

# 川南威远东区五峰组—龙马溪组页岩气藏压力演化特征及保存机制

马滨洋<sup>1</sup>, 刘 亿<sup>2</sup>, 王 浩<sup>1</sup>, 周 文<sup>1</sup>, 邓明全<sup>1</sup>,  
杨 峰<sup>1</sup>, 邓乃尔<sup>1</sup>, 徐 浩<sup>1\*</sup>

1. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室(成都理工大学), 成都 610059;  
2. 中国石油川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目经理部, 成都 610051

[摘要] 川南威远东区五峰组—龙马溪组埋深差异显著, 温压条件复杂, 对深层页岩气富集规律研究提出了挑战, 为此, 亟需揭示其古流体压力演化过程, 明确超压成因与保存机制, 以深化富集认识。研究以威远东区龙马溪组底部页岩裂缝中的方解石脉体为对象, 综合岩心观察、电镜分析、超压成因判别、流体包裹体测试、激光拉曼能谱分析及盆地模拟等手段查明该区的古流体压力超压成因、演化过程及保存机制。结果表明:(1)威远东区五峰组—龙马溪组页岩地层的测井曲线组合、密度与声波速度及地层压力系数与总有机碳含量特征证实异常压力来源于生烃增压作用(流体膨胀机制主导)。(2)威远东区裂缝中识别出三期脉体充填, 整体均一温度介于 102~139.1 °C, 捕获压力介于 51.85~76.26 MPa。(3)压力演化为 4 个阶段: 常压、微超压、强超压和弱泄压阶段; 具有三个特点: 前期稳定增压、中期快速增压、后期泄压时期晚、持续时间短且强度弱。(4)优越的超压保存条件有效维持了储层物性与含气性; 目标层孔隙度为 6.3%, 压力系数为 1.90, 含气量为 3.5~8.5 m<sup>3</sup>/t, 测试产量为 9.48 万方/天, 显示良好的开发潜力。研究结果可为降低该地区页岩气甜点靶区预测风险提供理论支撑。

[关键词] 威远东区; 五峰组—龙马溪组; 超压成因; 压力演化; 保存机制

[分类号] TE122

[文献标志码] A

## Pressure Evolution Characteristics and Preservation Mechanisms of Shale Gas Reservoirs in the Wufeng—Longmaxi Formations, Eastern area of Weiyuan, Southern Sichuan Province

MA Binyang<sup>1</sup>, LIU Yi<sup>2</sup>, WANG Hao<sup>1</sup>, ZHOU Wen<sup>1</sup>, DENG Mingquan<sup>1</sup>,  
YANG Feng<sup>1</sup>, DENG Naier<sup>1</sup>, XU Hao<sup>1\*</sup>

收稿日期: 2025-10-15; 改回日期: 2025-12-05。 责任编辑:。

基金项目: 国家自然科学基金(42472189); 四川省自然科学基金(24NSFSC4997)、国家科技重大专项(2025ZD1403903-02、2025ZD1404101-05)支持。

第一作者: 马滨洋(2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向: 非常规油气储层评价, E-mail: 2835332641@qq.com。

\*通信作者: 徐浩(1990—), 男, 副教授, 研究方向: 油气田开发地质, E-mail: xuhao19@cdut.edu.cn。

引用格式: 马滨洋, 刘亿, 王浩, 等, 2025. 川南威远东区五峰组—龙马溪组页岩气藏压力演化特征及保存机制 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 54(0): 1—16.

Ma B Y, Liu Y, Wang H, et al., 2025. Pressure Evolution Characteristics and Preservation Mechanisms of Shale Gas Reservoirs in the Wufeng—Longmaxi Formations, Eastern area of Weiyuan, Southern Sichuan Province [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 54(0): 1—16.

1. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

2. Shale Gas Exploration and Development, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu 610051, China

**Abstract:** The Wufeng Formation—Longmaxi Formation in the Eastern area of Weiyuan, southern Sichuan Province exhibits significant differences in burial depth, and the temperature and pressure conditions are complex, presenting challenges for studying the enrichment patterns of deep shale gas. Therefore, it is urgent to reveal the paleo-fluid pressure evolution process of this layer, clarify the causes of overpressure and its preservation mechanisms, in order to deepen the understanding of enrichment. This study focuses on calcite veins in the shale fractures of the bottom of the Longmaxi Formation in the eastern area of Weiyuan. By combining core observation, electron microscopy analysis, overpressure mechanism discrimination charts, fluid inclusion tests, laser Raman spectroscopy, and basin simulation, the origins, evolution, and preservation mechanisms of paleo-fluid overpressure in this area were investigated. The results indicate: (1) The combination of well logging curves, density and sonic velocity, and the characteristics of formation pressure coefficients and total organic carbon content in the Wuyuan East Five Peaks Formation—Longmaxi Formation shales confirm that the abnormal pressure originates from hydrocarbon generation overpressure (dominated by the fluid expansion mechanism). (2) In the cracks of the Weiyuan East District, three phase veins were identified, with overall uniform temperatures ranging from 102 to 139.1°C and trapping pressures ranging from 51.85 to 76.26 MPa. (3) The pressure evolution occurred in four stages: normal pressure, slight overpressure, strong overpressure, and weak pressure relief, characterized by three features: early stable overpressure increase, rapid overpressure increase in the middle stage, and late-stage pressure relief with a short duration and low intensity. (4) Excellent overpressure preservation conditions effectively maintain reservoir properties and gas content; the target layer has a porosity of 6.3%, a pressure coefficient of 1.97, gas content of 3.5–8.5 m<sup>3</sup>/t, and a tested production of 94,800 m<sup>3</sup>/day, demonstrating good development potential. The study results can provide theoretical support for reducing the risk in predicting sweet spots for shale gas in this region.

**Key words:** eastern area of Weiyuan; Wufeng Formation—Longmaxi Formation; overpressure mechanism; pressure evolution; preservation mechanisms

随着四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组中浅层(埋深<3 500 m)页岩气的成功商业化开发,勘探目光已聚焦于资源潜力更具优势的深层五峰组—龙马溪组页岩气领域(郭旭升等, 2020; 张素荣等, 2021)。深层页岩气资源量占比超 60%, 是保障后续勘探开发可持续发展的接替阵地(管全中等, 2024)。该领域页岩地层普遍存在的超压现象, 且在沉降埋藏与构造抬升背景下经历了复杂的压力演化历史(从地质历史时期的强超压演化为现今的超压或常压状态), 成为制约勘探部署决策的核心科学问题(邹才能等, 2022)。因此, 系统研究五峰组—龙马溪组页岩地层的超压特征, 对揭示页岩气富集规律及指导下一步勘探部署具有重要意义。

勘探实践证明, 地层超压不仅是页岩气富集与高产的关键控制因素, 也是评价其保存条件的重要指标(王濡岳等, 2020)。前人针对中—浅层页岩地层超压成因已开展了广泛研究, 普遍将其归纳为四种主要机制: 不均衡压实、流体膨胀、

构造挤压及超压传递(赵靖舟等, 2017; Nie et al., 2020)。基于测井响应与声波速度—密度交会图分析, 有研究指出川南地区超压主要源于干酪根热解生烃引起的流体体积显著膨胀(刘冬冬等, 2021); 另有学者基于原油裂解生气增压模型, 定量揭示焦石坝地区干酪根生油可使压力系数增至 1.73, 而后续原油裂解生气过程可进一步提升至 2.78, 反映出不同生烃阶段对超压形成的差异贡献(Gao et al., 2019; 唐令等, 2022)。超压体系具有明显的动态演化特征, 普遍经历了增压—泄压的旋回过程(王禧润, 2024)。部分研究通过盆地数值模拟技术, 结合流体包裹体等资料, 重建了从深埋生烃(增压)到构造抬升(泄压)的全过程压力演化历史(Yarnangoré and Acosta-González, 2024); 例如, 在泸州地区构造抬升阶段, 温度降低、孔隙弹性回弹及页岩气沿裂缝逸散被识别为导致超压衰减的三个主要机制(Wang et al., 2022a)。范文龙(2024)通过盆地模拟恢复了威远地区威 201 和自 225 井的埋藏史, 并结合流体包

裹体均一温度分析,揭示了该区页岩气存在两期规模性运移,威远背斜的包裹体均一温度主要分布于110~210℃(平均148.25℃),结合埋藏史图版确定,页岩气运移主要发生于海西—印支期与喜山期。超压的有效保存是页岩气最终成藏的决定性条件。也有学者研究强调,封盖体系完整性、构造样式与变形强度及储层自封闭能力共同控制超压的保存状态(宋岩等,2023);然而,中—深层超压体系变化幅度大、成因机制复杂,且常受多期地质作用的叠加改造,目前关于其演化过程及其油气成藏耦合关系的研究仍较为薄弱,亟待系统深入探索(陈冬霞等,2025;文龙等,2025)。

尽管威远页岩气田中—浅层五峰组—龙马溪组超压页岩气藏的研究已趋成熟,但其东部深层区块的超压系统,在形成机制、动态演化与保存条件等关键科学问题上仍不明朗,严重制约了该区的勘探突破。为攻克此瓶颈,本研究以威远东区为研究区,采用测井曲线组合、声波与密度交汇和压力系数与总有机碳含量特征确定超压成因;同时利用裂缝脉体中的包裹体开展显微测温与激光拉曼分析,以捕获关键的古压力信息;在此基础上结合盆地数值模拟,重建压力演化路径,并深入探讨其保存机理。本研究预期成果有望为威远东区深层超压页岩气的有利区预测与高效开发奠定坚实的理论根基。

## 1 地质背景

威远页岩气田地处四川盆地西南部,部署区主要位于内江市市中区、资中县境内(张琴等,2020);区域构造上隶属于川西南古中斜坡低褶皱带(图1-A),以威远背斜为主体构造,地表出露地层主要包括三叠系( $T_{1j}$ 、 $T_{2l}$ 、 $T_{3xj}$ )及侏罗系( $J_{1z}$ 、 $J_{2s}^{1-2}$ 、 $J_{3p}$ )(邹晓艳等,2022)。该区当前的核心勘探层系为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩,该套地层形成于雪峰、川中、黔中等古隆起围限的深水安静沉积环境,其空间展布与岩性组合受古地貌格局控制(聂海宽等,2012)。威远东区(研究区)位于威远页岩气田东侧,属威远缓斜坡构造带,远离威远背斜构造高部位,整体构造形态表现为北西高、南东低的单斜特征,倾向南东,地层倾角较为平缓(刘瑞崑,2023);受威远—自贡水下古隆起影响,五峰组—龙马溪组埋深自北西向南东方向逐渐增大,东南部埋深普

遍大于3500m(图1-B)。

威远东区五峰组与龙马溪组为连续沉积、整合接触。五峰组岩性以钙质黏土质页岩为主;龙马溪组自下而上发育黏土质硅质页岩、钙质硅质页岩、钙质黏土质页岩、黏土质页岩,局部夹粉砂质页岩与粉砂岩薄层(谢国梁等,2024)。本研究目的层为五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段的黑色富有机质黏土质硅质页岩,属深水陆棚相沉积;以威5井作为代表,其五峰组厚度极薄,厚度为0.5m,龙一<sub>1</sub>亚段累计厚度为42.2m(图1-C);该段页岩具有较高孔隙度(5.8%~7.2%,平均6.3%),层理发育,见黄铁矿团块与结核,富含笔石生物化石。

## 2 样品信息及实验方法

本研究选取了威5井五峰组—龙马溪组一段页岩裂缝系统中充填的方解石脉体作为实验样品。样品共计12件(图1-C),采样深度范围3971.50~4010.17m,分别取自4c小层(3件)、4b小层(3件)、3小层(1件)、2小层(1件)及1小层(4件),除2小层样品来源于流体超压缝外,其余样品均来自剪切缝。

流体包裹体与激光拉曼光谱测试首先要将岩石或矿物样品制成双面抛光的薄片(厚度约100~300 $\mu\text{m}$ ),确保包裹体暴露且表面光洁。流体包裹体测温仪器采用英国LinKam公司THMSG600冷热台,与OlympusBX51的光学显微镜联用,构成显微测温系统。温度控制范围为-196℃~600℃,测温过程中,将加热/冷冻速率控制在0.01~4℃/min,观察包裹体中的气相和液相均一到一相态时并记录温度,并详细记录包裹体的形态、大小、相态(气、液、固)、产状(原生、次生、假次生)及其与宿主矿物的关系。激光拉曼光谱分析使用英国Renishaw公司inVia™Qontor®高分辨率拉曼光谱仪完成,实验采用532nm可见光激光器作为激发源,激光功率设置为100mW,光谱采集范围覆盖50~8000 $\text{cm}^{-1}$ ,将激光束精确聚焦在目标包裹体上,根据信号强弱调整采集时间和累加次数,以获得信噪比良好的光谱,在获得的光谱中,确认2917 $\text{cm}^{-1}$ 附近是否存在甲烷的特征峰,扣除由矿物宿主、玻璃片等引起的荧光背景和瑞利散射尾巴,对甲烷峰进行洛伦兹或高斯拟合,精确确定其峰位、峰强和半高宽。包裹体古压力恢复首先利用甲烷拉曼散射峰位移(D)与密

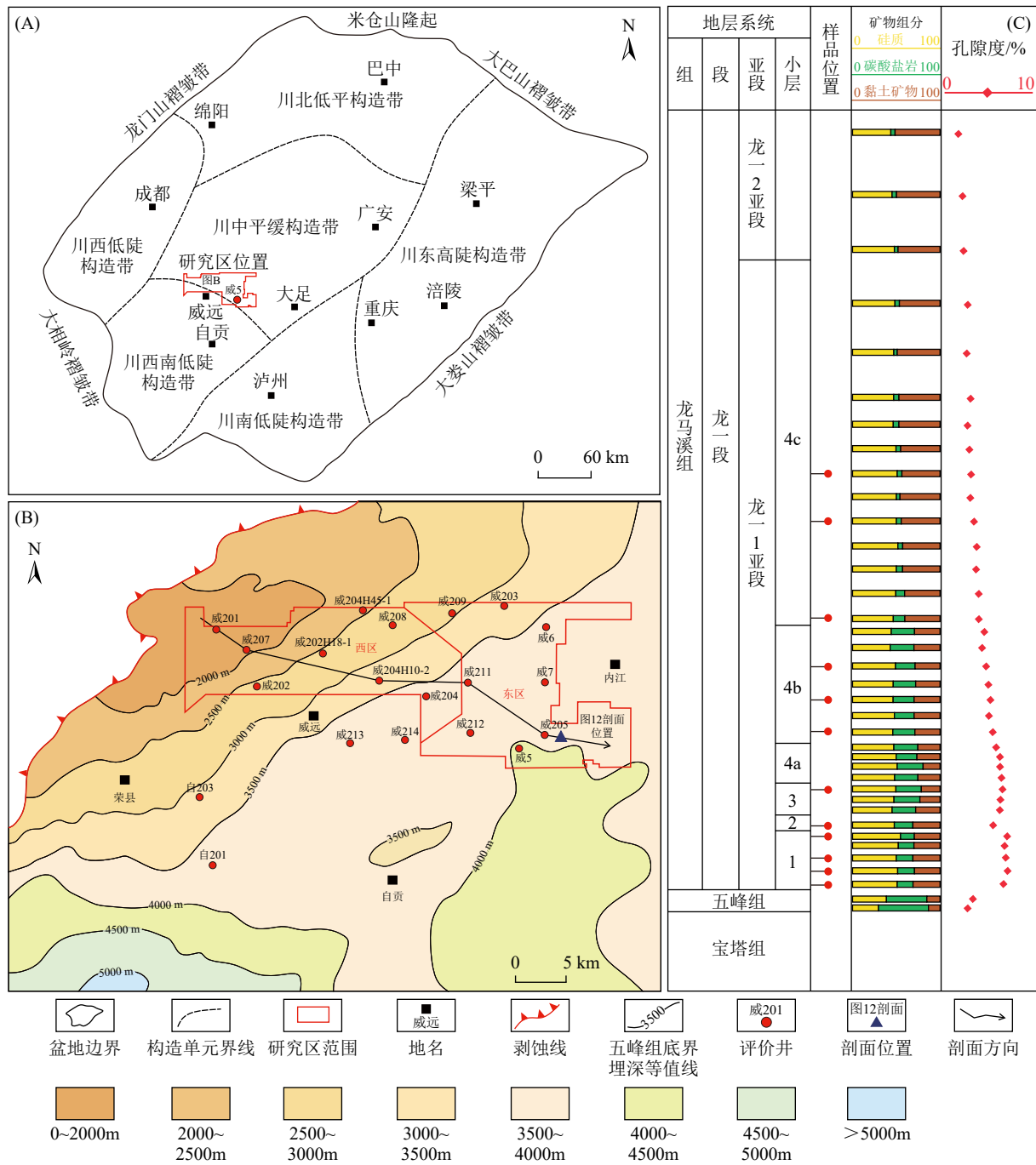


图 1 研究区位置及概况 Fig. 1 location and overview of the study area

(A)四川盆地构造划分及研究区构造位置(据 Xu et al., 2019 修改);(B)威远页岩气田五峰组底界埋深图(据 刘乃震和王 国勇, 2016 修改);(C)威远东区威5井龙一段综合柱状图

度(ρ)之间的经验函数关系(Duan et al., 1992)计算甲烷包裹体的密度(ρ),再根据 PR 状态方程,通过上述相关实验获取的纯甲烷包裹体密度和均一温度绘制等容线(等容线定义了恒定密度下 P—T 的变化关系),结合独立的古地温约束,计算纯甲烷的捕获压力(Li et al., 2024)。利用

Quanta250FEG 场发射环扫描电子显微镜对抛光样品进行观察,并基于获取的图像进行二/三维数字化处理,统计微观孔隙结构参数,该部分实验在 18~20 ℃, 45% 相对湿度的环境中进行。超压机识别基于测井曲线组合、声波速度值和密度值、地层压力系数和总有机碳含量特征判别。

### 3 实验结果

#### 3.1 裂缝脉体特征

威远东区五峰组—龙一段地层中发育的裂缝可划分为四种主要类型: 剪切缝、张性缝、层理缝及流体超压裂缝, 其中以层间剪切缝最为发育。剪切缝表现为缝面平直, 常见擦痕与阶步(图 2-B), 倾向以水平为主, 中高角度次之, 多呈组系产出; 裂缝内普遍充填颗粒状方解石, 宽度介于 0.2~1.5 cm 之间(图 2-C)。张性缝多终止于高应力隔层, 以近垂直方向为主, 缝面曲折、粗糙度大, 内部仅见厚度不足 1 mm 的方解石脉体充填(图 2-D)。层理缝沿页理面发育, 常呈多条平行排列, 多数被黄铁矿与方解石充填, 反映其形成于深水还原环境(Qin et al., 2025)。流体超压缝呈网状分布, 纵、横向均延伸出多条细微裂缝, 横向连通性良好, 缝内同样被方解石与黄铁矿充填(图 2-F)。此外, 威 5 井五峰组本身厚度极薄, 仅为 0.5 m, 裂缝基本不发育。

#### 3.2 流体包裹体特征

包裹体可作为地质历史时期古流体信息记录的载体, 其在石油地质与勘探中得到了广泛的应用(Wu et al., 2025)。本次研究包裹体测试结果发现其中发育的气-液两相盐水包裹体主要沿切穿方解石的微裂隙分布, 呈浅灰色、形态不规则

(图 3)。均一温度直接反映了包裹体被捕获时的最低温度条件, 是划分热流体活动期次的首要指标(Liu et al., 2024)。该类包裹体的均一温度分布范围较宽, 为 105.5~139.1 °C, 平均 122.2 °C, 并可进一步划分为三个明显的温度区间(图 4)。采用 Bodnar(1993)提出的盐度-冻结温度关系计算 NaCl-H<sub>2</sub>O 体系溶液的盐度, 计算结果表明, 盐度范围为 4.65%~8.00%, 平均 6.36%, 结合均一温度与盐度数据, 识别出三期性质各异的古流体活动: 第一期为低温-中盐度流体, 捕获温度为 105.5~110.2 °C, 盐度为 5.56%~7.31%, 气-液两相盐水包裹体多呈圆状、椭圆状及不规则状, 沿条带分布, 平均粒径为 13 μm, 共生的甲烷包裹体以圆状为主, 独立赋存, 粒径介于 3~8 μm(图 3-A); 第二期为中温-中盐度流体, 捕获温度为 114.8~124.7 °C, 盐度为 5.11%~8.00%, 两相盐水包裹体颜色较深, 形态以长方形状、菱形状及不规则状为主, 呈带状分布, 平均粒径为 12 μm, 共生的甲烷包裹体仍以圆状为主, 独立赋存粒径介于 3~6 μm(图 3-C); 第三期为高温-中盐度流体, 捕获温度为 130.4~139.1 °C, 平均 135 °C, 盐度为 4.65%~7.17%, 两相盐水包裹体形态以椭圆状和长条状为主, 呈带状展布, 平均粒径为 12 μm, 共生的甲烷包裹体形态以椭圆状为主, 独立赋存, 粒径介于 3~8 μm(图 3-F)。

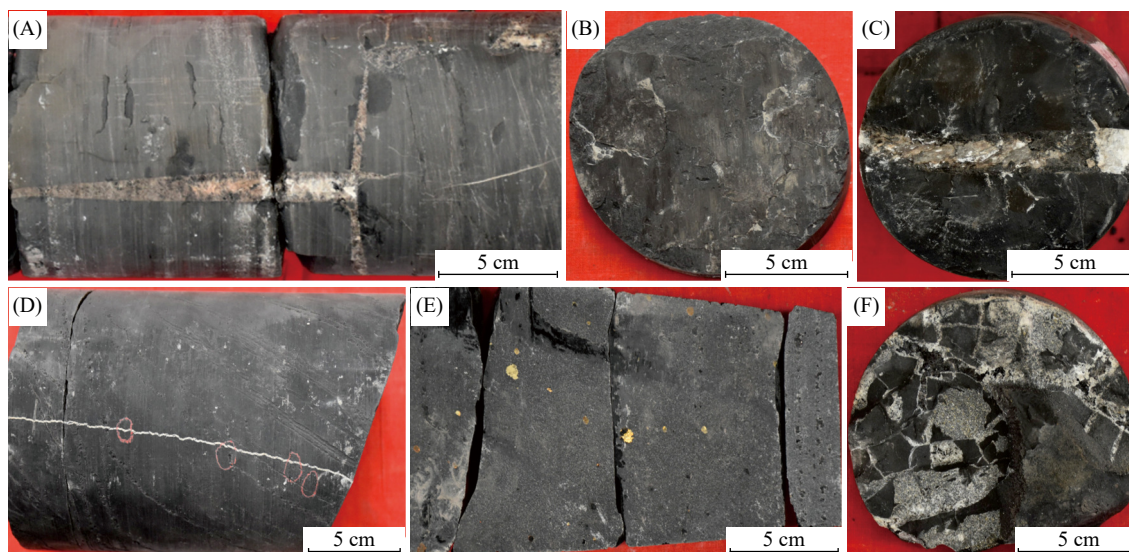


图 2 威远东区威 5 井页岩岩心裂缝特征

Fig. 2 Fracture Characteristics of Shale Cores from Well Wei5 in the Eastern Area of Weiyuan

(A) 高角度剪切缝, 深度 3 992.51 m; (B) 层间剪切缝缝面擦痕与阶步, 深度 4 007.07 m; (C) 高角度剪切缝方解石脉体充填, 深度 3 992.85 m; (D) 张性缝被方解石充填, 深度 3 995.96 m; (E) 剪切缝缝面见黄铁矿, 深度 3 991.14 m; (F) 流体超压缝缝面, 深度 4 003.40 m

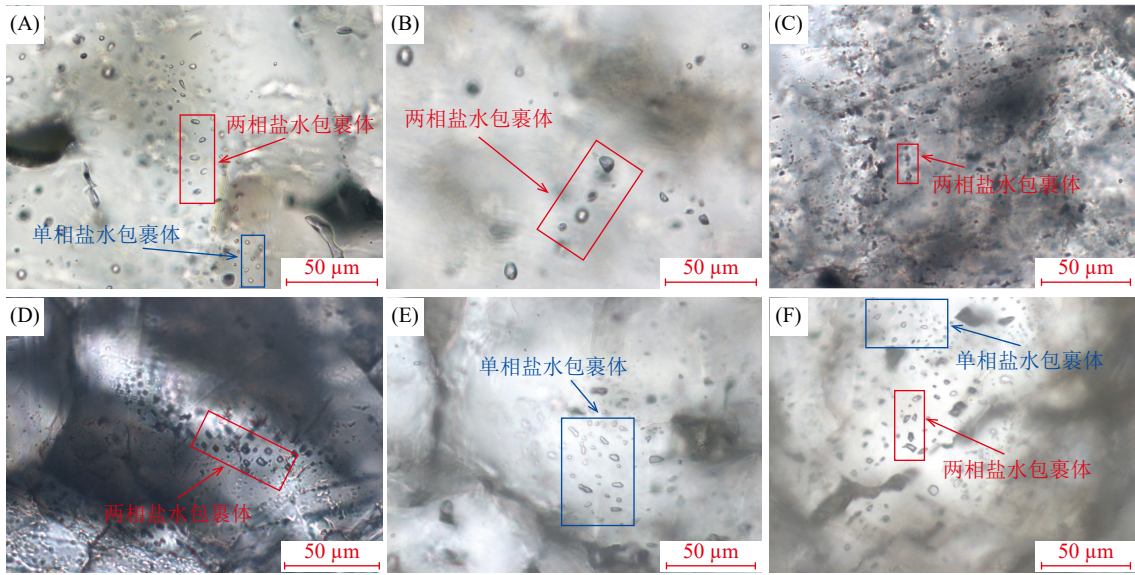


图 3 威远东区威 5 井页岩裂缝脉体中流体包裹体的岩相学特征

Fig. 3 Petrographic Characteristics of Fluid Inclusions in Shale Fracture Veins of Well Wei5 in the Eastern Area of Weiyuan

(A)浅灰色盐水包裹体,深度 3 992.51 m; (B)浅灰色盐水包裹体,深度 3 993.29 m; (C)灰色盐水包裹体,深度 3 985.21 m; (D)浅灰色盐水包裹体,深度 3 983.15 m; (E)浅灰色盐水包裹体,深度 4 003.40 m; (F)浅灰色盐水包裹体,深度 4 007.07 m

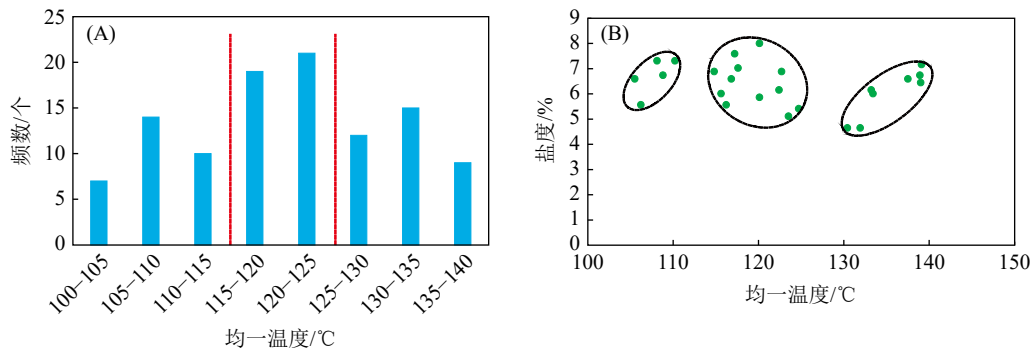


图 4 威远东区威 5 井流体包裹体均一温度和盐度测试结果

Fig. 4 Test results of uniform temperature and salinity of fluid inclusions in Well Wei5, Weiyuan East District

(A)威 5 井流体包裹体均一温度柱状分布图(以图中两根虚线划分为三个均一温度区间); (B)威 5 井流体包裹体均一温度与盐度交汇图

### 3.3 甲烷包裹体捕获压力

激光照射到包裹体上,物质分子对光发生非弹性散射(拉曼散射),产生特征光谱,如同“分子指纹”(拉曼位移,单位为  $\text{cm}^{-1}$ ),用以鉴定其化学成分(Wang et al., 2024)。通过激光拉曼光谱分析,在气液两相包裹体中识别出显著的甲烷 C—H 伸缩振动峰( $\nu_1$ )(图 5)。为精确标定拉曼位移,测试采用氙灯特征谱线对甲烷包裹体的散射峰进行了系统校正。基于校正后的拉曼位移数据,并依据甲烷拉曼散射峰位移(D)与密度( $\rho$ )之间的经验函数关系(Duan et al., 1992),对威 5 井纯甲烷包裹体的密度进行了定量计算,结果

表明,其密度分布于  $0.219\sim 0.251\text{ g/cm}^3$  区间(表 1)。

流体包裹体提供了独一无二的“古压力计”,能够恢复地质历史时期的压力状态,是揭示油气藏动力学机制(如油气充注历史、超压形成与释放、油气藏调整与改造)的核心且强大手段(唐建明等, 2023)。根据 PR 状态方程,通过实验获取的纯甲烷包裹体密度和均一温度绘制等容线(等容线定义了恒定密度下 P—T 的变化关系),结合独立的古地温约束,计算纯甲烷的捕获压力(Li et al., 2024)。计算结果显示三期甲烷包裹体捕获压力分别为:  $51.85\sim 54.79\text{ MPa}$ 、 $60.97\sim 62.22\text{ MPa}$  和  $75.18\sim 76.26\text{ MPa}$ (表 1)。

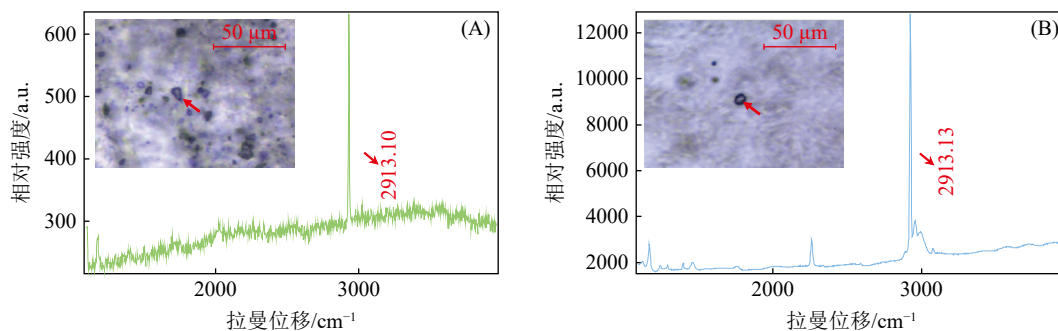


图 5 威远东区威 5 井方解石脉体中典型包裹体拉曼光谱图

Fig. 5 Raman spectra of typical inclusions in the calcite vein body of Well Wei5 in the East District of Weiyuan

(A) 威 5 井包裹体甲烷放射峰, 深度 3 992.95 m; (B) 威 5 井包裹体甲烷放射峰, 深度 3 993.29 m

表 1 威远东区甲烷包裹体捕获压力计算结果

Table 1 Calculation results of methane inclusion capture pressure in Weiyuan East District

| 样品编号 | 测点数 | $\nu_1/\text{cm}^{-1}$ | $\rho/(\text{g}/\text{cm}^3)$ | 同期盐水包裹体均一温度/ $^{\circ}\text{C}$ |     | 捕获压力/MPa    |
|------|-----|------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----|-------------|
|      |     |                        |                               | 范围                              | 平均  |             |
| BG1  | 2   | 2 913.10~2 913.13      | 0.219~0.221                   | 102~118                         | 107 | 51.85~53.04 |
| BG2  | 2   | 2 912.00~2 912.42      | 0.220~0.223                   | 105~115                         | 108 | 52.58~54.79 |
| BG3  | 2   | 2 911.65~2 911.69      | 0.231~0.234                   | 114~130                         | 120 | 60.97~62.22 |
| BG4  | 3   | 2 910.21~2 910.23      | 0.249~0.251                   | 123~139                         | 135 | 75.18~76.26 |

### 3.4 有机孔孔隙结构特征

威远东区五峰组—龙一段主要发育有机质孔, 孔隙形态主要有圆孔状(图 6-A)、椭圆状(图 6-B)和扁平状(图 6-C), 以圆孔状为主; 龙—<sub>2</sub>亚段有机质中有机孔极为有限或基本不发育; 而龙—<sub>1</sub>亚段自上而下有机孔孔径逐渐增大、数量增多, 其中 1 小层孔隙孔径最大, 形态以椭圆状为主, 部分扁平状有机孔呈群集或条带状分布, 反映曾经历较强压实作用(邓乃尔等, 2024)。FIB—SEM 三维数字岩芯分析结果表明, 五峰组—龙一段有机质含量为 4.43%~14.70%, 孔隙度为 5.48%~6.52%, 有机质内部孔隙度为 10.54%~14.23%, 面孔率为 1.67%~1.85%, 有机孔面孔率为 1.12%~1.28%。有机孔孔径主要分布在 10~20 nm 之间, 平均值为 39.94 nm, 中位数为 23.73 nm(表 2, 图 7)。

## 4 讨论

### 4.1 页岩气藏超压成因

现有勘探实践表明, 地层超压与页岩气产量之间通常存在显著正相关关系, 常被视作地层能量充足、含气性优越的重要标志, 因此成为甜点预测的关键指标(李勇等, 2025)。超压成因主要

可归为两大类: 一是不均衡压实机制(即欠压实作用), 二是流体膨胀机制(主要包括生烃增压、黏土矿物转化及水热增压)。其中, 水热增压对异常压力的贡献远小于生烃增压与欠压实作用, 通常可忽略不计(刘冬冬等, 2021)。

为揭示威远东区五峰组—龙马溪组超压系统的形成机制, 本研究以威 5 井为重点分析对象。测井曲线组合分析法是识别超压成因机制的有效手段, 依据不同成因超压在声波时差(AC)、电阻率(RT)、岩石密度(DEN)及补偿中子(CNL)测井参数的响应差异进行综合判识(赵靖舟等, 2017)。正常压实过程中, 随埋深增加, 上覆岩层载荷导致沉积物骨架所受有效应力增大, 从而发生机械压实与体积缩减, 孔隙度与埋深呈现良好的函数关系, 据此可建立正常压实趋势线, 此外, 电阻率和声波时差同样适用(杜京珊, 2023)。不均衡压实成因的超压段随埋深增加, 通常表现为声波时差增大、电阻率减小及岩石密度显著减小, 这一组合特征反映了因排水不畅所导致的高孔隙度物理状态; 而生烃膨胀成因的超压则呈现不同响应特征: 随埋深增大, 声波时差增大、电阻率增大、同时岩石密度基本不变或略

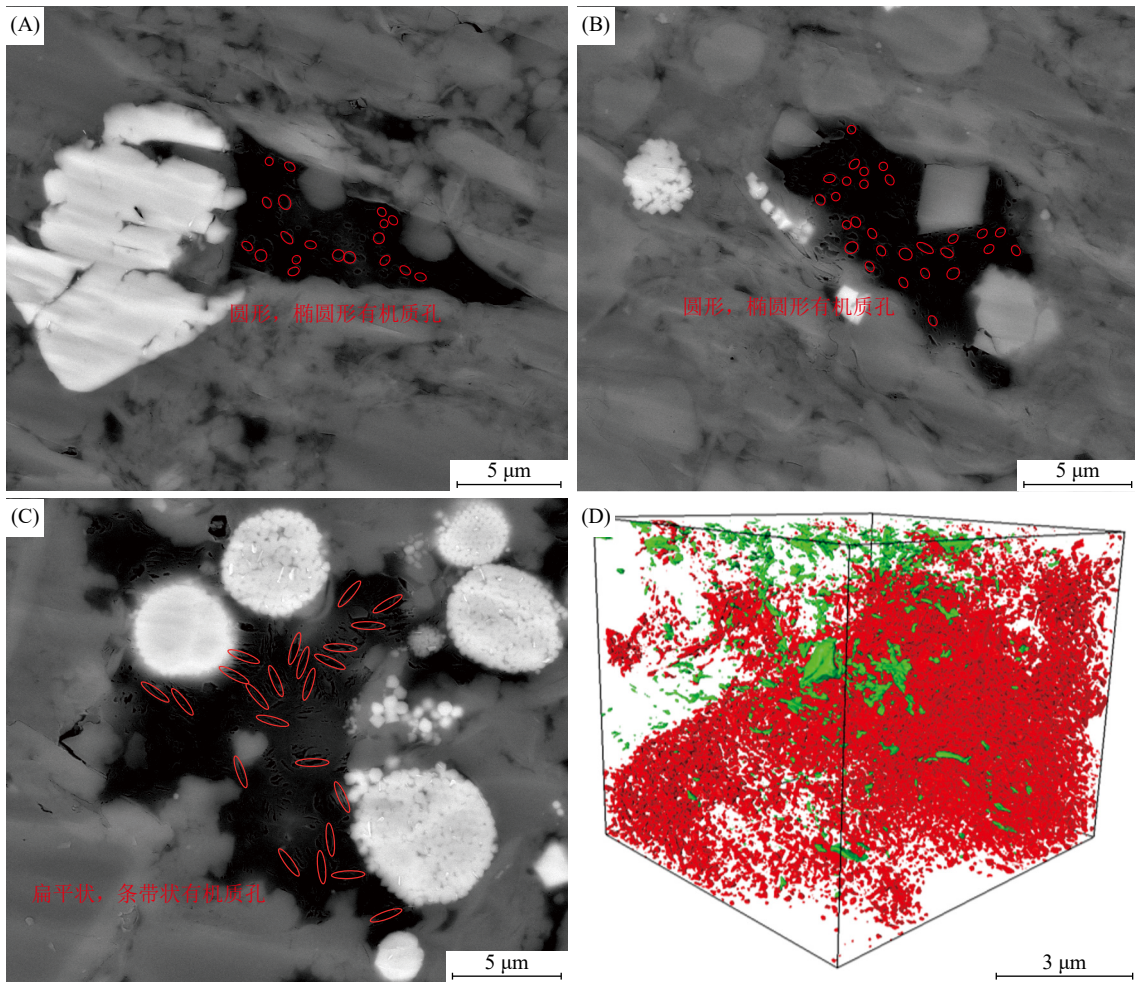


图 6 威远东区威 5 井龙马溪组一亚段页岩有机孔形态扫描电镜照片

Fig. 6 Scanning electron microscope images of organic pore morphology in the Longmaxi Formation Subsection 1 shale at Well Wei5, East Weiyuan

(A) 1 小层电镜照片, 见圆状有机质孔, 深度 4 008.72 m; (B) 2 小层电镜照片, 见圆-椭圆状有机质孔, 深度 3 999.52 m;  
 (C) 3 小层电镜照片, 有机孔形态呈现扁平状, 深度 3 996.21 m; (D) 1 小层样品 FIB 实验结果, 深度 4 008.72 m

表 2 威远东区威 5 井聚焦离子束扫描电镜提取的孔隙参数

Table 2 Pore parameters extracted from the Wei5 well in Weiyuan East District using a focused ion beam scanning electron microscope

| 深度/m     | 有机质/% | 孔隙度/% | 有机质内孔隙度/% | 面孔率/% | 有机孔面孔率/% |
|----------|-------|-------|-----------|-------|----------|
| 3 996.21 | 5.56  | 5.48  | 10.54     | 1.73  | 1.15     |
| 3 999.52 | 5.96  | 5.52  | 14.23     | 1.67  | 1.19     |
| 4 006.18 | 4.43  | 6.18  | 12.16     | 1.85  | 1.28     |
| 4 008.72 | 14.7  | 6.52  | 13.62     | 1.80  | 1.12     |

有减小, 反应了烃类生成所引起的流体体积扩张及其对岩石骨架的有效应力效应(唐令等, 2022)。当声波时差与电阻率先于岩石密度发生反转, 通常指示由强烈流体膨胀作用所形成的强超压系统, 反应了岩石声学及电学性质对孔隙流体变化的敏感性高于岩石密度(Wang et al., 2023)。如图 8

所示, 威 5 井龙一段底部页岩段(3 968~4 011 m)的声波时差明显增大, 指示该段存在强超压, 同时, 该段的电阻率也有增大趋势, 密度和补偿中子略有减小, 该段符合生烃膨胀增压的测井响应特征。这 4 种测井曲线反转不同步, 岩石密度和补偿中子的反转深度大于声波时差和电阻率的反

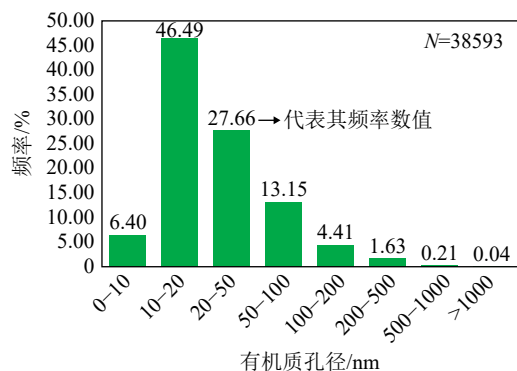


图 7 威远东区威 5 井有机孔径分布柱状图  
Fig. 7 Histogram of Organic Pore Size Distribution in Well Wei5, Eastern Weiyuan Area

转深度, 这种现象指示强超压并且该超压成为生烃膨胀所致 (Wang et al., 2022b)。进一步利用超压段声波速度-密度交汇图版对超压机制进行判别 (图 9-B)。不均衡压实作用主导的超压通常表现为数据点沿正常压实趋势分布, 而流体膨胀机制因孔隙流体支撑部分骨架应力, 使岩石表现为卸载特征, 即声波速度变低, 密度基本不变 (张维维, 2020; 肖寅平, 2023) (图 9-A)。威 5 井异常压力段数据点偏离正常趋势线, 落于卸载曲线上, 流体膨胀造成的超压位于卸载曲线上 (图 9-B)。该段页岩具有高有机质丰度和过成熟度演化特征, 其 TOC 与地层压力系数呈一定正相关性, 基于流体包裹体恢复的古压力演化过程, 该段主力生烃期与超压主要形成期高度吻合。另

外, 该套页岩沉积于深水安静环境, 埋藏过程持续稳定, 有利于孔隙水正常排出, 欠压实作用影响较弱; 同时, 威远构造东翼构造平缓、断裂不发育, 裂缝系统多呈封闭状态 (据岩心观察), 具备优越的压力封闭条件, 良好的保存环境为生烃流体的有效蓄压提供了关键保障 (郭彤楼, 2016)。

#### 4.2 页岩气藏压力演化

本文通过盆地数值模拟结合流体包裹体记录的古温压数据, 重建了威远东区五峰组—龙马溪组页岩地层的压力演化过程。具体运用 PetroMod 软件模拟恢复了威 5 井单井埋藏-热演化-压力演化史。盆地模拟所采用的数据来源如下: 沉积地层数据基于威 5 井实测资料; 地层剥蚀厚度数据引自杨轶南 (2024); 各地层沉积起止时间引自沈树忠等 (2019)。有机地球化学参数方面, 研究区干酪根类型以 I 型为主, TOC 含量及生烃动力学模型选用 Pepper and Dodd (1995) 提出的 TII 模型, 并设定氢指数 (HI) 为 600 mgHC/g。此外, 盆地边界条件 (包括区域基底热流值、古水温和古水深) 引自饶松等 (2019)。模拟结果显示, 五峰组—龙马溪组页岩地层埋藏初期压力与温度增长缓慢, 随着埋深增加而持续上升, 于约 100Ma 前达到最大埋深 (约 6 500~6 700 m), 此时地层经历最高古地温 (200~220 °C) 与最大压力 (约 140 MPa), 受晚期构造抬升与剥蚀作用

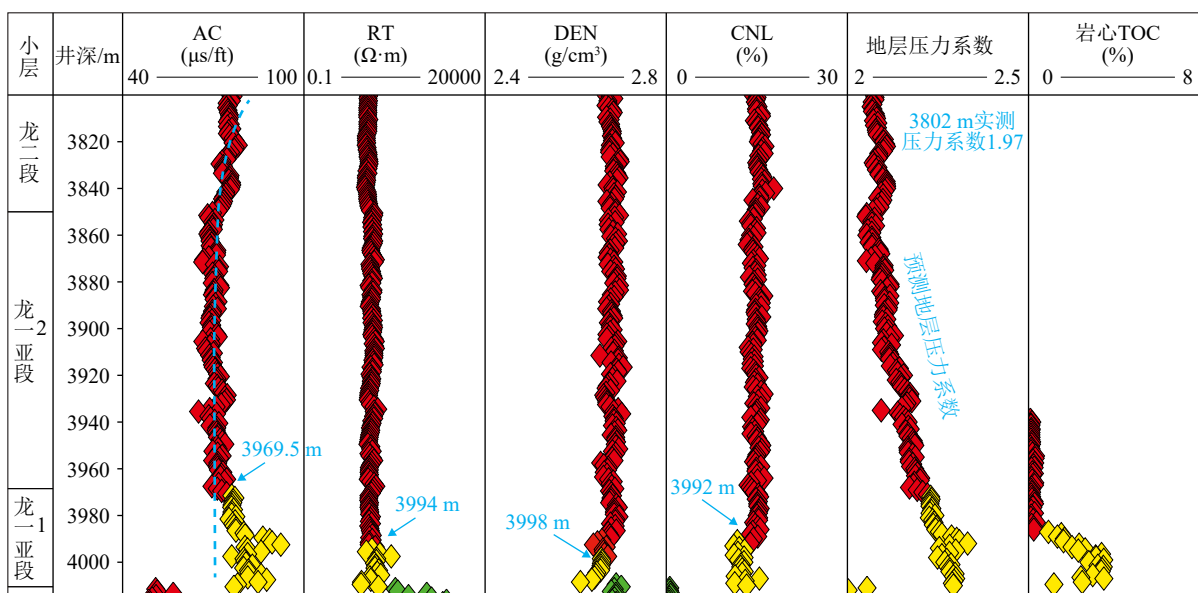


图 8 威远东区威 5 井五峰组—龙马溪组超压地层测井响应特征图  
Fig. 8 Weiyuan East District Wei5 Well Formation Overpressure Mechanism Discrimination Chart Version

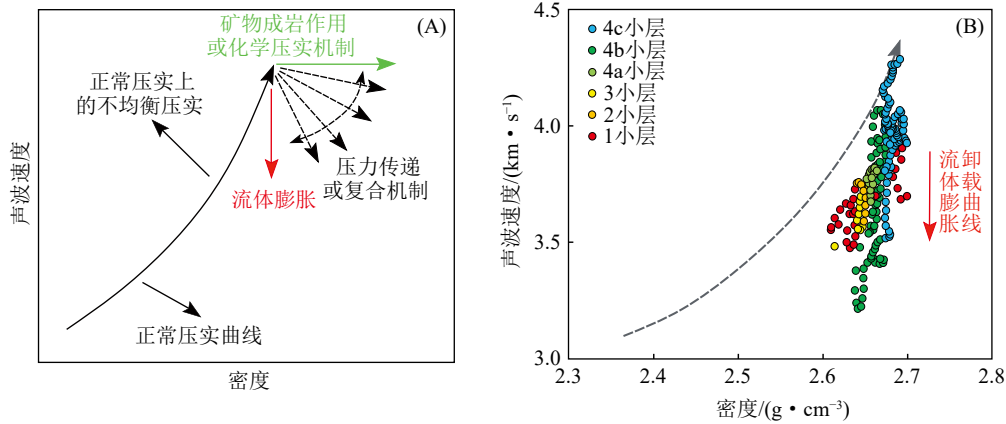


图 9 威远东区威 5 井地层超压机制判别图版

Fig. 9 Weiyuan East District Wei5 Well Formation Overpressure Mechanism Discrimination Chart Version

(A)威 5 井声波时差随地层深度变化趋势图;(B)超压页岩中密度与声波交汇区分不同超压机制图(据刘冬冬等, 2021 修改)

影响, 该套地层现今埋深已调整为 4 010~4 015 m。流体包裹体提供了“点”上的古温压和成分证据, 而盆地模拟提供了“线”上的连续热史、压力史和埋藏史等。因此通过盆地数值模拟结果结合包裹体均一温度范围的校正, 可大致将流体包裹体捕获的“点”锚定在时间轴上, 从而确定捕获时间及对应深度。锚定结果显示: 方解石脉体中捕获的第一期包裹体捕获时间为 178~175 Ma, 温度为 110~118 ℃, 捕获压力为 51.85~54.79 MPa, 捕获深度为 3 200~3 300 m, 指示中侏罗世早期

一次构造-流体活动; 第二期捕获时间为 160~152 Ma, 捕获温度为 114~130 ℃, 捕获压力为 60.97~62.22 MPa, 捕获深度为 3 400~3 500 m, 反映晚侏罗世持续埋藏中的增温增压过程; 第三期捕获时间为 40~25 Ma, 捕获温度为 123~139 ℃, 捕获压力为 75.18~76.26 MPa, 捕获深度为 4 200~4 300 m, 反映古近纪晚期构造抬升影响的弱降温弱泄压事件(图 10)。

威 5 井的页岩地层压力演化经历了 4 个阶段(图 11)。第 I 阶段为两期埋深两期抬升(包括加

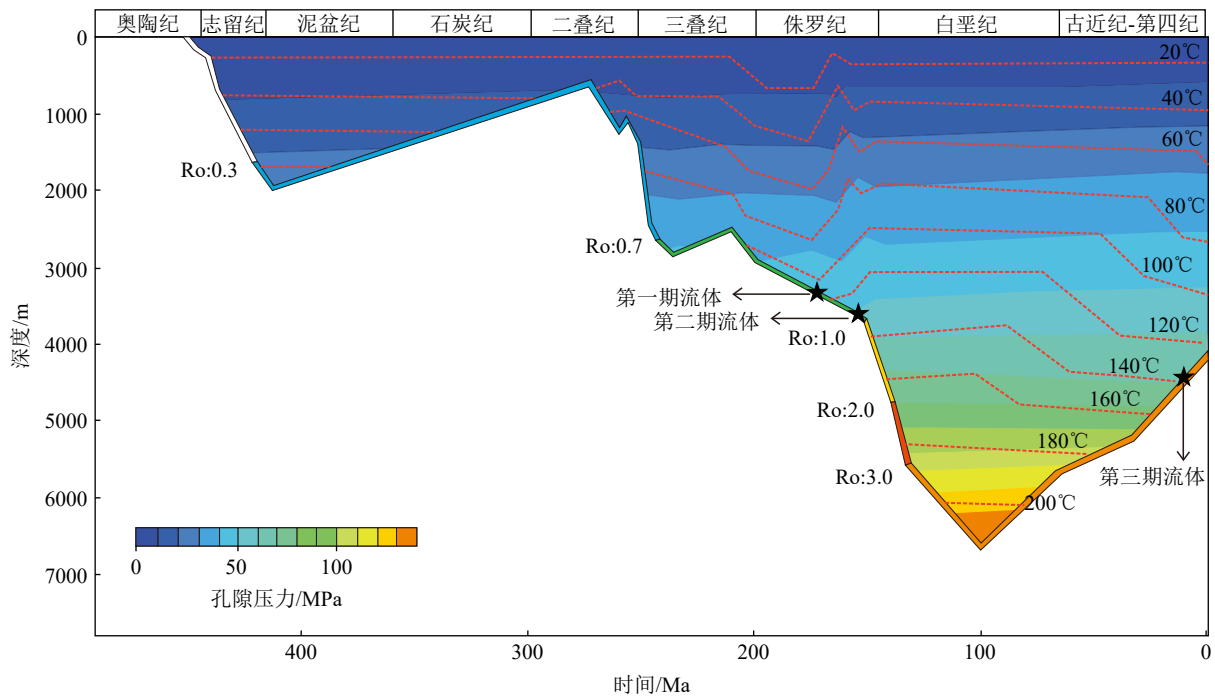


图 10 威远东区威 5 井五峰组—龙马溪组埋藏-压力-热演化史

Fig. 10 Weiyuan East District Wei5 Well Wufeng Formation - Longmaxi Formation Burial - Pressure - Thermal Evolution History

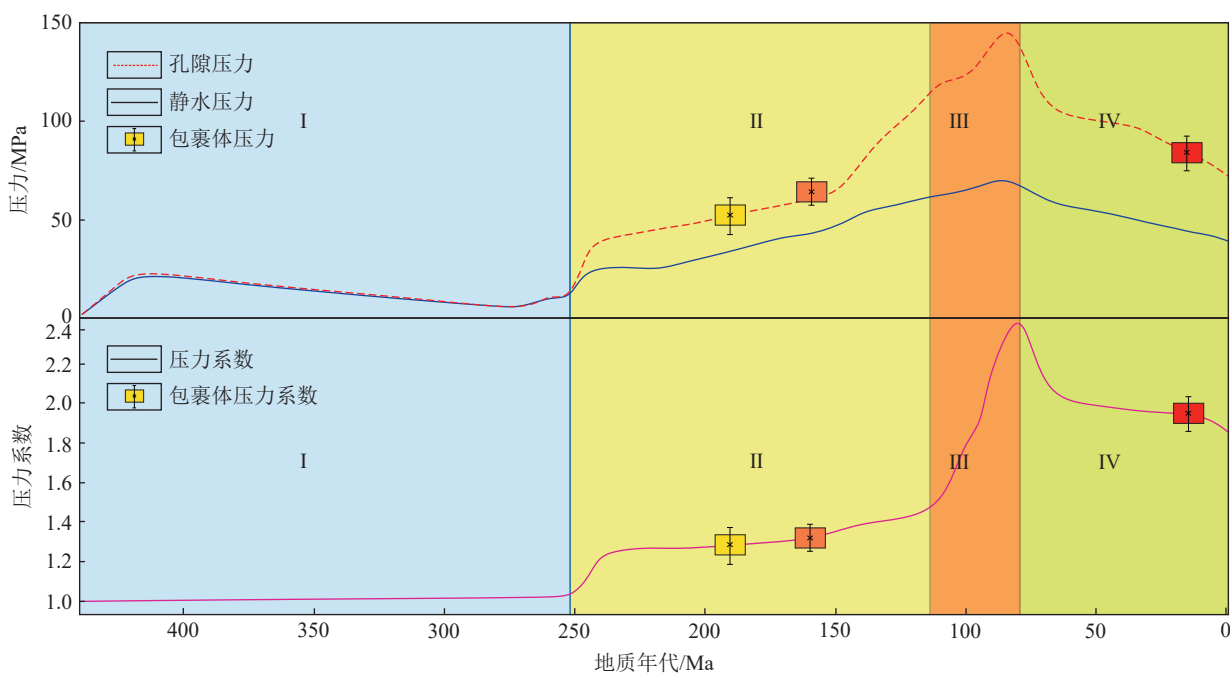


图 11 威远东区威 5 井压力演化过程

Fig. 11 Pressure Evolution Process of Well Wei5 in Weiyuan East Area

里东—海西期及二叠纪末期构造抬升与剥蚀), 孔隙压力为 30~40 MPa, 地层压力系数为 1.0~1.05, 受多期抬升剥蚀影响, 地层流体压力基本保持净水压力状态, 属于常压系统; 第 II 阶段为印支早期—燕山中期, 随着埋深快速增加, 页岩成熟度大于 0.7%, 进入生油窗干酪根生成液态烃体积膨胀产生一定的压力, 叠加不平衡压实作用, 共同促使孔隙压力升至 40~60 MPa, 压力系数增至 1.20~1.35, 形成微超压系统(刘伟新等, 2022); 第 III 阶段为燕山晚期—喜马拉雅早期, 地层持续稳定埋深直到最大埋深, 页岩成熟度大于 1.3%, 液态烃裂解生气, 体积剧烈膨胀(流体体积可扩大数倍到数十倍), 孔隙压力迅速攀升至 60~140 MPa, 压力系数达 1.40~2.40, 该阶段是强超压系统形成的关键时期; 第 IV 阶段为喜马拉雅晚期, 页岩成熟度大于 2.0%, 生烃作用基本停止, 干酪根与残留烃类向石墨转化; 地层已到最大埋深并开始抬升, 孔隙压力为 140~70 MPa, 地层压力系数维持在 2.40~1.90, 尽管相较于最大埋深处温度和压力有所下降, 局部裂缝开启造成气体逸散, 但由于整体保存条件较好, 仍然保持超压状态。结合威 5 井五峰组—龙马溪组裂缝方解石脉体中流体包裹体分析结果, 三期流体活动特征明显。其中, 第三期流体活动对应的甲烷包裹体

古压力为 75.18~76.26 MPa, 对应古温度为 120 °C~135 °C, 古压力系数介于 1.90~1.95, 表明改期抬升流体活动并未对气藏造成显著破坏, 仍具有高温高压特征。综上所述威远东区五峰组—龙马溪组页岩地层压力演化具有“前期稳定增压、中期快速增压、后期泄压发生晚、持续时间段且强度低”三大特点, 这一演化路径最终导致研究区目的层形成高温、高压的储层环境(实测地层温度 112 °C~129 °C, 地层压力系数 1.70~2.07), 为深层页岩气的富集与保存提供了有利条件。

#### 4.3 页岩气藏超压保存机制

优越的保存条件是控制威远东区五峰组—龙马溪组页岩地层超压状态得以维持的关键地质因素, 也是决定该区页岩气能否实现高产与稳产的核心机制(刘芷含等, 2024)。本文从构造背景、地层组合、构造形态及裂缝系统四个方面对保存条件进行系统分析: (1) 构造背景稳定, 封盖条件良好: 威远东区位于威远构造东翼的缓坡构造带, 远离构造主体, 整体表现为北西向南东缓倾的单斜构造, 地层倾角较建产区(西区)更为平缓, 且在威 5 井区附近发育局部低隆起, 有利于气体滞留(图 12)。古地貌恢复结果显示, 受威远—自贡水下古隆起控制, 该区五峰组—龙马溪组沉积前为地势起伏较小的凹陷—斜坡带, 为页

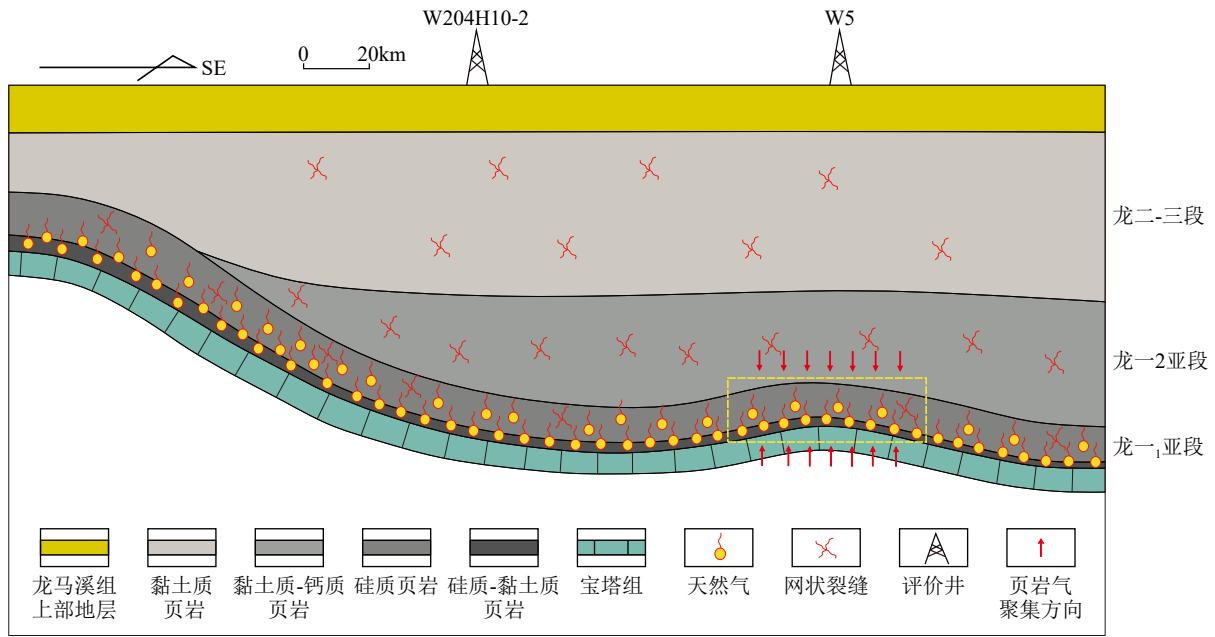


图 12 威远东区五峰组—龙马溪组页岩地层保存机制模式图

Fig. 12 Schematic Diagram of the Preservation Mechanism of Shale Strata in the Wuyuan East District Wufeng Formation-Longmaxi Formation

岩稳定分布与气藏聚集奠定了基础(聂海宽等, 2012)。(2)地层结构完整,岩性组合封闭性强:威远东区五峰组—龙马溪组上下地层为连续沉积,未见明显不整合面,目标层段龙一<sub>1</sub>亚段以黏土质硅质页岩为主,发育硅质-有机质纹层结构,其高弹性模量有效支撑了孔隙与微裂缝的稳定性,有利于孔隙压力的长期保持。上覆龙一<sub>2</sub>和龙二、三段为厚层泥岩夹粉砂岩薄层,厚度介于150~470 m,与地层压力系数呈显著正相关,表明其作为优质盖层对超压保存具有关键控制作用;下伏宝塔组为致密泥灰岩与瘤状灰岩,厚度稳定(40~50 m),岩性封闭性良好,构成可靠的底板封堵(聂海宽等, 2017);(3)构造形态平缓,有利于压力保持:地层倾角是影响页岩气富集与压力分布的重要因素。倾角越大,气体顺层向构造高部位调整的规模越大,易导致压力耗散。威远西区五峰组底构造倾角为2°~8°,而东区仅为1°~3°,统计表明该区地层压力系数与倾角呈明显负相关关系,反映平缓构造更有利于超压体系的完整保存。(4)裂缝系统以建设性作用为主:威远东区龙一<sub>1</sub>亚段发育中低角度顺层剪切缝、层理缝、张性缝及高角度剪切缝组成的网状裂缝系统(公子龙等, 2023)。其中剪切缝多被方解石全充填,包裹体分析与盆地模拟结果显示其形

成于生烃阶段。在干酪根生烃过程中,流体体积显著增大,地层升温导致孔隙流体受热膨胀,在低渗透率页岩中形成超压,流体压力驱动机制下使得裂缝开启(文士豪等, 2025);同时,开启的裂缝系统在生烃期作为有效的烃类运移通道,促进了排烃与压力传递,将孤立孔隙串联为连通的渗流网络,实现了流体与压力在储层内部的再分配,避免了“压力仓”的孤立化,从而在维持整体超压系统中发挥了建设性作用(Rybak-Ostrowska et al., 2025)。综上所述,威远东区超压的有效保存时页岩内部生烃增压能力、储层自身孔隙支撑性能与外部封盖体系共同作用的结果,构成了该区深层页岩气富集与高产的地质基础。

超压对储层孔隙的发育与保存具有建设性作用,其通过显著降低有效应力,减弱岩石颗粒间的机械压实效应,并延缓胶结等破坏性成岩作用的进程,从而有效支撑孔隙结构(史洪亮等, 2024)。这一机制在有机质孔隙的保存方面尤为关键,为页岩气提供了重要的储集空间。威5井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩的实测数据证实,基质孔隙度为5.48%~6.52%,而有机质内部孔隙度高达10.54%~14.23%。有机孔形态以椭圆形为主,孔径集中分布于10~50 nm范围,平均孔径39.94 nm,中位数为23.73 nm,表现出孔径大、数量多、圆度

高的特征,是有机孔在超压环境下得到有效支撑的典型标志。超压环境不仅有利于孔隙保存,也为页岩气高产稳产提供了天然能量基础。高地层压力系数与较高孔隙度的耦合,显著增强了气体的初始解吸能力与流动效率,从而提升单井产能(Zhou et al., 2025)。现场生产数据表明,威5井目的层孔隙度平均为6.3%,压力系数达1.90,含气量为3.5~8.5 m<sup>3</sup>/t,测试产量为9.48万方/天,进一步印证了超压储层在页岩气高效开发中的优势。

## 5 结论

(1) 确证了生烃作用为主导的超压成因机制。研究区五峰组—龙马溪组超压系统主要受生烃膨胀机制控制,优质烃源岩的生烃流体体积扩张是超压形成的核心动力,而稳定的沉积—构造背景则构成了压力有效保存的外部保障。

(2) 重建了“持续增压—有限泄压”的压力演化路径。基于古流体包裹体数据,首次刻画了威远东区自中生代以来的三期关键压力事件:中—晚侏罗世(J<sub>2</sub>—J<sub>3</sub>)为关键增压期,对应于页岩的持续埋藏与生烃高峰;而古近纪晚期(E<sub>2</sub>—E<sub>3</sub>)的构造抬升仅导致弱泄压,揭示了该区超压体系具有早期强建设、晚期弱改造的独特演化特征。

(3) 阐明了超压保存的关键地质条件。研究指出,喜马拉雅晚期的构造抬升时间晚、持续时间短、剥蚀强度弱,是前期形成的超压得以有效保存的先决条件。早期强烈的生烃增压效应与良好的构造—岩性封存背景共同耦合,构造了现今高效的超压保存体系。

(4) 揭示了超压对页岩气富集与高产的控制作用。超压环境不仅显著增强了储层的孔隙保存能力,为页岩气提供了优越的储集空间;同时,其本身作为一种天然弹性能量驱动,极大地提升了页岩气的初始产量与稳产能力。因此,超压体系的形成与长期保存是控制威远东区页岩气富集与实现高效开发的核心地质要素。

**利益冲突声明:** 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

**作者贡献声明:** 马滨洋、徐浩论文构思、数据分析、研究方法和论文写作;王浩、杨峰、邓明权、邓乃尔参与数据分析和技术手段的实践应用和绘图;刘亿、周文参与论文后期修改。

## [ 参 考 文 献 ]

- 陈冬霞,王翹楚,熊亮,等,2025. 川西—川中地区陆相层系全油气系统常规和非常规有效储层成因机制与分类评价[J]. 石油与天然气地质,46(4): 1215—1232.
- Chen D X, Wang Q C, Xiong L, et al., 2025. Genetic mechanisms and classified evaluation of conventional and unconventional effective reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences, western-central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 46(4): 1215—1232. (in Chinese)
- 邓乃尔,徐浩,周文,等,2024. 基于深度学习的页岩黄铁矿扫描电镜图像分割及环境指示意义:以四川盆地泸州 I 区为例[J]. 地球科学进展,39(5): 476—488.
- Deng N E, Xu H, Zhou W, et al., 2024. Deep learning SEM image segmentation of shale pyrite and environmental indications: a study of Luzhou Block, Sichuan Basin[J]. Advances in Earth Science, 39(5): 476—488. (in Chinese)
- 杜京珊,2023. 地层孔隙压力的声学响应及测井预测方法研究[D]. 成都:西南石油大学:31—45.
- Du J S, 2023. Research on acoustic response of formation pore pressure and logging prediction method[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University: 31—45. (in Chinese)
- 范文龙,2024. 威远地区五峰-龙马溪组页岩气运移过程定量评价及“甜点”优选[D]. 北京:中国石油大学(北京):11—17.
- Fan W L, 2024. Quantitative evaluation and sweet spot selection of shale gas in Wufeng-Longmaxi Formation, Weiyuan area[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing): 11—17. (in Chinese)
- 公子龙,李智武,李金玺,等,2023. 川南长宁地区构造变形特征及演化过程[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),50(3): 257—267+332.
- Gong Z L, Li Z W, Li J X, et al., 2023. Tectonic deformation characteristics and evolution process in Changning area, southern Sichuan Province, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 50(3): 257—267+332. (in Chinese)
- 管全中,董大忠,孙莎莎,等,2024. 深层富有机质页岩孔隙结构分形特征及其地质意义——以四川盆地威远地区下志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业,44(3): 108—118.
- Guan Q Z, Dong D Z, Sun S S, et al., 2024. Fractal characteristics of organic-rich shale pore structure and its geological implications: a case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Weiyuan block, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 44(3): 108—118. (in Chinese)
- 郭彤楼,2016. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. 石油勘探与开发,43(3): 317—326.
- Guo T L, 2016. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 43(3): 317—326. (in

- Chinese)
- 郭旭升, 胡东风, 段金宝, 2020. 中国南方海相油气勘探展望[J]. 石油实验地质, 42(5): 675—686.
- Guo X S, Hu D F, Duan J B, 2020. Marine petroleum exploration in South China[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(5): 675—686. (in Chinese)
- 李勇, 邓虎成, 熊亮, 等, 2025. 页岩气超压保存与富集特征及类型——以四川盆地东南部五峰组—龙马溪组为例[J/OL]. 地质学报, 1—16. <https://doi.org/10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2025220>. (查阅网上资料, 请补充引用日期) [Li Y, Deng H C, Xiong L, et al., 2025. Characteristics and classification of overpressure preservation and shale gas enrichment: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations in the southeastern Sichuan Basin[J/OL]. *Acta Geologica Sinica*, 1—16. <https://doi.org/10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2025220>. (in Chinese) ]
- 刘冬冬, 郭靖, 潘占昆, 等, 2021. 页岩气藏超压演化过程: 来自四川盆地南部五峰组—龙马溪组裂缝流体包裹体的证据[J]. 天然气工业, 41(9): 12—22.
- Liu D D, Guo J, Pan Z K, et al., 2021. Overpressure evolution process in shale gas reservoir: evidence from the fluid inclusions in the fractures of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 41(9): 12—22. (in Chinese)
- 刘乃震, 王国勇, 2016. 四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井[J]. 石油勘探与开发, 43(6): 978—985.
- Liu N Z, Wang G Y, 2016. Shale gas sweet spot identification and precise geo-steering drilling in Weiyuan Block of Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 43(6): 978—985. (in Chinese)
- 刘瑞崑, 2023. 四川盆地威远地区筇竹寺组页岩气储层特征及富集规律[D]. 成都: 成都理工大学: 26—32.
- Liu R Y, 2023. Shale gas reservoir characteristics and enrichment patterns of the Qiongzhusi Formation in the Weiyuan Area of the Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology: 26—32. (in Chinese)
- 刘伟新, 卢龙飞, 叶德嫫, 等, 2022. 川东南地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气异常压力封存箱剖析与形成机制[J]. 石油实验地质, 44(5): 804—814.
- Liu W X, Lu L F, Ye D L, et al., 2022. Significance and formation mechanism of abnormally pressured compartments of shale gas in the Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(5): 804—814. (in Chinese)
- 刘芷含, 陈亚琳, 徐松, 等, 2024. 川东及周缘地区五峰组—龙马溪组海相页岩气保存条件评价[J]. 地质科学, 59(5): 1185—1197.
- Liu Z H, Chen Y L, Xu S, et al., 2024. Evaluation of the preservation conditions of marine shale gas in Wufeng-Longmaxi Formations in eastern Sichuan Basin and peripheral areas[J]. *Chinese Journal of Geology*, 59(5): 1185—1197. (in Chinese)
- 聂海宽, 包书景, 高波, 等, 2012. 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, 19(3): 280—294.
- Nie H K, Bao S J, Gao B, et al., 2012. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 19(3): 280—294. (in Chinese)
- 聂海宽, 金之钧, 马鑫, 等, 2017. 四川盆地及邻区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征[J]. 石油学报, 38(2): 160—174.
- Nie H K, Jin Z J, Ma X, et al., 2017. Graptolites zone and sedimentary characteristics of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38(2): 160—174. (in Chinese)
- 饶松, 胡迪, 胡圣标, 等, 2019. 叠合盆地深层构造—热演化研究方法: 以四川盆地为例[J]. 地质科学, 54(1): 159—175.
- Rao S, Hu D, Hu S B, et al., 2019. Tectono-thermal reconstruction methods for deep zone in superimposed basins: a case study from Sichuan Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 54(1): 159—175. (in Chinese)
- 沈树忠, 张华, 张以春, 等, 2019. 中国二叠纪综合地层和时间框架[J]. 中国科学: 地球科学, 49(1): 160—193.
- Shen S Z, Zhang H, Zhang Y C, et al., 2019. Permian integrative stratigraphy and timescale of China[J]. *Science China Earth Sciences*, 62(1): 154—188.
- 史洪亮, 邓明全, 周桦, 等, 2024. 川南筇竹寺组页岩储层孔隙连通及油气充注特征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 46(6): 74—90.
- Shi H L, Deng M Q, Zhou H, et al., 2024. Pore connectivity and oil and gas filling characteristics of shale reservoirs in the Qiongzhusi Formation, Southern Sichuan[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 46(6): 74—90. (in Chinese)
- 宋岩, 李卓, 姜振学, 等, 2023. 中国南方海相页岩气保存机理及模式[J]. 地质学报, 97(9): 2858—2873.
- Song Y, Li Z, Jiang Z X, et al., 2023. Preservation mechanism and model of marine shale gas in southern China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 97(9): 2858—2873. (in Chinese)
- 唐建明, 何建华, 魏力民, 等, 2023. 川东南林滩场地区五峰组—龙马溪组页岩气藏压力演化及其地质意义[J]. 石油实验地质, 45(4): 739—750.
- Tang J M, He J H, Wei L M, et al., 2023. Pressure evolution of shale gas reservoirs in Wufeng-Longmaxi Formations, Lintangchang area, southeast Sichuan Basin and its geologi-

- cal significance[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 45(4): 739—750. (in Chinese)
- 唐令,宋岩,赵志刚,等,2022.四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气藏超压成因及演化规律[J].*天然气工业*,42(10):37—53.
- Tang L, Song Y, Zhao Z G, et al., 2022. Origin and evolution of overpressure in shale gas reservoirs of the Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 42(10): 37—53. (in Chinese)
- 王濡岳,聂海宽,胡宗全,等,2020.压力演化对页岩气储层的控制作用——以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J].*天然气工业*,40(10):1—11.
- Wang R Y, Nie H K, Hu Z Q, et al., 2020. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 40(10): 1—11. (in Chinese)
- 王禧润,2024.莺琼盆地高温高压井地层温度计算方法研究与应用[J].*石油物探*,63(3):663—670.
- Wang X R, 2024. Formation temperature calculation for high-temperature high-pressure wells in Yingqiong Basin, China[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 63(3): 663—670. (in Chinese)
- 文龙,罗冰,张本健,等,2025.深层灰岩孔隙发育与保持机理——以四川盆地中部上二叠统长兴组为例[J].*石油勘探与开发*,52(2):292—305.
- Wen L, Luo B, Zhang B J, et al., 2025. Formation and preservation of pores in deep limestone reservoirs: a case study of Upper Permian Changxing Formation, central Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 52(2): 292—305. (in Chinese)
- 文士豪,武瑾,曾凡成,等,2025.深层海相页岩气储层天然裂缝发育特征及开启性评价——以四川盆地自贡配置区龙马溪组一段1亚段为例[J/OL].*天然气地球科学*,1—14. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20250728.1756.004>.
- [Wen S H, Wu J, Zeng F C, et al., 2025. Characteristics and opening evaluation of natural fractures in deep marine shale gas reservoirs: a case study of the Longmaxi Formation in Zigong Area, Sichuan Basin[J/OL]. *Natural Gas Geoscience*, 1—14. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20250728.1756.004>. (in Chinese)
- 肖寅平,2023.长宁地区龙马溪组页岩气藏储层与构造特征及其对超压的影响[D].北京:中国石油大学(北京):50—61.
- Xiao Y P, 2023. Reservoir and tectonic characteristics of the Longmaxi Formation shale gas reservoir in the Changning area and their influence on overpressure[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing): 50—61. (in Chinese)
- 谢国梁,焦堃,刘瑞崑,等,2024.四川盆地及周缘筇竹寺组与五峰组—龙马溪组页岩孔隙结构对比[J].*成都理工大学学报(自然科学版)*,51(5):813—832.
- Xie G L, Jiao K, Liu R Y, et al., 2024. Comparison of pore structures between Qiongzhusi Formation and Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 51(5): 813—832. (in Chinese)
- 杨轶南,2024.川西南地区龙马溪组页岩热演化史研究[D].荆州:长江大学:31—54.
- Yang Y N, 2024. Study on the thermal evolution history of Longmaxi Formation shale in Southwest Sichuan basin[D]. Jingzhou: Yangtze University: 31—54. (in Chinese)
- 张琴,梁峰,梁萍萍,等,2020.页岩分形特征及主控因素研究——以威远页岩气田龙马溪组页岩为例[J].*中国矿业大学学报*,49(1):110—122.
- Zhang Q, Liang F, Liang P P, et al., 2020. Investigation of fractal characteristics and its main controlling factors of shale reservoir: a case study of the Longmaxi shale in Weiyuan shale gas field[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(1): 110—122. (in Chinese)
- 张素荣,董大忠,廖群山,等,2021.四川盆地南部深层海相页岩气地质特征及资源前景[J].*天然气工业*,41(9):35—45.
- Zhang S R, Dong D Z, Liao Q S, et al., 2021. Geological characteristics and resource prospect of deep marine shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 41(9): 35—45. (in Chinese)
- 张维维,2020.川南龙马溪组页岩孔隙—压力演化及页岩气赋存状态转化[D].北京:中国石油大学(北京):82—92.
- Zhang W W, 2020. Pore and pressure evolutions of Longmaxi Formation shale and transformation of shale gas occurrence in southern Sichuan Basin, China[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing): 82—92. (in Chinese)
- 赵靖舟,李军,徐泽阳,2017.沉积盆地超压成因研究进展[J].*石油学报*,38(9):973—998.
- Zhao J Z, Li J, Xu Z Y, 2017. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38(9): 973—998. (in Chinese)
- 邹才能,赵群,王红岩,等,2022.中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J].*天然气工业*,42(8):1—13.
- Zou C N, Zhao Q, Wang H Y, et al., 2022. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 42(8): 1—13. (in Chinese)
- 邹晓艳,李贤庆,王元,等,2022.川南地区五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征和含气性[J].*天然气地球科学*,33(4):654—665.
- Zou X Y, Li X Q, Wang Y, et al., 2022. Reservoir characteristics and gas content of Wufeng-Longmaxi formations deep shale

- in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 33(4): 654—665. (in Chinese)
- Bodnar R J, 1993. Revised equation and table for determining the freezing point depression of H<sub>2</sub>O-NaCl solutions[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57(3): 683—684.
- Duan Z H, Møller N, Weare J H, 1992. An equation of state for the CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O system: I[J]. *Pure systems from 0 to 1 000 °C and 0 to 8 000 bar*[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(7): 2605—2617.
- Gao J, Zhang J K, He S, et al., 2019. Overpressure generation and evolution in Lower Paleozoic gas shales of the Jiaoshiba region, China: implications for shale gas accumulation[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 102: 844—859.
- Li Y L, Huang D S, Dong X M, et al., 2024. Phase behaviour and physical properties of dimethyl ether (DME)/flue gas/water/heavy oil systems under reservoir conditions[J]. *Fuel*, 356: 129484.
- Liu H J, He P Y, Zhang Z H, 2024. Light oil reservoir source and filling stage in the Chepaizi Uplift, Junggar Basin evidence from fluid inclusions and organic geochemistry[J]. *Processes*, 13(1): 24.
- Nie H K, He Z L, Wang R Y, et al., 2020. Temperature and origin of fluid inclusions in shale veins of Wufeng-Longmaxi Formations, Sichuan Basin, South China: implications for shale gas preservation and enrichment[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193: 107329.
- Pepper A S, Dodd T A, 1995. Simple kinetic models of petroleum formation[J]. Part II: oil-gas cracking[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3): 321—340.
- Qin Z W, Wang L, Qin K Z, et al., 2025. Geochemistry of trace elements of pyrite and its implications in intermediate sulfidation epithermal systems: case study based on the Zhengguang Au-Zn deposit, North-East China[J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 277: 107810.
- Rybak-Ostrowska B, Kozłowska M, Wyglądała M, et al., 2025. A conceptual model of hydrocarbon migration conduits in the outer Carpathian fold-and-thrust belt in Poland: an interplay among fractures, faults and rock properties[J]. *Journal of Petroleum Geology*, 48(4): 325—351.
- Wang H, Lu W J, Wang W J, et al., 2024. High-precision analysis of carbon isotopic composition for individual CO<sub>2</sub> inclusions via Raman spectroscopy: addressing issues arising from the laser-heating effects[J]. *Chemical Geology*, 651: 122014.
- Wang L, Yang R Z, Sun Z P, et al., 2022a. Overpressure: origin, prediction, and its impact in the Xihu Sag, eastern China Sea[J]. *Energies*, 15(7): 2519.
- Wang Q C, Chen D X, Gao X Z, et al., 2023. Overpressure origins and evolution in deep-buried strata: a case study of the Jurassic Formation, central Junggar Basin, western China[J]. *Petroleum Science*, 20(3): 1429—1445.
- Wang R, Liu K, Shi W Z, et al., 2022b. Reservoir densification, pressure evolution, and natural gas accumulation in the Upper Paleozoic tight sandstones in the North Ordos Basin, China[J]. *Energies*, 15(6): 1990.
- Wu X L, Wang P, Jiang H J, et al., 2025. Petrography, fluid inclusions and isotopic analysis of Ordovician carbonate reservoirs in the Central Ordos Basin, NW China[J]. *Minerals*, 15(8): 860.
- Xu H, Zhou W, Zhang R, et al., 2019. Characterizations of pore, mineral and petrographic properties of marine shale using multiple techniques and their implications on gas storage capability for Sichuan Longmaxi gas shale field in China[J]. *Fuel*, 241: 360—371.
- Yarnangoré B, Acosta-González F A, 2024. Pressure source model of the production process of natural gas from unconventional reservoirs[J]. *Processes*, 12(9): 1875.
- Zhou W, Zhang H, Zhang C et al., 2025. Physical simulation experiment on the protection of primary pores in reservoirs by overpressure[J]. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 61(3): 844—853.