shale gas in the Ordovician—Silurian Wufeng - Longmaxi Formations of the Sichuan basin, SW China; Insights from reservoir characteristics, preservation conditions and development strategies. *Journal of Asian Earth Sciences*, 244: 105521.
- Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, Bao Shujing, Liu Xinjin. 2010&. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 31(2): 225~230.
- Richardson N J, Densmore A L, Seward D, Fowler A, Wipf M, Ellis M A, Yong Li, Zhang Y. 2008. Extraordinary denudation in the Sichuan basin: Insights from low-temperature thermochronology adjacent to the eastern margin of the Tibetan Plateau. *Journal of*

Geophysical Research: Solid Earth, 113(B4).

Shang Xiaofei, Duan Taizhong, Bao Hanyong, Long Shengxiang, Li Donghui. 2023#. A new model of natural fractures in shale gas reservoirs based on fracture facies characterization: A case study from the Jiaoshiba Block of the Fuling Shale Gas Field. *Natural Gas Industry*, 43(6): 44~56.

Song Yan, Li Zhuo, Jiang Zhenxue, Liu Dadong, Tang Xianglu, Zhang Kun, Tang Ling. 2023#. Preservation mechanism and model of marine shale gas in Southern China. *Acta Geologica Sinica*, 97(9): 2858~2873.

Tian Fanglei, Zhao Xiaohui, Liu Huan, He Dengfa, Lu Guo, Zhang Qiaoyi. 2023#. Structural characteristics and fault properties of deeprooted and steep faults in the central Sichuan Basin. *Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica)*, 58(1): 70~85.

Tuo Xiusong, Chen Kongquan, Luo Shunshu, Tang Jiguang, Zhang Douzhong, Shen Junjun. 2020#. Structural characteristics of Qiyueshan Fault and shale gas preservation at the southeastern margin of Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 41(5): 1017~1027.

Wang Zhigang. 2015#. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration. *Oil and Gas Geology*, 36(1): 1~6.

Wu Jianfa, Wu Juan, Liu Wenping, Zhou Zheng, Luo Chao, Wu Wei, Li Xiaojia, Deng Bin. 2021#. Stage division of shale gas accumulation process: An example from the Wufeng Formation—Longmaxi Formation shale gas reservoir in the Ningxi area of the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 41(1): 83~92.

Yang Shaohang, Luo Liang, Ma Shijie, Xue Meng, Zeng Lianbo, Nie Zhou, You Yuling, Zhou Yangfan. 2024#. Structural deformation and shale gas preservation conditions in the Changning area of the southern Sichuan basin. *Geoscience*, 38(6): 1458~1472.

Yao Chengpeng, Fu Haijiao, Ma Yingzhe, Yan Detian, Wang Hu, Li Yueguo, Wang Jiawei. 2022#. Development characteristics of deep shale fractured veins and vein forming fluid activities in Luzhou Block. *Earth Science*, 47(5): 1684~1693.

Yu Guangchun, Wei Xiangfeng, Li Fei, Liu Zhujiang. 2020#. Disruptive effects of faulting on shale gas preservation in Upper Yangtze region. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(3): 355~

362.

Zeng Tao, Fan Rui, Xia Wenqian, Zou Yutao, Shi Siyu. 2023#. Formation and evolution of strike-slip fault zones in the eastern Sichuan Basin and identification and characterization of the fault zones: A case study of the Fuling area. *Earth Science Frontiers*, 30(3): 366~385.

Zhang Menglin, Li Guoqin, He Jia, Heng De. 2022#. Main controlling factors of Ordovician Wufeng—Silurian Longmaxi shale gas enrichment in Tiangongtang structure, southwestern margin of Sichuan Basin. *Lithologic Reservoirs*, 34(2): 141~151.

Zhang Xiaoming, Wang Ren, Shi Wanzhong, Hu Qinrong, Xu Xiaofeng, Shu Zhiguo, Yang Yang, Feng Qian. 2023. Structure and lithofacies controlled natural fracture developments in shale: Implications for shale gas accumulation in the Wufeng—Longmaxi Formations, Fuling Field, Sichuan Basin, China. *Geoenergy Science and Engineering*, 223: 211572.

Zhao Shengxian, Xia Ziqiang, Liu Wenping, Zhang Chenglin, Zhang Jian, Wen Li, He Yuanhan, Wang Chongshan. 2022#. Fracture characteristics and evolution of Wufeng—Longmaxi Formation shale in Lu203 well area in southern Sichuan Basin. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 29(5): 28~38.

Zhao Shengxian, Yang Yueming, Zhang Jian, Wang Lansheng, Wang Xingzhi, Luo Chao, Tian Chong. 2016#. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China. *Natural Gas Geoscience*, 27(3): 470~487.

Zhao Wentao, Jing Tieya, Wu Bin, Zhou You, Xiong Xin. 2018#. Controlling mechanism of faults on the preservation conditions of shale gas: A case study of Wufeng—Longmaxi Formations in Southeast Chongqing. *Natural Gas Geoscience*, 29(9): 1333~1344.

Zou Caineng, Dong Dazhong, Xiong Wei, Fu Guoyou, Zhao Qun, Liu Wen, Kong Weiliang, Zhang Qin, Cai Guangyin, Wang Yuman, Liang Feng, Liu Hanlin, Qiu Zhen. 2024#. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China. *Oil & Gas Geology*, 45(2): 309~326.

Development of Wufeng Formation—Longmaxi Formation fault and shale gas preservation mechanism in Tiangongtang area, Sichuan Basin

LIU Wenping^{1, 2, 3)}, HE Yubo^{1, 2)}, LIU Chenglin^{1, 2)}, LIU Jia^{4, 5)}, XU Liang^{4, 5)}, WU Zhe^{4, 5)},
ZHONG Kesu^{4, 5)}, WU Qiuqi^{4, 5)}, LI Shuaizhi^{1, 2)}, LIU Ling^{1, 2)}

1) *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing, 102249;*

2) *College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249;*

3) *PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, 610051;*

4) *Key Laboratory of Shale Gas Evaluation and Exploitation of Sichuan Province, Chengdu, 610213;*

5) *Shale Gas Research Institute of PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, 610051*

Objectives: The deep shale gas resources in the Tiangongtang area of the Sichuan Basin are rich, but the exploration degree is relatively low. At the same time, the complex structural development conditions in this region seriously restrict the results of shale gas exploration and development.

Methods: This study is based on the shale geological features and seismic data of the research area, using

typical well data and balance profile restoration to investigate the fault development characteristics in the area and their effects on shale gas preservation.

Results: The study shows that: ① In the Tiangongtang area, the Wufeng Formation — Longmaxi Formation primarily develops four levels of fractures, with level I fractures mainly developed in the structural edge areas, level III and IV fractures dominant in the north, and level II, III, and IV fractures primarily developed in the south. ② The formation of fractures in the Tiangong Tang area is mainly divided into three stages: during the late Yanshan period, SN compression formed fractures predominantly in the NW and NWW directions; in the early Himalayan period, NNE—SSW compression formed fractures mainly in the NW direction; since the mid-Himalayan period, NWW—SEE regional tectonic strike-slip stress has resulted in the formation of NE-dominant fractures. ③ The influence of fractures on shale gas retention is characterized by an increased gas content the further away one is from the fault; different scales of fractures have varying impacts on shale gas retention. When the distance from level I fractures exceeds 5 km, level II fractures are between 3~5 km, and level III fractures exceed 2 km, the gas content exceeds $3.0 \text{ m}^3/\text{t}$, indicating good shale gas retention conditions; level IV fractures have a minimal impact on shale gas retention.

Conclusions: The development of faults varies significantly across different stages of burial evolution. During the burial stage, fault development is minimal, and its impact on shale gas preservation is negligible. During the slow uplift stage, large-scale fault development caused by compressive uplift severely damages preservation conditions. During the rapid uplift stage, fault development and reactivation further exacerbate shale gas loss. The study clarifies the shale gas preservation mechanism in the Tiangongtang area, providing theoretical support for further exploration and development.

Keywords: deep shale gas; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; Tiangongtang; shale gas

Acknowledgements: This study is supported by National Key R & D Program (No. 2021YFA071900) ; National Natural Science Foundation of China (No. 41872127) ; Chongqing Natural Science Foundation Innovation and Development Joint Fund Project (No. CSTB2024NSCQ-LZX0108) ; the China National Petroleum Corporation's science and technology project (No. 2023ZZ21-04) and the China National Petroleum Corporation's Southwest Oil and Gas Field Branch Shale Gas Research Institute-level special project (No. JS2022-35)

First author: LIU Wenping, male, born in 1987, Ph. D., is mainly engaged in comprehensive geological evaluation of shale gas; Email: 18801041042@163.com

Corresponding author: LIU Chenling, male, born in 1970, professor, Ph. D., supervisor, is mainly engaged in oil and gas geochemistry and resource evaluation, unconventional oil and gas geology research; Email: liucl@cup.edu.cn

Manuscript received on: 2024-10-26; Accepted on: 2025-06-05; Published online on: 2025-06-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2025.06.001

Edited by: LIU Zhiqiang