

https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.090



川南龙马溪组深层页岩气地质特征、 甜点评价问题与技术对策

傅国友^{1,2}, 邹才能^{1,3}, 王贵文¹, 赵群^{3,4}, 武瑾^{3,4}, 施振生^{3,4},
刘钰洋^{3,4}, 周天琪^{3,4}

1. 中国石油大学(北京), 北京 102249
2. 中国石油科技管理部, 北京 100007
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
4. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 河北廊坊 065007

摘要: 针对川南龙马溪组深层页岩气开发工程问题频发、建产不及预期等难题, 通过地质特征分析、开发问题梳理与成因探讨, 探索深层页岩气甜点评价技术对策。研究表明, 川南龙马溪组深层(埋深>3 500 m)页岩气储层具有沉积相变复杂、断层裂缝与微幅构造发育、地应力高且复杂、高温高流体压力、局部低电阻等地质特征, 储层非均质性与工程复杂性远高于中深层。利用现有页岩气甜点评价技术优选出的深层甜点区, 开发中出现局部资源品质差、水平井套管变形率高达 53%、井间压窜普遍、单井产能与经济效益未达预期等问题, 核心原因是现有评价体系未充分考虑深层地应力差大、天然裂缝发育、低电阻资源风险等深层特有的地质-工程耦合问题。据此, 提出建立地质-工程一体化页岩气甜点高精度“透明地质体”、建立以“人造气藏”为核心的动态甜点风险评价体系、采用两次井网分步释放地应力的开发方式, 通过资源、工程多要素精细刻画页岩储层特点, 动态量化评估甜点开发风险, 同时采用两次井网的开发方式, 分步骤释放地应力以解决套变的问题。研究成果可为川南等深层页岩气甜点评价与开发风险防控提供技术对策参考。

关键词: 页岩气; 甜点评价; 地应力; 低阻气藏; 压裂改造; 地质-工程一体化; 工程地质。

中图分类号: P51

文章编号: 1000-2383(2026)05-1849-12

收稿日期: 2025-03-01

Geological Characteristics, Sweet Spot Evaluation Issues and Technical Countermeasures of Deep Longmaxi Formation Shale Gas in South Sichuan Basin

Fu Guoyou^{1,2}, Zou Caineng^{1,3}, Wang Guiwen¹, Zhao Qun^{3,4}, Wu Jin^{3,4}, Shi Zhensheng^{3,4},
Liu Yuyang^{3,4}, Zhou Tianqi^{3,4}

1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China
2. Science and Technology Management Department, PetroChina, Beijing 100007, China
3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China
4. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Langfang 065007, China

基金项目: 中国石油基础性前瞻性项目(No.2022DJ80)。

作者简介: 傅国友(1975-), 男, 高级工程师, 现主要从事页岩油气勘探评价方面研究工作。ORCID: 0009-0008-0182-0939. E-mail: fgy@petrochina.com.cn

引用格式: 傅国友, 邹才能, 王贵文, 赵群, 武瑾, 施振生, 刘钰洋, 周天琪, 2026. 川南龙马溪组深层页岩气地质特征、甜点评价问题与技术对策. 地球科学, 51(5): 1849-1860.

Citation: Fu Guoyou, Zou Caineng, Wang Guiwen, Zhao Qun, Wu Jin, Shi Zhensheng, Liu Yuyang, Zhou Tianqi, 2026. Geological Characteristics, Sweet Spot Evaluation Issues and Technical Countermeasures of Deep Longmaxi Formation Shale Gas in South Sichuan Basin. *Earth Science*, 51(5): 1849-1860.

Abstract: To address the frequent engineering problems and lower-than-expected construction and production in the development of deep shale gas in the Longmaxi Formation of South Sichuan, this study explores technical countermeasures for deep shale gas sweet spot evaluation through analysis of geological characteristics, sorting out development challenges and discussing their genesis. Results show that deep shale gas reservoirs (buried depth $>3\ 500\text{ m}$) of the Longmaxi Formation in South Sichuan are characterized by complex sedimentary facies changes, well-developed faults, fractures and micro-amplitude structures, high and complex in-situ stress, high temperature and high fluid pressure, and local low resistivity. The reservoir heterogeneity and engineering complexity are much higher than those of mid-deep layers. Deep sweet spots optimized by existing shale gas sweet spot evaluation technologies have encountered problems in development, including poor local resource quality, horizontal well casing deformation rate as high as 53%, widespread inter-well fracturing communication, and unsatisfied single-well productivity and economic benefits. The core reason is that the current evaluation system insufficiently considers the unique geological-engineering coupling problems of deep reservoirs, such as large in-situ stress difference, well-developed natural fractures, and low-resistivity resource risks. Accordingly, in this paper it proposes to establish a high-precision "transparent geological body" for shale gas sweet spots through geology-engineering integration, build a dynamic sweet spot risk evaluation system centered on "artificial gas reservoirs", and adopt a development mode of two-step well pattern deployment to release in-situ stress step by step. The shale reservoirs are finely characterized by multiple factors of resources and engineering, and the risks of sweet spot development are dynamically and quantitatively evaluated. Meanwhile, the two-step well pattern development mode is adopted to release in-situ stress gradually to solve casing deformation. The research results can provide technical references for sweet spot evaluation and development risk prevention and control of deep shale gas in South Sichuan and other similar areas.

Key words: shale gas; sweet spot evaluation; in-situ stress; low-resistivity gas reservoir; fracturing stimulation; geology-engineering integration; engineering geology.

0 引言

美国实现“页岩气革命”，2025年页岩气产量超过 $9\ 179 \times 10^8\text{ m}^3$ ，保持快速增长态势，全球最大天然气出口国的地位进一步加强。2010年前后，美国水平井多段压裂等技术突破，掀起了全球页岩气勘探开发热潮，同时也推动了页岩油等非常规资源的经济有效开发 (Kapoor and Murmann, 2024)。在美国“页岩气革命”的示范推动下，我国实现了以四川盆地龙马溪组为主的海相页岩气资源有效开发 (黄玉珍等, 2009; 邹才能等, 2017)，2025年页岩气产量达到 $278 \times 10^8\text{ m}^3$ ，保持全球第二大页岩气生产国。与北美相比，四川盆地川南地区作为页岩气开发的主力区，海相龙马溪组页岩气储层具有显著特殊性。与北美地台构造简单、海相沉积较为稳定、地应力相对简单等特征相比，川南地区龙马溪组深层页岩发育重力流沉积、多期构造改造后断层裂缝与微幅构造发育、地应力复杂且局部处于极限状态。自2014年川南地区启动规模开发以来，以中深层 (埋深 $2\ 500 \sim 3\ 500\text{ m}$) 为主的长宁-威远、涪陵和昭通等区块为主，“十三五”期间实现了全国页岩气产量突破 $200 \times 10^8\text{ m}^3$ (马新华等, 2017; 自然资源部, 2021)。“十四五”期间，按照中深层页岩气甜点评价指标与技术模式，

在泸州等深层 (埋深超过 $3\ 500\text{ m}$) 页岩气区开展规模建产，遭遇了水平井套管变形、井间压窜等系列工程问题，深层页岩气开发面临严峻挑战，一定程度上迟滞了产业发展预期 (韩玲玲等, 2023; 吴建发等, 2024; 范宇等, 2025)。因此，针对中深层页岩气甜点选区评价方法在深层不适用的问题，应秉承地质-工程一体化评价思路，结合区域地质特点，综合页岩气“人造气藏”的开发特点，构建甜点风险评价新方法，以保障深层页岩气规模效益开发。

1 川南龙马溪组深层页岩气地质特征

川南地区构造上处于上扬子地台西南部，涵盖泸州、自贡、大足、威远东部等区域。该区域为多期叠合的克拉通盆地，受全球海平面变化与区域构造运动影响，形成了一套深水陆棚相页岩储层。深层 (埋深 $>3\ 500\text{ m}$) 页岩储层在长期构造演化与深埋作用下，形成了储层高温、高压、高应力且复杂，断层裂缝发育、微幅构造发育的“三高两发育”独特地质特征，此外川南深层龙马溪组页岩储层相变较为复杂，局部地区页岩存在低电阻现象，总体上储层非均质性与工程复杂性显著高于中深层。

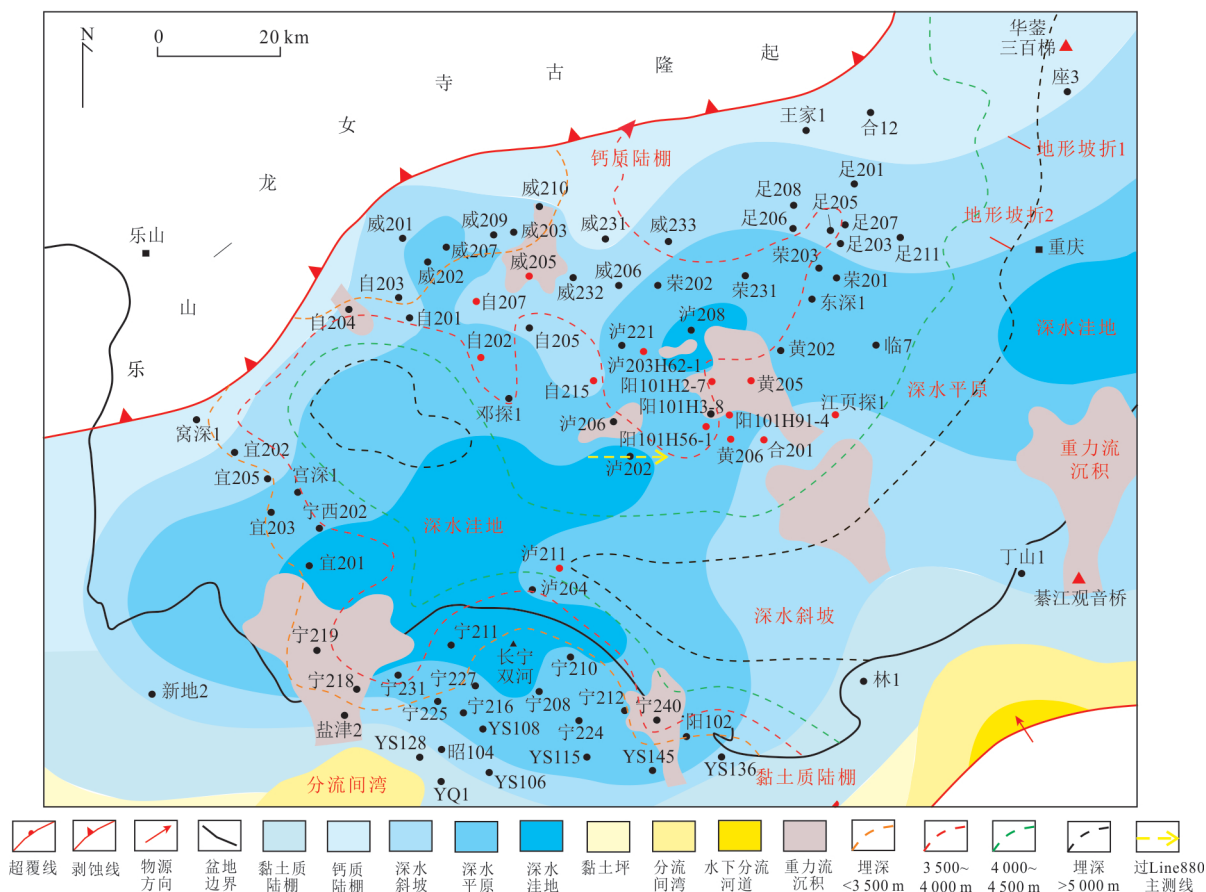


图1 川南地区龙马溪组沉积相分布(据施振生等(2020)有改动)

Fig.1 Sedimentary facies distribution of the Longmaxi Formation in South Sichuan (modified from Shi *et al.*, 2020)

1.1 川南深层优质页岩储层相变复杂

川南深层龙马溪组页岩储层形成于晚奥陶世—早志留世深水陆棚环境,受“两隆一坳”古地貌格局控制.从威远、长宁等中深层至泸州深层,发育明显的沉积坡折,在重力流沉积作用下深层页岩储层相变快、非均质性相对较强(图1)(施振生等, 2020).该套地层笔石等化石十分发育,陈旭等(2015, 2016)基于古生物化石的分带性,将龙马溪组自下而上划分为9个等时生物地层(LM1-LM9),其中LM1-LM5是优质页岩储层发育段.川南龙马溪组深层页岩沉积厚度大(150~200 m),优质页岩储层段总体厚度为10~18 m, TOC 值为2.0%~5.0%(平均值为3.5%),孔隙度为3.0%~6.0%(平均值为4.5%),含气量为3~8 m³/t,资源丰度总体在8×10⁸ m³/km²左右(表1).但受古地貌与重力流沉积控制,优质页岩储层在局部存在相变.基于等时生物地层格架研究表明,威远东部—自贡地区,在龙马溪组沉积区存在水下古隆起,从威205井到自215井不同程度缺失LM1-LM5地层,

优质页岩储层厚度仅0~5 m,含气量为2~4 m³/t;泸州深层黄205-阳101H2-7一带龙马溪组为典型的重力流沉积,页岩储层品质变差, TOC 含量为1.5%~4.0%(平均值为2.8%),含气量仅1~3 m³/t.

1.2 断层裂缝与微幅构造发育

从晚三叠世开始,受印度板块与欧亚板块碰撞挤压应力的影响,四川盆地四周在晚三叠世开始褶皱成山.川南地区深层页岩储层主要形成于喜山期大规模挤压造山环境下,以逆断层发育为主要特征.剖面上,高角度逆冲断层以Y型或花状构造样式为主;中角度断层以逆冲构造为主;逆冲褶皱内部裂缝极为发育,整体上构造比较复杂(图2).平面上,在西北东南向左行挤压应力场的作用下,内部主要断层、褶皱发育,呈北东—南西走向,断层、褶皱强度自北东向南西逐渐减弱;从属断裂、褶皱同样发育为近东西向,主从断裂、褶皱形成“田”字构造与断裂格局(图2).依据断层断开层位、断距、延伸长度等要素将断层划分为I级断层、II级断层、III级断层、IV级断层4个级别.如泸州区块北部五峰

表 1 川南深层与中深层龙马溪组页岩气地质特征对比

Table 1 Comparison of geological characteristics of deep and mid-deep shale gas in Longmaxi Formation, South Sichuan basin

关键参数	深层页岩气田			中深层页岩气田		
	泸州	自贡	大足	长宁	威远	焦石坝
构造特征	川南低陡褶皱带,次级背斜/向斜构造	川南低缓褶皱带,次级向斜为主	渝西低缓褶皱带,蒲吕场向斜为主	川南低陡褶皱带,长宁背斜为主	川南低缓褶皱带,威远背斜为主	川东高陡褶皱带,焦石坝背斜为主
断裂特征	较发育,高角度正断层为主	不发育,局部小型平移断层	不发育,局部小型逆断层	较发育,高角度逆断层为主	较发育,高角度正断层为主	发育,高角度逆断层为主
地层埋深(m)	3 800~5 000	3 500~4 500	3 800~5 000	2 800~3 500	2 500~3 500	2 300~3 500
优质页岩厚度(TOC>3%,即I类储层厚度)(m)	10~18	7~14	2~10	12~21	5~16	18~27
TOC含量(%)	2.0~5.0 (平均3.5)	1.5~4.0 (平均2.8)	1.8~4.5 (平均3.2)	2.2~5.5 (平均3.8)	1.9~4.8 (平均3.3)	2.5~6.0 (平均4.2)
孔隙度(%)	3.0~6.0 (平均4.5)	2.5~5.0 (平均3.8)	2.8~5.5 (平均4.2)	3.2~6.5 (平均4.8)	3.0~6.0 (平均4.5)	3.5~7.0 (平均5.2)
含气饱和度(%)	60~80	55~75	58~78	62~82	60~80	65~85
含气量(m ³ /t)	3~10	3~8	2~8	2~9	2~10	2~10
地层压力(MPa)	40~70	35~65	38~72	32~62	34~64	38~75
地层温度(°C)	120~160	110~150	115~155	105~145	108~148	115~160
压力系数	1.8~2.2	1.8~2.0	1.8~1.9	1.3~2.0	1.2~2.0	1.55
储量丰度(10 ⁸ m ³ /km ²)	6~10	6~8	5~7	6~10	6~8	6~10
杨氏模量	30~40	28~38	29~39	32~42	30~40	22~25
泊松比	0.16~0.22	0.19~0.27	0.20~0.31	0.20~0.24	0.19~0.27	0.24~0.27
脆性指数	50~70	45~65	48~68	55~75	52~72	58~78
水平最大主应力(MPa)	95~115	87~115	99~106	65~85	86~98	65~80
水平最小主应力(MPa)	83~99	78~99	79~87	45~60	73~83	52~68
垂向主应力(MPa)	90~108	92~111	99~103	52~60	81~90	67~75
主应力差(MPa)	15~22	10~17	18~20	9~15	12~15	5~12
地应力机制	走滑-挤压型	走滑-挤压型	挤压-走滑型	挤压型	走滑-挤压型	挤压型

组底界共解释断层 666 条,主要发育北东-南西及近东西向两组 II 级逆冲断裂,南部向斜内 III、IV 级小断层较发育. II 级断层走向以北偏东 30°左右为主, III 级断层走向以北偏东 60°左右为主, IV 级断层走向以北偏东 45°左右为主.

1.3 页岩储层地应力高且复杂

川南深层页岩气区紧邻华蓥山断裂带,在燕山期区域构造挤压与滑脱的综合作用下形成了以 NE 向隔档式褶皱为主的构造样式,现今仍处于强烈的侧向挤压环境(NE 向挤压)(罗超等,2022).在区域应力场挤压下,受断展褶皱和滑脱褶皱等复合作用,川南深层页岩储层处于极限平衡状态.川南龙马溪组深层页岩储层水平最大主应力主体为 100~115 MPa、水平最小主应力主体为 85~95 MPa、垂

向主应力主体为 95~105 MPa(表 1),主体呈现为走滑型地应力机制,局部存在其他类型应力机制.其下部宝塔组灰岩,水平最大主应力主体为 120~150 MPa、水平最小主应力主体为 80~120 MPa、垂向主应力主体为 82~125 MPa.地应力值受埋藏深度、断层展布、褶皱以及岩性组合综合控制.随着埋藏深度的增大,地应力值呈现增高趋势,具有明显的正相关性;断层发育及背斜构造区地应力值相对较低,局部断层转折端应力集中,最大主应力增加且方向存在偏转.龙马溪组页岩底部储层靶体段水平主应力差为 5~22 MPa.总体上,龙马溪组底部富有机质页岩储层靶体段水平主应力最小,其下部宝塔组与上部贫有机质页岩段主应力均增大.

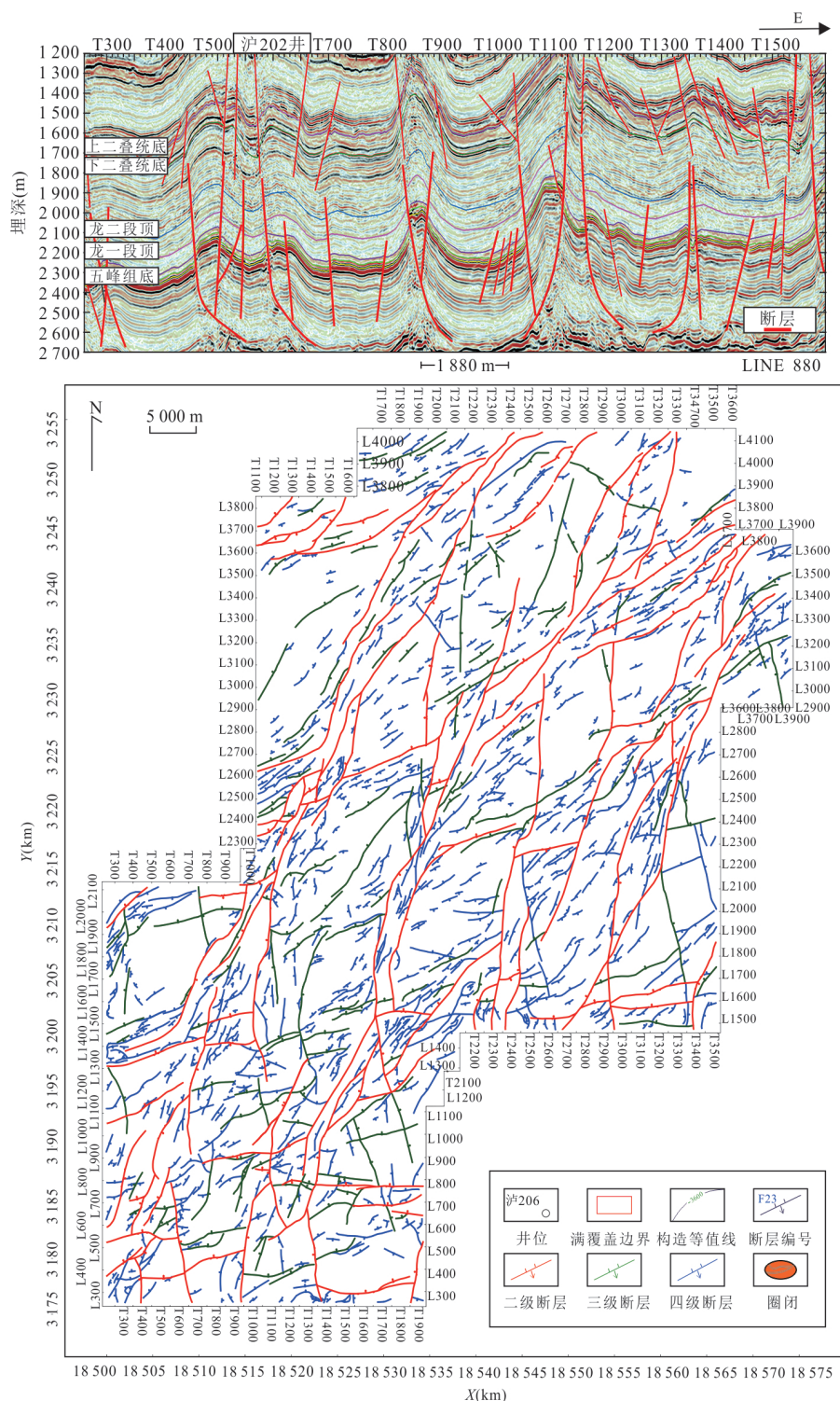


图2 泸州深层典型地震剖面及构造解释成果

Fig.2 Typical seismic profile and structural interpretation of deep formations in Luzhou

1.4 页岩储层高温高流体压力

随着埋深加大,地层温度逐步升高,同时区域地热场分布影响区域地层温度大小.川南龙马溪组深层页岩储层埋深为 3 500~5 000 m,对应地层温度为 80~160 ℃.与长宁、威远和焦石坝等中深层页

岩储层相比,地层温度高 20~30 ℃.泸州区块处于区域地热异常带,地温梯度平均值为 3.4 ℃/100 m,页岩储层温度最高(120~160 ℃,平均值为 140 ℃);自贡区块平均值为 3.2 ℃/100 m,页岩储层温度为 115~155 ℃,平均值为 135 ℃;大足区块地温梯度

平均值为 3.0 °C/100 m, 页岩储层温度为 110~150 °C, 平均值为 130 °C. 长宁、威远和焦石坝等区块, 中深层页岩储层压力系数一般在 1.2~2.0, 储层压力为 30~60 MPa; 川南深层龙马溪组页岩储层压力随埋深递增, 压力系数主体为 1.8~2.2, 储层压力为 80~90 MPa (表 1). 尽管川南深层构造相对复杂, 断裂裂缝发育, 但在强挤压的构造背景下, 页岩储层仍具有良好的保存条件.

1.5 局部地区页岩储层存在低电阻现象

四川盆地川南地区龙马溪组页岩在局部存在低电阻现象, 勘探评价实践表明低电阻页岩含气量低, 气井产气能力有限. 如长宁、威远和泸州等区块局部龙马溪组底部存在低电阻页岩, 部分电阻率低于 20 Ω·m, 仅部分井具有少量产气能力 (李金玺等, 2023). 在泸州区块云锦向斜部位, 龙马溪组底部页岩电阻率低于 10 Ω·m. 如泸州地区的黄 205、黄 206 等评价井 24 块页岩样品 87 个测试点, 仅擦痕面电阻率低 (平均电阻率为 5.81 Ω·m). 这表明泸州地区低电阻成因为动力变质作用, 根据相邻评价井测井电阻率特征推测低电阻页岩发育范围受构造作用控制, 面积有限.

2 川南龙马溪组深层页岩气甜点评价存在的问题

借鉴长宁、威远和昭通等埋深 3 500 m 以浅的中深层页岩气甜点评价指标与方法, 优选出的泸州等深层页岩气甜点区在产建实施过程中未达预期, 体现了极强的不适用性.

2.1 按照中深层评价指标泸州深层页岩气开发条件有利

基于长宁、威远等区块龙马溪组中深层页岩气勘探开发实践, 页岩气开发的优质储层通常具有 TOC 含量高 (大于 3%)、孔隙度高 (大于 5%)、脆性矿物含量高 (大于 55%) 和含气量高 (大于 3 m³/t) 的特征 (即 I 类储层) (表 2) (马新华, 2017, 2018; 谢军等, 2017; 张成林等, 2019). 在中深层页岩气开发实践中, 提出沉积-成岩、保存条件以及 I 类储层连续厚度影响长宁-威远页岩气藏富集高产——“三控”富集高产认识. 以此认识为基础, 建立了以静态地质参数为主的长宁-威远示范区页岩气选区评价指标体系 (表 3) (张鉴等, 2016; 雍锐等, 2020, 2024), 并有针对性的形成了地质综合评价、开发优化、水平井优快钻井、体积压裂、工厂化作业和高效清洁开采等六大主体技术. 1 800 m 水平段长水平井单井 EUR 达到 1.09×10⁸ m³, 实现了中深层页岩气的效益开发, 推动 2020 年全国页岩气产量达到 200×10⁸ m³.

表 2 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩储层分类标准

Table 2 Classification criteria for shale reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan basin

参数	I 类储层	II 类储层	III 类储层
TOC 含量 (%)	≥3	2~3	1~2
孔隙度 (%)	≥5	3~5	1~3
脆性指数 (%)	≥55	45~55	30~45
含气量 (m ³ /t)	≥3	2~3	1~2

注: 据马新华 (2018); 张成林等 (2019).

表 3 长宁-威远示范区页岩气选区评价指标体系

Table 3 Evaluation index system for shale gas target selection in the Changning-Weiyuan demonstration area

评价参数	一类区	二类区	三类区	
沉积环境	沉积微相	深水硅质泥棚	半深水-浅水陆棚	
	古地貌	深水洼陷区	浅水区/古隆起	
	U/Th>1.25 厚度 (m)	>4	4~2	<2
储层条件	R _o (%)	2.5~3.0	3.0~3.5	>3.5
	I 类储层连续厚度 (m)	≥10	10~5	<5
保存条件	构造保存条件	稳定区	较稳定区	改造区
	气源类型	油裂解气为主	油裂解/干酪根裂解气	干酪根裂解气为主
	压力系数	≥1.2	1.2~1.0	<1.0
	距剥蚀线距离 (km)	>10	10~8	<8
	距 I 级断层距离 (km)	>1.5	1.5~0.7	<0.7

注: 据张鉴等 (2016); 雍锐等 (2020, 2024).

川南地区龙马溪组深层页岩气资源丰富,可工作有利区面积为 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,地质资源量超过 $8.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占该地区页岩气总资源量的70%以上,是页岩气资源的主体.基于评价井分析,龙马溪组底部优质页岩TOC为3.0%~4.0%,孔隙度介于4.5%~5.5%,含气饱和度介于55%~75%,含气量为 $3.0 \sim 7.0 \text{ m}^3/\text{t}$,脆性矿物含量为60%~70%.I类储层连续厚度为6~18 m.区块构造较复杂的背斜高部位,I级断层附近气井储层压力系数普遍大于2.0,表明深层页岩气保存条件好.借鉴长宁-威远示范区中深层页岩气选区评价指标(表3),泸州区块作为深层页岩气资源的主力区,一类区和二类区面积为 $5\,170 \text{ km}^2$,地质资源量为 $4.28 \times 10^{12} \text{ m}^3$,具备建成 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上年产规模,并将作为“十四五”页岩气增储上产的主力区.

2.2 深层页岩气勘探开发效果不及预期

“十四五”期间,以泸州等龙马溪组深层页岩气为主开展页岩气产能建设,在勘探开发实践中遭遇套变压窜等重大工程复杂问题,并发现局部地区页岩含气量不及预期.

2.2.1 开发实施过程中遭遇重大工程复杂问题

泸州深层页岩气开发实施过程中出现套变、压窜等工程复杂问题,严重影响了页岩气井的实施效果及产建进度.自2020年12月启动泸州深层页岩气规模建产以来,共计启动10个开发方案,累计获批年产规模近 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$.水平井钻井过程中,因储层高温,导向工具失效率高,水平段单趟钻平均进尺不足400 m;水平井套变问题突出,首批实施的108口井,其中58口发生了压裂套变,套变率高达53%;页岩储层裂缝发育,压裂造新缝难度大、井间压窜问题普遍发生(何骁等,2021a,2021b;金亦秋等,2024).套变压窜对泸州深层页岩气甜点开发造成了严重影响,平均单井EUR仅 $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、比方案设计(超过 $1.4 \times 10^8 \text{ m}^3$)低28%~37%,且单井成本也比预期大幅提高,经济效益远不达标.2025年,泸州深层页岩气产量不足 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$,远不达 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的产量预期.

2.2.2 部分勘探评价井和平台开发井显示局部页岩气资源丰度低

威远东部-自贡地区一批勘探评价井优质页岩(I类储层)厚度减薄,气井试采效果较差.如自207井优质页岩厚度仅3.0 m,埋深为3 689 m,实测含气量为 $2.4 \text{ m}^3/\text{t}$,I类储层资源丰度仅 $1.7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;威205、威206井优质页岩厚度

均为4.0 m,埋深分别为3 709 m和3 798 m,实测含气量均不足 $2.5 \text{ m}^3/\text{t}$,I类储层资源丰度仅 $2.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;自202井优质页岩储层厚度为2.9 m,埋深为3 648 m,实测含气量为 $2.6 \text{ m}^3/\text{t}$,I类储层资源丰度仅 $1.8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,水平井测试日产气 $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3$.泸州区块东部一批勘探评价井页岩储层电阻率低,气井勘探效果差.如黄206、合201、江页探1井埋深分别为4 363 m、4 126 m和4 321 m,页岩储层段电阻率分别为 $0.8 \Omega \cdot \text{m}$ 、 $3.1 \Omega \cdot \text{m}$ 和 $6.5 \Omega \cdot \text{m}$,含气量分别为 $1.7 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $2.2 \text{ m}^3/\text{t}$ 和 $2.7 \text{ m}^3/\text{t}$,I类储层资源丰度不足 $2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$.该批勘探评价井附近的阳101H56-1、阳101H91-4井平台开发井储层段页岩电阻率分别为 $12.3 \Omega \cdot \text{m}$ 和 $10.2 \Omega \cdot \text{m}$,气井产能较差,单井EUR仅分别为 $0.45 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $0.16 \times 10^8 \text{ m}^3$.

2.3 甜点评价指标在深层选区评价的不适用性分析

川南中深层龙马溪组页岩储层构造较为简单,通常条件下页岩气资源富集区就是开发的甜点区,尽管在长宁、自贡等断裂发育区局部存在套变等地质稳定问题,但对整体开发效果影响不大,因此并未引起重视.与中深层页岩储层相比,泸州等深层页岩储层整体具有沉积相变复杂、断层裂缝发育、储层高温高压、高水平主应力差且复杂等特点,页岩气“人造气藏”开发实施难度更大.

2.3.1 地应力差大且复杂造成水平井实施套变严重

水平井套管变形是泸州等深层页岩气开发中亟待解决的最主要工程难题,其防控效果直接关系到深层页岩气的效益开发.泸州深层龙马溪组页岩储层最大水平主应力差达15~22 MPa,在压裂施工过程中,压裂液提高了储层裂缝体系的流体压力,并在水岩作用下降低了裂缝间的摩擦力,原地应力平衡状态被扰动后,在应力差的驱动下裂缝、层理缝滑移量超过一定限度后,造成水平井套变(雍锐等,2024).金亦秋等(2024)研究表明泸州深层页岩气水平井套变主要有裂缝面滑移和层理面滑移两种类型(图3),其中裂缝面滑移影响的套变长度相对较短(通常不超过10 m)、层理面滑移影响的套变长度较长(可达70 m).因泸州深层等局部地区龙马溪组页岩储层处于极限应力平衡状态且部分断层仍在活动,泸州区块北部28口水平井未经压裂扰动,也发生了严重的套变.复杂应力场作用下,地应力通常在裂缝和层理缝处产生应力集中,川南

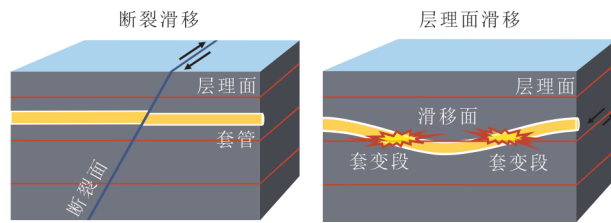


图3 断裂滑移和层理滑移套变模式(据金亦秋等(2024))

Fig.3 Schematic diagrams of casing deformation modes caused by fault slip and bedding slip (from Jin *et al.*, 2024)

深层页岩气水平井开发实践表明裂缝的发育程度影响水平井套变的发生率,如泸州区块构造复杂区(断层密度 >20 条/ 100 km^2)气井套变套损率达50%,而构造简单区(断层密度 <10 条/ 100 km^2)套变套损率仅8%,差异极为明显。

2.3.2 储层断层裂缝发育水力造缝困难且井间易压窜 页岩储层裂缝发育,水力压裂过程中因液体沿裂缝通道快速扩散,难以在储层形成高压,实现体积造新缝难度加大。如泸203H62-1井储层压力系数2.0、水平主应力差12.5~13.4 MPa,压裂水平段长1555 m、23段压裂、总液量54103 m^3 、砂量4215 m^3 、施工排量14~16 m^3/min ,通过对比该井的各段压裂施工压力(转换到储层)与储层破裂压力,仅13段最大施工压力超过了储层破裂压力,表明43%的压裂段并未实现压裂造新缝,水平井并未实现充分体积改造(图4)。发育的储层断层裂缝成为压裂液窜逸的主要通道,同时深层高压环境(压力系数为1.8~2.2)进一步加剧了窜逸程度。压裂井对被压窜井的产量影响较大,总的看来,被压窜的邻井产量降低明显且难恢复。压窜主

要表现为压裂液窜逸、气水窜通,泸州深层普遍存在邻井窜扰现象,压裂液窜逸量最高可达总注入量的35%。同平台内邻井、跨平台多井均发生压窜,距离大于600 m的占比达60%以上,部分气井压窜距离超过2 km。如泸211井,该井位于微幅背斜翼部,天然裂缝密度达6条/ m ,压裂施工过程中发生严重压窜,压裂液大量窜逸,无法形成有效缝网,改造效果极差,单井日产气不足万方。

2.3.3 深层龙马溪组页岩气资源风险考虑不足 除了优质页岩储层厚度减薄造成的资源品质变差的风险外,页岩储层低电阻率风险在川南地区对页岩气资源品质的影响不可忽视。勘探开发实践表明储层低电阻率气井含气量大幅降低,基于大量实验显示龙马溪组页岩低阻主要存在有机质石墨化、粘土矿物发育和动力变质作用3大主控因素(Ma *et al.*, 2022)。多口井电阻率测试显示岩心裂缝擦痕面电阻率明显降低,表明动力变质作用是深层页岩储层低电阻的主要成因。泸州区块南部页岩 R_0 平均值为2.8%~3.5%,石墨化程度普遍低于15%,泸州区块东部低阻页岩电阻率普遍低于 $5\ \Omega\cdot\text{m}$,擦痕面广泛发育石墨薄膜,24块页岩87个样品点,擦痕面平均电阻率为 $5.81\ \Omega\cdot\text{m}$,黄205、黄206井擦痕面电阻率为 $2\sim3\ \Omega\cdot\text{m}$ (图5)。从图6可以看出,相较其他类型的低阻页岩,石墨化型低阻页岩总体表现出更低的电阻率,且多对应较低的测试产量。非石墨化低阻页岩的电阻率总体分布在 $3.4\sim12.8\ \Omega\cdot\text{m}$,对应的测试产量为 $0.1\times 10^4\sim20.3\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$,含气量主要为 $0.3\sim6.2\ \text{m}^3/\text{t}$,其中多组样品含气量达到 $5.2\sim6.2\ \text{m}^3/\text{t}$ 。相比之下,石墨化低阻页岩电阻率进一步降低至 $0.2\sim7.6\ \Omega\cdot\text{m}$,但其测试产量仅为 $0.12\times$

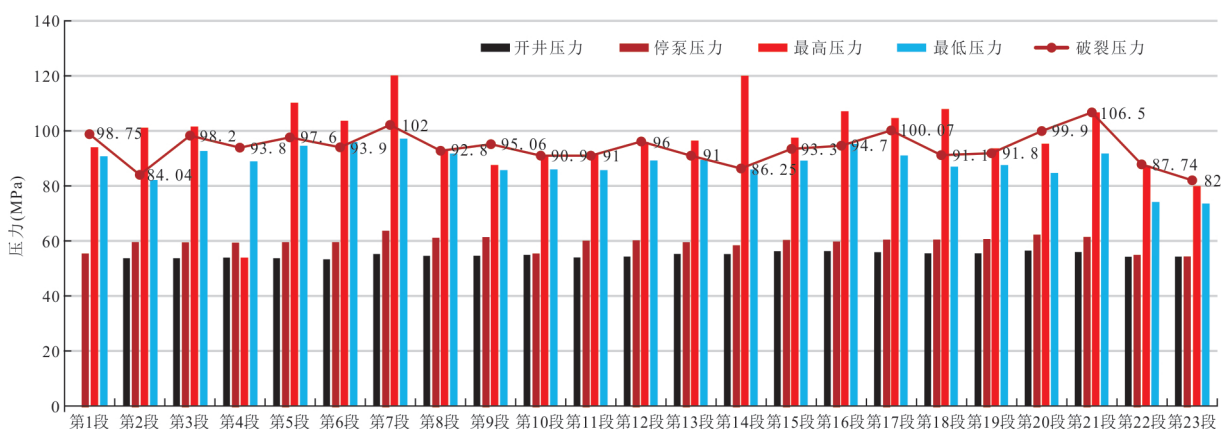


图4 泸州深层泸203H62-1井水平井各段压裂施工压力与储层破裂压力关系对比

Fig.4 Comparison between fracturing operation pressure and reservoir breakdown pressure in each horizontal section of Well Lu 203H62-1 in the deep Luzhou area

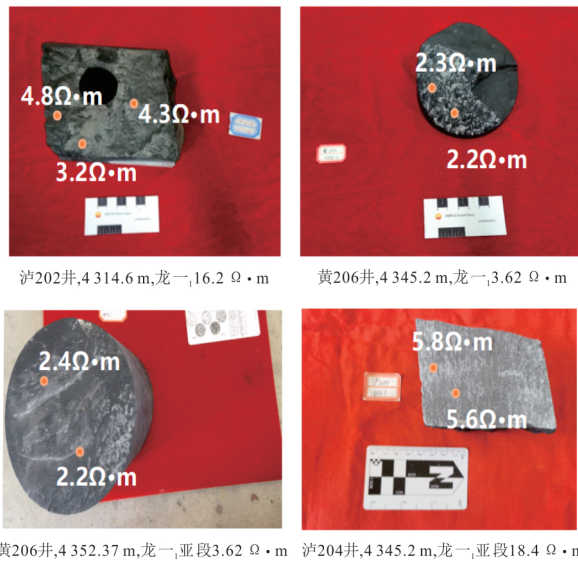


图5 典型井龙马溪组底部页岩样品擦痕电阻率

Fig.5 Scratch resistivity of shale samples from the bottom of the Longmaxi Formation in typical wells

$10^4 \sim 1.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 含气量集中在 $2.4 \sim 5.1 \text{ m}^3/\text{t}$, 整体表现为电阻率极低且产量与含气性同步受限. 其原因并非仅由电阻率本身决定, 而是与高成熟—石墨化作用下有机孔塌陷、热液改造、可动游离气比例降低及保存条件变差等因素密切相关. 相比之下, 高含水高黏土型低阻页岩的低电阻主要受黏土矿物高含量阳离子增强导电性控制, 其总含气量仍可维持在一定水平, 但由于含水饱和度高、流体流动性差及构造保存条件差, 测试产量同样可能偏低.

3 深层页岩气甜点开发评价技术对策

在川南龙马溪组深层页岩气勘探开发实践的基础上, 针对水平井套管变形、井间压窜等系列工程问题, 提出建立页岩气甜点高精度“透明地质体”、强化风险评估、采用分步释放地应力的开发方式等基础对策.

3.1 建立地质-工程一体化页岩气甜点高精度“透明地质体”

针对龙马溪组深层页岩气甜点评价的工程指标考虑不足的问题, 在页岩气富集程度的基础上, 考虑页岩储层的断层裂缝的发育程度、地应力特征, 并兼顾具备储层低电阻等特征, 建立地质-工程一体化页岩气甜点高精度“透明地质体”. 具体包括: (1) 系统考虑地质与工程因素, 在资源富集程度方

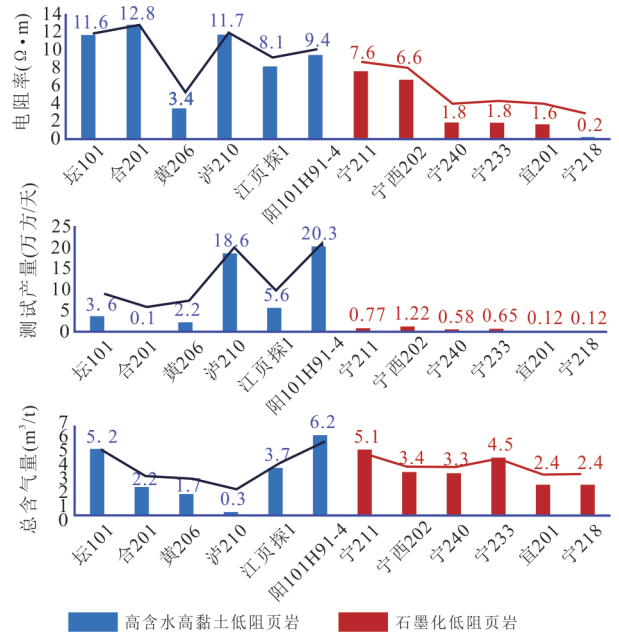


图6 电阻率与页岩含气性统计关系

Fig.6 Statistical relationship between resistivity and gas-bearing property of shale

面, 综合考虑 R_0 、I类储层厚度和储层电阻率等因素, 并结合勘探评价井的生产动态评价资源储量情况; 在工程方面, 重点考虑水平井多段压裂技术特点, 突出水平井套变、压窜等问题, 重点瞄准断层裂缝、地应力等特征. (2) 构建煤岩气甜点高精度“透明地质体”, 针对地质与工程关键参数, 测井与地质相结合, 实现甜点的高精度地质建模, 实现资源富集程度、套变压窜等系列关键参数的精细可视化定量表征. (3) 实现甜点高精度“透明地质体”动态演化表征, 针对页岩气资源大面积连续分布、大批量井网开发的特点, 如何考虑批量水平井的钻井与体积改造的时序, 动态预测后续水平井施工时的地质体裂缝发育情况、储层压力、地应力等参数.

3.2 建立以“人造气藏”为核心的动态甜点风险评价体系

针对龙马溪组深层页岩气甜点在开发过程中的不确定性问题, 考虑开发实施过程中页岩气地质-工程甜点评价指标的预测准确性、批量钻完井及压裂施工过程中的应力扰动、前期开发井生产后储层压力的变化等系列不确定性因素, 建立以“人造气藏”为核心的动态甜点风险评价体系. 具体包括: (1) 在资源风险方面, 考虑优质页岩沉积差异、储层低电阻分布等, 评价页岩气资源风险; (2) 在工程风险方面, 以单井产量为目标, 从水平井套变和

井间压窜的基本原理出发,结合地质活动性监测,动态评价水平井钻完井及压裂实施过程中的套变压窜对气井产量的影响,评估风险指标;(3)在经济效益风险方面,以经济效益为目标,基于资源风险与工程风险,在全生命周期优化、单井产能、投资水平预估的基础上,估算页岩气甜点开发的风险指标,规避项目实施过程中的风险。

3.3 采用两次井网分步释放地应力的开发方式

针对川南深层复杂地质特征带来的工程复杂问题,采用两次井网开发模式,以减缓地应力的释放。(1)初期采用大间距稀疏平台开发,避免大批集中建井,以降低地层应变能在短期内集中释放,待地层泄压、应变能释放达到安全状态后,再进行加密开发。(2)以泸州深层页岩气开发为例,按照液体对断层润滑后摩擦系数降低 0.1(即临界破裂曲线右旋),按照断层面的正应力 100 MPa、储层流体压力 70 MPa 计算,临界压力可降低 3 MPa,如果断层面流体压力降低 30 MPa 可抵消压裂液等流体的润滑作用。

4 结论

川南龙马溪组深层(埋深 > 3 500 m)页岩气储层因长期构造演化与深埋作用,表现出沉积相变复杂、断层裂缝与微幅构造发育,以及地应力高且复杂、高温高流体压力、局部低电阻等独特地质特征,其储层非均质性与工程复杂性显著高于中深层,也导致了深层页岩气开发区别于中深层的地质-工程耦合难题。

借鉴中深层静态地质参数为主的甜点评价体系优选的深层甜点区,在开发中局部页岩气表现出资源品质差、水平井套管变形率高、水力造缝难度大、井间压窜普遍等突出问题,导致单井产能与经济效益远未达预期,核心问题在于现有甜点评价体系未充分考虑深层特有的地应力、天然裂缝、低电阻资源风险等地质-工程耦合因素,导致页岩气“人造气藏”开发不成功。

针对川南龙马溪组深层页岩气开发问题,本文提出建立地质-工程一体化页岩气甜点高精度“透明地质体”、建立以“人造气藏”为核心的动态甜点风险评价体系、采用两次井网分步释放地应力的开发方式,通过资源、工程多要素精细刻画页岩储层特点,动态量化评估甜点开发风险,同时采用两次井网的开发方式,分

步骤释放地应力以解决套变的问题。

References

- Chen, X., Fan, J. X., Zhang, Y. D., et al., 2015. Subdivision and Delineation of the Wufeng and Lungmachi Black Shales in the Subsurface Areas of the Yangtze Platform. *Journal of Stratigraphy*, 39(4): 351–358 (in Chinese with English abstract).
- Chen, X., Fan, J. X., Zhang, Y. D., et al., 2016. Graptolite Biostratigraphy and Shale Gas Exploration of Black Shales from Wufeng-Longmaxi Formations in the Yangtze Area. In: Chinese Academy of Sciences, ed., *Blue Book of Scientific Research Informatization in China* (2015). Science Press, Beijing, 260–273 (in Chinese with English abstract).
- Fan, Y., Zhou, J. H., Song, Y., 2025. Key Technological Innovations and Applications in Deep Shale Gas Drilling and Reservoir Stimulation in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 45(12): 167–178 (in Chinese with English abstract).
- Han, L. L., Li, X. Z., Liu, Z. Y., et al., 2023. Influencing Factors and Prevention Measures of Casing Deformation in Deep Shale Gas Wells in Luzhou Block, Southern Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(4): 979–988 (in Chinese with English abstract). [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(23\)60443-4](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(23)60443-4)
- He, X., Li, W. G., Dang, L. R., et al., 2021. Key Technological Challenges and Research Directions of Deep Shale Gas Development. *Natural Gas Industry*, 41(1): 118–124 (in Chinese with English abstract).
- He, X., Wu, J. F., Yong, R., et al., 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 (in Chinese with English abstract).
- Huang, Y. Z., Huang, J. L., Ge, C. M., et al., 2009. A Key Factor Promoting Rapid Development of Shale Gas in America: Technical Progress. *Natural Gas Industry*, 29(5): 7–10, 44, 133–134 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Y. Q., Zhao, Q., Mou, Y. S., et al., 2024. Discussion on Formation Mechanism of Casing Deformation in Horizontal Wells in Deep Shale Gas of Luzhou Area. *Natural Gas Industry*, 44(2): 99–110 (in Chinese with English abstract).
- Kapoor, R., Murmann, J. P., 2024. The Organizational and Technological Origins of the U. S. Shale Gas Revolu-

- tion, 1947 to 2012. *Industrial and Corporate Change*, 33(1): 106–125. <https://doi.org/10.1093/icc/dtad021>
- Li, J. X., Liu, S. G., Li, Z. W., et al., 2023. New Understanding on the Genesis of Low-Resistivity Anomalies in Black Shales of Longmaxi Formation, Southern Sichuan: Tectono-Dynamic Metamorphism and Graphite Film. *Acta Petrolei Sinica*, 44(5): 681–696 (in Chinese with English abstract).
- Luo, C., Li, J. X., Li, Z. W., et al., 2022. Structural Deformation Characteristics and Formation Process of Luzhou Block in Sichuan Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 49(6): 665–673 (in Chinese with English abstract).
- Ma, X. H., 2017. A Golden Era for Natural Gas Development in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 37(2): 1–10 (in Chinese with English abstract).
- Ma, X. H., 2018. Enrichment Laws and Scale Effective Development of Shale Gas in the Southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 38(10): 1–10 (in Chinese with English abstract).
- Ma, X. H., Wang, H. Y., Zhou, T. Q., et al., 2022. Geological Controlling Factors of Low Resistivity Shale and Their Implications on Reservoir Quality: A Case Study in the Southern Sichuan Basin, China. *Energies*, 15(16): 5801. <https://doi.org/10.3390/en15165801>
- Ma, X. H., Yang, Y., Xie, J., et al., 2017. Major Progress in Shale Gas Exploration and Development in Sichuan Basin and Prospects for the 13th Five-Year Plan Period. *Natural Gas Industry*, 37(1): 1–10 (in Chinese with English abstract).
- Ministry of Natural Resources, 2021. Bulletin of National Oil and Gas Resources Exploration and Development in 2020 (in Chinese).
- Shi, Z. S., Dong, D. Z., Wang, H. Y., et al., 2020. Reservoir Characteristics and Genetic Mechanisms of Gas-Bearing Shales with Different Laminae and Laminae Combinations: A Case Study of Member 1 of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4): 829–840 (in Chinese with English abstract).
- Wu, J. F., Zeng, B., Huang, H. Y., et al., 2024. Achievement and Understanding of Geology and Engineering Integrated Shale Gas Development Practice in Southern Sichuan Basin. *China Petroleum Exploration*, 29(3): 81–90 (in Chinese with English abstract).
- Xie, J., Zhang, H. M., She, C. Y., et al., 2017. Practice of Geology-Engineering Integration in Changning State Shale Gas Demonstration Area. *China Petroleum Exploration*, 22(1): 21–28 (in Chinese with English abstract).
- Yong, R., Chang, C., Zhang, D. L., et al., 2020. Optimization of Shale-Gas Horizontal Well Spacing Based on Geology-Engineering-Economy Integration: A Case Study of Well Block Ning 209 in the National Shale Gas Development Demonstration Area. *Natural Gas Industry*, 40(7): 42–48 (in Chinese with English abstract).
- Yong, R., Wu, J. F., Zeng, B., et al., 2024. Geology-Engineering Integration Casing Deformation Prevention Technology and Its Application in Shale Gas, Luzhou Block. *Drilling & Production Technology*, 47(6): 83–92 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, C. L., Zhang, J., Li, W. G., et al., 2019. Deep Shale Reservoir Characteristics and Exploration Potential of Wufeng-Longmaxi Formations in Dazu Area, Western Chongqing. *Natural Gas Geoscience*, 30(12): 1794–1804 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J., Wang, L. S., Yang, Y. M., et al., 2016. The Development and Application of the Evaluation Method of Marine Shale Gas in Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 27(3): 433–441 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Zhao, Q., Dong, D. Z., et al., 2017. Geological Characteristics, Main Challenges and Future Prospect of Shale Gas. *Natural Gas Geoscience*, 28(12): 1781–1796 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 陈旭, 樊隽轩, 张元动, 等, 2015. 五峰组及龙马溪组黑色页岩在扬子覆盖区内的划分与圈定. *地层学杂志*, 39(4): 351–358.
- 陈旭, 樊隽轩, 张元动, 等, 2016. 扬子区五峰组—龙马溪组黑色页岩的笔石生物地层与页岩气勘探. 见: 中国科学院编, 中国科研信息化蓝皮书(2015). 北京: 科学出版社, 260–273.
- 范宇, 周井红, 宋毅, 2025. 四川盆地深层页岩气钻井、储层改造关键技术创新与实践. *天然气工业*, 45(12): 167–178.
- 韩玲玲, 李熙喆, 刘照义, 等, 2023. 川南泸州深层页岩气井套变主控因素与防控对策. *石油勘探与开发*, 50(4): 853–861.
- 何骁, 李武广, 党录瑞, 等, 2021a. 深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向. *天然气工业*, 41(1): 118–124.
- 何骁, 吴建发, 雍锐, 等, 2021b. 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.
- 黄玉珍, 黄金亮, 葛春梅, 等, 2009. 技术进步是推动美国页岩气快速发展的关键. *天然气工业*, 29(5): 7–10, 44,

- 133—134.
- 金亦秋, 赵群, 牟易升, 等, 2024. 泸州地区深层页岩气水平井套变成因机理探讨. 天然气工业, 44(2): 99—110.
- 李金玺, 刘树根, 李智武, 等, 2023. 川南地区龙马溪组黑色页岩低阻异常成因新认识: 构造动力变质与石墨薄膜. 石油学报, 44(5): 681—696.
- 罗超, 李金玺, 李智武, 等, 2022. 四川盆地泸州区块构造变形特征及形成过程. 成都理工大学学报(自然科学版), 49(6): 665—673.
- 马新华, 2017. 四川盆地天然气发展进入黄金时代. 天然气工业, 37(2): 1—10.
- 马新华, 2018. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索. 天然气工业, 38(10): 1—10.
- 马新华, 杨宇, 谢军, 等, 2017. 四川盆地页岩气勘探开发重大进展与“十三五”展望. 天然气工业, 37(1): 1—10.
- 自然资源部, 2021. 2020 年度全国石油天然气资源勘查开采通报.
- 施振生, 董大忠, 王红岩, 等, 2020. 含气页岩不同纹层及组合储集层特征差异性及其成因: 以四川盆地志留统龙马溪组一段典型井为例. 石油勘探与开发, 47(4): 829—840.
- 吴建发, 曾波, 黄浩勇, 等, 2024. 川南页岩气地质工程一体化实践成效与认识. 中国石油勘探, 29(3): 81—90.
- 谢军, 张浩森, 余朝毅, 等, 2017. 地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践. 中国石油勘探, 22(1): 21—28.
- 雍锐, 常程, 张德良, 等, 2020. 地质—工程—经济一体化页岩气水平井井距优化——以国家级页岩气开发示范区宁 209 井区为例. 天然气工业, 40(7): 42—48.
- 雍锐, 吴建发, 曾波, 等, 2024. 泸州区块页岩气地质工程一体化套变预防技术及应用. 钻采工艺, 47(6): 83—92.
- 张成林, 张鉴, 李武广, 等, 2019. 渝西大足区块五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征与勘探前景. 天然气地球科学, 30(12): 1794—1804.
- 张鉴, 王兰生, 杨跃明, 等, 2016. 四川盆地海相页岩气选区评价方法建立及应用. 天然气地球科学, 27(3): 433—441.
- 邹才能, 赵群, 董大忠, 等, 2017. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景. 天然气地球科学, 28(12): 1781—1796.