

引用格式:杨振恒,卢龙飞,刘旺威,等.四川盆地及周缘下寒武统页岩气勘探开发进展、挑战及建议[J].油气藏评价与开发,2026,16(4):778-789.

YANG Zhenheng, LU Longfei, LIU Wangwei, et al. Progress, challenges, and suggestions for Lower Cambrian shale gas exploration and development in Sichuan Basin and its periphery[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(4): 778-789.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025481

四川盆地及周缘下寒武统页岩气勘探开发进展、挑战及建议

杨振恒^{1,2,3,4}, 卢龙飞^{1,2,3,4}, 刘旺威^{1,2,3,4}, 刘伟新^{1,2,3,4}

(1. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 2. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126; 3. 页岩油气富集机理与高效开发国家重点实验室, 江苏 无锡 214126; 4. 国家能源页岩油研发中心, 江苏 无锡 214126)

摘要:通过系统梳理四川盆地及周缘下寒武统页岩气勘探开发进展,将中国下寒武统页岩气勘探历程划分为前期调研与选区评价、技术攻关与勘探突破、效益提升与深层拓展3个阶段。当前,中国下寒武统页岩气的勘探和商业突破主要依托3大创新认识和3次工程技术迭代。3大创新认识主要包括:①拉张槽控制筇竹寺组富有机质页岩和优质储层的发育;②突破“仅在富有机质页岩勘探页岩气”的传统思路,提出筇竹寺组页岩气发育“原地富集”与“原地+输导层富集”2种模式;③古隆起热演化程度相对较低,“槽-隆”联合控制页岩气富集。3次技术迭代包括:①水平井钻井与分段压裂技术;②三维水平井与密切割压裂技术;③智能钻井与极限压裂技术。同时指出,下寒武统页岩气勘探开发面临的4点核心挑战:①成烃-成藏及不同类型页岩气高产富集主控因素尚未明确;②地球物理特征与志留系存在差异,地质-工程“甜点”预测方法面临瓶颈;③储层埋深大、地应力高,高效钻完井技术亟待突破;④成本效益与环境保护面临双重挑战。针对上述挑战,提出了加强成烃机理和富集主控因素研究、建立多成因孔隙演化模型、发展多属性融合预测技术、研发耐高温高压装备、推行智能化降本与绿色开发一体化技术等相关发展建议。

关键词:四川盆地;下寒武统;页岩气;拉张槽;古隆起;发育模式;工程技术

中图分类号:TE132

文献标识码:A

Progress, challenges, and suggestions for Lower Cambrian shale gas exploration and development in Sichuan Basin and its periphery

YANG Zhenheng^{1,2,3,4}, LU Longfei^{1,2,3,4}, LIU Wangwei^{1,2,3,4}, LIU Weixin^{1,2,3,4}

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Sinopec Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 4. National Energy Shale Oil Research and Development Center, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: By systematically reviewing the progress in Lower Cambrian shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery, the exploration history of Lower Cambrian shale gas in China is divided into three stages: preliminary investigation and site selection evaluation, technological research and exploration breakthroughs, and benefit improvement and deep expansion. At present, the exploration and commercial breakthroughs of Lower Cambrian shale gas in China mainly rely on three innovative understandings and three iterations of engineering technology. The three innovative understandings mainly include: (1) Tensional troughs control the development of organic-rich shale and high-quality reservoirs in the Qiongzhusi Formation; (2) breaking away from the traditional concept of exploring shale gas only in organic-rich shale, two models of shale gas development in the Qiongzhusi Formation are proposed, namely, “in-place enrichment” and “in-place + carrier-bed enrichment”; and (3) the thermal evolution degree of ancient uplifts is relatively low, and trough-uplift coupling jointly controls shale gas enrichment. The three technology iterations include: (1) horizontal well drilling and staged fracturing technologies; (2) three-dimensional horizontal wells and closely spaced fracturing technology; and (3) intelligent drilling and extreme fracturing technology. Additionally, four key challenges facing Lower Cambrian shale gas exploration and

收稿日期:2026-01-14。

第一作者简介:杨振恒(1979—),男,硕士,高级工程师,主要从事非常规油气研究等工作。地址:江苏省无锡市滨湖区蠡湖大道2060号中国石化无锡石油地质研究所,邮政编码:214126。E-mail: yangzh.syky@sinopec.com.

基金项目:国家科技重大专项“深层页岩气差异富集机理及甜点综合评价”(2025ZD1404102);中国石化科技部项目“资阳-井研筇竹寺组页岩气成烃-成储及差异成藏机”(P25175);国家自然科学基金项目“复杂构造-成岩背景下海相页岩有机孔隙演化与晚期差异保存研究”(41972164)。

development are identified: (1) The hydrocarbon generation, accumulation, and main controlling factors for high-yield enrichment of different types of shale gas remain unclear; (2) geophysical characteristics differ from those of the Silurian system, and methods for predicting geological-engineering “sweet spots” face bottlenecks; (3) reservoirs are deeply buried and subject to high in-situ stress, and efficient drilling and completion technologies urgently require breakthroughs; and (4) cost-effectiveness and environmental protection face dual challenges. In response to these challenges, related development suggestions are proposed, including strengthening research on hydrocarbon generation mechanisms and the main controlling factors of enrichment, establishing a multi-genetic pore evolution model, developing multi-attribute fusion prediction technology, developing high-temperature and high-pressure-resistant equipment, and promoting integrated technologies for intelligent cost reduction and green development.

Keywords: Sichuan Basin; Lower Cambrian; shale gas; tensional trough; paleo-uplift; development model; engineering technology

四川盆地及周缘地区页岩气资源丰富,是中国页岩气勘探开发的核心区域之一。自20世纪90年代以来,中国在四川盆地及周缘地区开展了大量的页岩气勘探开发工作,取得了一系列成果^[1-2],特别是针对志留系龙马溪组页岩气勘探取得了一系列重大突破,例如涪陵页岩气田、长宁—威远页岩气田等的相继发现和成功开发^[3-4],标志着中国页岩气勘探开发技术取得了重大突破,行业进入了快速发展阶段。

志留系龙马溪组页岩气勘探取得一系列突破的地质理论基础是“二元富集”“三控富集”等理论^[5-8]。但是,在上述理论指导下,四川盆地及周缘地区下寒武统筇竹寺组页岩气进展相对缓慢^[9-10]。究其原因,二者在构造沉积背景、岩相组合、有机地化特征、生烃潜力、储集空间和富集模式等方面存在较大差异^[9,11-12]。国内学者对中国南方海相五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战和发展方向做了大量的研究^[3,5-6],但是针对四川盆地及周缘地区下寒武统页岩气勘探开发研究进展总结仍相对较少^[7]。系统回顾四川盆地及周缘下寒武统页岩气勘探开发历程,总结勘探开发成果和理论认识,分析勘探开发过程中面临的问题和挑战,对于进一步深化该地区页岩气地质认识,完善勘探技术体系,提高勘探开发效率,实现页岩气资源的可持续发展具有重要的理论和实践意义。

基于四川盆地及周缘地区下寒武统筇竹寺组页岩气地质理论新认识及勘探开发实践,系统梳理该区域页岩气的勘探特点、地质认识和工程技术迭代转变,明确四川盆地及周缘地区下寒武统筇竹寺组页岩气所面临的挑战,提出下寒武统页岩气勘探的关键问题及建议,以期为南方地区下寒武统筇竹寺组页岩气勘探提供理论与技术支撑,同时也可为中国其他地区的页岩气勘探开发提供参考与借鉴。

1 勘探历程

四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩气勘探主要经历了3个阶段:前期调研与选区评价阶段、技术攻关与勘探突破阶段和效益提升与深层拓展阶段,最终依靠地质创新

认识与工程技术进步,在深层、超深层领域取得一系列突破(表1、图1)。

1.1 前期调研与选区评价阶段

中国天然气工业起源于四川盆地。1964年,中国发现了当时最大的气田——威远气田;1966年,威远气田威5井在下寒武统九老洞组页岩段发生气侵与井喷^[13],裸眼测试获日产气量 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[14]。受早期页岩气基础研究薄弱、常规油气成藏理论主导评价等因素制约,国内多个含油气盆地的页岩气发现与气流显示,在当时未能得到足够重视。这一认知差距,使得中国在页岩气领域的开拓性探索错失了早期发展机遇。

2000—2009年,国内多家石油企业、高校及研究机构先后开展了北美页岩气地质理论和技术调研^[15]。2006年,中国石化设立科技前瞻性项目“我国页岩气早期资源潜力分析”^[15]。2007年,中国石油与美国新田石油公司合作,开展了威远地区下寒武统筇竹寺组页岩气资源潜力评价与开发可行性研究^[16]。2008年,中国石油在川南长宁构造志留系龙马溪组露头区钻探了中国第一口页岩气地质评价浅井——长芯1井^[17]。2009年,自然资源部启动了“全国页岩气资源潜力调查评价与有利区优选”工作^[18]。通过对比中国与美国页岩气形成条件,借鉴北美页岩气选区评价思路,认识到中国页岩气资源潜力巨大。通过构建适用于中国地质条件的页岩气有利区评价模型,项目筛选出南方海相的下寒武统作为最具潜力的层位之一。

1.2 技术攻关与勘探突破阶段

2009年,中国石油在威远地区构造高部位拉张槽外围,陆续部署了威201、威201-H3等4口井。其中,威201井作为压裂直井,测试产量达到 $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,率先实现了页岩气出气的突破^[12]。威201-H3水平井施工中出现套管变形,仍完成试气,获测试产量 $2.93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井估算最终采收量(EUR)为 $0.09 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。然而,受限于当时的工艺水平,储层改造程度较低,气井产量普遍不高,技术攻关加速推进^[11]。

初步估算单井可采储量超过 $1.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。落实页岩气资源量近 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 标志着四川盆地地下寒武统页岩气即将进入规模效益开发新阶段^[12]。

2023年, 中国石油西南油气分公司在德阳—安岳拉张槽斜坡相带部署威页1H井, 截至2024年底, 累计产气量已突破 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$, 进一步验证“槽—隆”富集模式的科学性, 证实“槽—隆”叠合区的储层品质及产能, 落实了筇竹寺组德阳—安岳拉张槽斜坡带页岩气勘探潜力^[12]。

2024年, 中国石化西南油气分公司部署在资阳市的资阳2井完钻, 测试获 $125.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 工业气流, 日无阻流量 $306 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。与此同时, 该公司金页3井测试产量达 $82.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 彰显了四川盆地筇竹寺组页岩气勘探开发的巨大潜力^[19, 21]。

2 勘探及研究进展

总体而言, 理论创新是中国四川盆地及其周缘下寒武统筇竹寺组页岩气勘探取得突破的关键因素。与此同时, 在水平井钻井技术与分段压裂技术迭代的基础上, 三维水平井钻进、密切割压裂技术、智能钻井和极限压裂技术持续升级, 地质理论创新认识与工程技术迭代共同推动了筇竹寺组页岩气勘探的不断突破。

2.1 理论认识的突破

2.1.1 拉张槽控制富有机质页岩与优质储层发育

筇竹寺组为扬子克拉通台地重要海相烃源岩, 厚度、有机质丰度空间分异显著, 总有机碳(TOC)含量介于

0.2%~8.0%。烃源岩厚度介于150~500 m, TOC含量大于2.0%的富有机质页岩主要沿克拉通内部拉张槽及边缘裂陷带呈带状展布(图2、表2)。这种分布格局受控于早寒武世Rodinia(罗迪尼亚)超大陆裂解, 扬子地块差异拉张—沉降动力学响应^[22-23]。克拉通内拉张槽(绵阳—长宁、川中—鄂西)受同沉积断裂控制, 形成半地堑式沉积格局^[24]。①拉张槽内部具有相对高沉积速率特征, 拉张槽物源供给增强, 硅质碎屑通量较高, 为有机质富集提供载体^[25]; ②拉张槽一般水深大于200 m, 受限水体循环形成缺氧环境, 有机质保存效率提升40%~60%^[22-25]。③叠加热液活动带来P、Ba等营养元素, 刺激初级生产力^[23-25]。脂类生物标志化合物解析结果表明, 拉张槽内筇竹寺组黑色页岩中有机质母源可能由藻类等低等浮游生物和甲烷氧化菌等细菌共同提供, 主要为I型有机质, 生烃条件优越^[26]。

筇竹寺组富有机质页岩的差异富集本质上是Rodinia裂解期构造—沉积—生物地球化学过程多尺度耦合的结果。克拉通内拉张槽与边缘裂陷带分别通过“缺氧—热液协同”与“上升流—事件埋藏”机制, 控制烃源岩厚度与品质的时空分异^[27-28]。

拉张槽作为克拉通内差异拉张作用的产物, 其构造—沉积耦合过程对页岩储层的空间分异性具有决定性影响。以扬子地块早寒武世筇竹寺组为例, 拉张槽内及斜坡带页岩储层厚度(300~500 m)、有机质丰度及孔隙结构分布显著优于相邻台地相区。斜坡带作为拉张槽与台地的过渡单元, 发育多期同沉积断裂, 形成独特的“断—坡”耦合体系; 斜坡带受底流冲刷作用, 细粒碎屑(粒径小于 $10 \mu\text{m}$) 占比大于80%, 促进有机质与黏土矿物富集; 断裂活动导致局部应力集中, 诱导微裂缝网络发

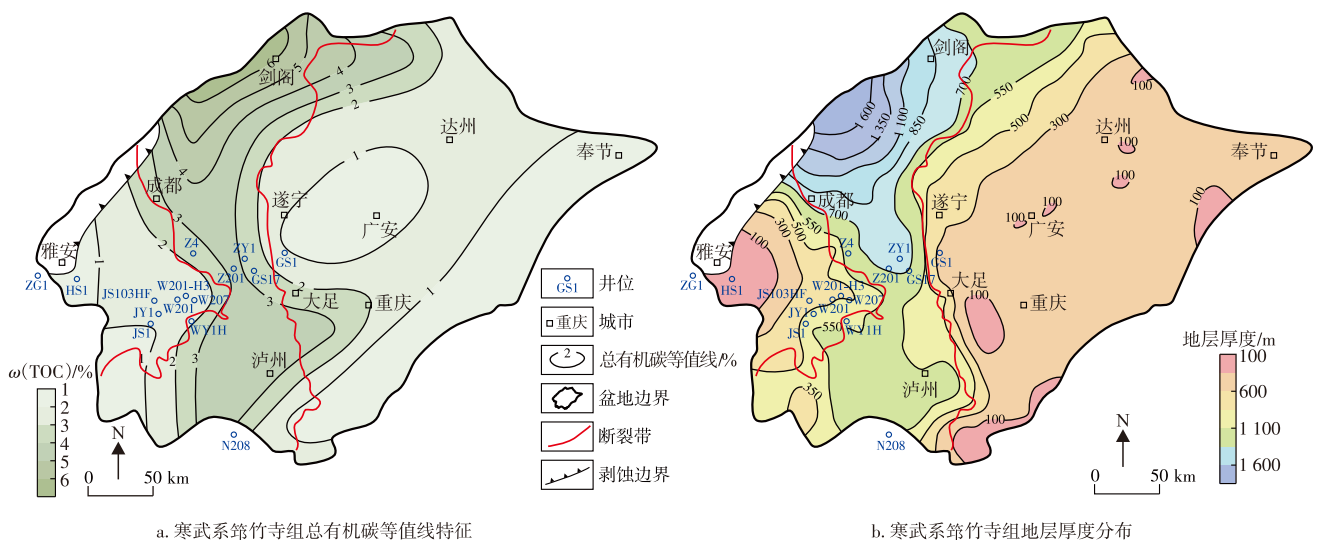


图2 四川盆地及周缘下寒武统总有机碳等值线特征及地层厚度分布(据文献[29]修改)

Fig. 2 Total organic carbon contour characteristics and thickness distribution of Lower Cambrian strata in Sichuan Basin and its periphery (modified from reference [29])

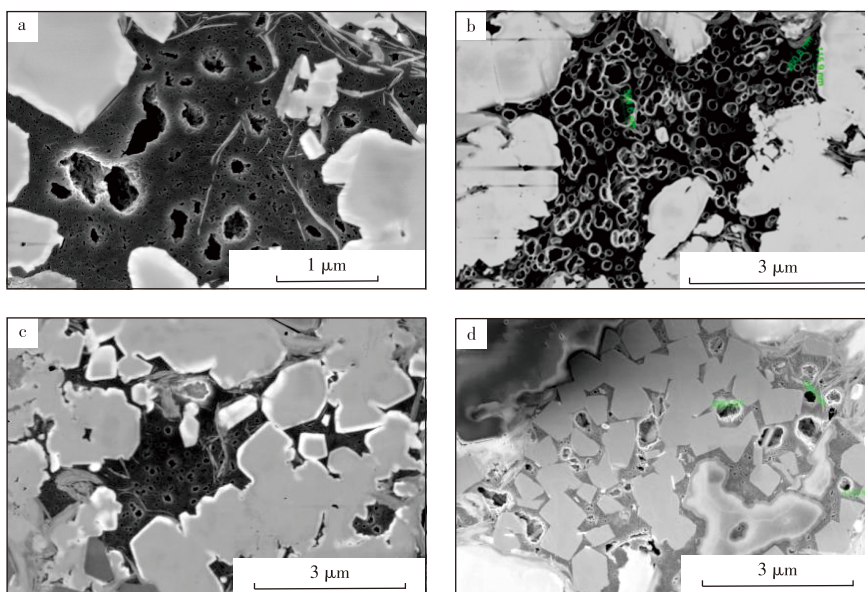
表2 拉张槽内和拉张槽斜坡页岩气成藏特征对比

Table 2 Comparison of shale gas accumulation characteristics between tensional trough and slope of tensional trough

气藏分布	沉积环境	岩相	厚度/m	平均 $\omega(\text{TOC})/\%$	埋深/m	孔径分布/nm	有机孔占比/%	干酪根碳同位素/ $\%$	页岩气甲烷碳同位素/ $\%$	成藏特征
拉张槽内	深水缓坡亚相	富有机质粉砂质页岩	450~600	大于1.0	4 500~5 000	1~50	约15	-32.6	-34.0	原地生气
拉张槽斜坡	浅水缓坡亚相	低有机质粉砂质页岩	320~400	0.4	3 200~4 000	10~100	约5	-30.9	-36.7	原地生气+ 输导层富集

育,孔隙连通性较好。槽内页岩储层孔隙系统呈现“纳米孔—微裂缝”多级结构,生烃收缩形成孔径20~200 nm的蜂窝状孔隙(图3)。同时,断裂诱导的层间缝(开度5~20 μm)与构造缝(开度10~50 μm)构成输导网络,渗

透率提升至 $(0.000\ 1\sim 0.000\ 5)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,拉张槽内部存在超压封存与动态成藏作用,槽内持续沉降(速率0.2~0.5 mm/a)与生烃增压(压力系数大于1.7)形成超压封存体系,含气饱和度可达70%~85%^[30-32]。



注:a和b为东页深3井龙马溪组($R_o=2.8\%$,4 331.15 m);c和d为金页1井筇竹寺组($R_o=2.7\%$,3 565.8 m)。 R_o 为页岩热演化程度。

图3 典型钻井筇竹寺组和龙马溪组储集空间发育特征对比

Fig. 3 Comparison of reservoir space development characteristics between Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in typical wells

拉张槽斜坡带与槽内通过构造-沉积-成岩多过程协同作用,形成高有机质丰度、优良孔隙结构分布及强保存条件的页岩气富集单元。该认识为复杂构造区页岩气“甜点”预测提供了新的地质模型,推动勘探目标从“高TOC核心区”向“构造-有机耦合带”转移。

2.1.2 “原地富集”与“原地+输导层富集”双富集模式

传统页岩气勘探以“富有机质页岩控藏”为核心,将总有机碳(TOC)含量大于2%作为“甜点”评价的核心指标^[33-35]。该理论体系在北美 Barnett、Haynesville 及中国四川盆地龙马溪页岩气勘探取得显著成效,但在筇竹寺组适用性受限。勘探证实,在四川盆地井研地区金石103HF和金页3HF井低TOC粉砂质页岩段仍可以获得高产商业气流,中低TOC粉砂质页岩也具有良好的勘探开发潜力^[9-10]。实际上,原始有机碳和单位生烃量及

热演化程度是造成有机质降低的关键因素,在高温演化条件下,有机质类型较好的“强生烃、强排烃”粉砂质页岩选区有机碳下限值可能低于0.5%。其次,孔隙结构差异性增强,筇竹寺组页岩有机孔占比较龙马溪组变低,储集空间向无机孔隙(溶蚀孔、微裂缝)主导转变,孔隙连通性成为控制游离气富集的关键^[36];此外,构造改造效应凸显,川中地区多期构造运动(加里东期、印支期)导致页岩气可能存在短距离层间运移,常规评价模型适应性变差^[9-10]。

郭彤楼等^[9]基于四川盆地资阳、井研等区块勘探实践,提出“原地富集”与“原地+输导层富集”双富集模式理论框架(图4),槽内页岩气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 平均值与原地干酪根碳同位素组成具有明显继承性,表明槽内页岩气为原地自生自储;槽缘页岩气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 平均值相对原地干酪根碳同位素组成发生明显的负偏^[9],指示槽缘地区页岩气来源

除了原地自生自储以外,还有外源运移的特征,槽内富有机质页岩生成天然气的短距离侧向运移是最可能的补给途径。

筇竹寺组页岩气双富集模式理论的提出,标志着页岩气勘探从“有机质控藏”向“多因素动态耦合”的模式转变。该理论不仅为四川盆地3 500 m以深页岩气经济开发提供支撑,更为全球古老高演化页岩气勘探开辟了新路径。

2.1.3 “槽-隆”联合控制页岩气富集

扬子克拉通早寒武世受Rodinia超大陆裂解影响,形成“槽-隆”相间的古构造格局。古隆起作为长期继承性构造高部位(平均抬升量大于800 m),其周缘拉张槽构成页岩气生储的二元耦合体系。基于四川盆地威远、资阳等地勘探数据,页岩气高丰度区集中分布于古隆起与拉张槽叠合带,揭示“槽-隆”联合控藏效应^[12]。热模拟实验发现,当 R_0 (页岩热演化程度)大于3.49%时,有机质发生强烈碳化,原有椭圆形海绵状有机质孔隙被破坏、合并为微裂缝,这些微裂缝在深埋压实过程中易被压缩消失^[37]。古隆起区因长期处于构造高部位, R_0 介于2.5%~3.3%,显著低于相邻坳陷区(R_0 介于3.0%~4.0%),为页岩气富集提供储集空间(图5)。此外,古隆起及其周缘发育多期泥岩盖层,与生烃增压(压力系数1.6~1.8)协同形成超压封存单元。威远区块含气饱和度(75%~85%)与古隆起边界吻合度达90%,证实其保存优势^[12,19]。

叠合区(如威远—长宁过渡带)兼具古隆起保存优势与拉张槽物质基础,形成“高TOC-优孔渗-强封盖”协同

控藏模式。首先,拉张槽提供高有机质丰度(TOC含量大于2.0%),古隆起抑制热演化利于储集空间的保持;其次,孔隙-裂缝协同作用,拉张槽内溶蚀孔隙与古隆起周缘构造微裂缝形成复合输导网络^[38];最后,压力-封闭匹配机制,生烃超压(压力系数1.7~1.9)与盖层完整性联合阻止气体散失。古隆起与拉张槽的时空耦合通过“抑制热演化-优化储集空间-增强封存能力”三重机制,控制页岩气差异富集^[12,33,36]。叠合区作为“槽-隆”协同作用产物,是深层页岩气勘探的最有利靶区。

2.2 工程技术的迭代

四川盆地及周缘下寒武统页岩地层老、埋深大,不少地区埋深超过4 500 m,页岩气勘探开发的突破得益于工程技术的一系列迭代。研究表明,深层页岩气(埋深大于3 500 m)作为全球非常规天然气增储上产的核心领域,其工程技术体系历经3次关键技术迭代,推动单井EUR从 $0.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提升至 $2.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,开发成本下降60%以上^[39-40]。技术迭代与地质理论创新形成双向反馈机制,共同驱动产业升级。

2.2.1 水平井钻井技术与分段压裂技术(2010—2015年)

早期,深层页岩气勘探开发处于摸索起步阶段,主要借鉴常规油气开发模式。钻井多采用垂直井技术,虽然能获取地下信息,但井筒与页岩储层接触面积有限,难以有效开采页岩气。压裂技术也较为初级,以直井水力压裂为主,仅能形成简单裂缝,对储层改造程度低,导致单井产量不高,商业开发效益不佳。不过,这一时期积累了

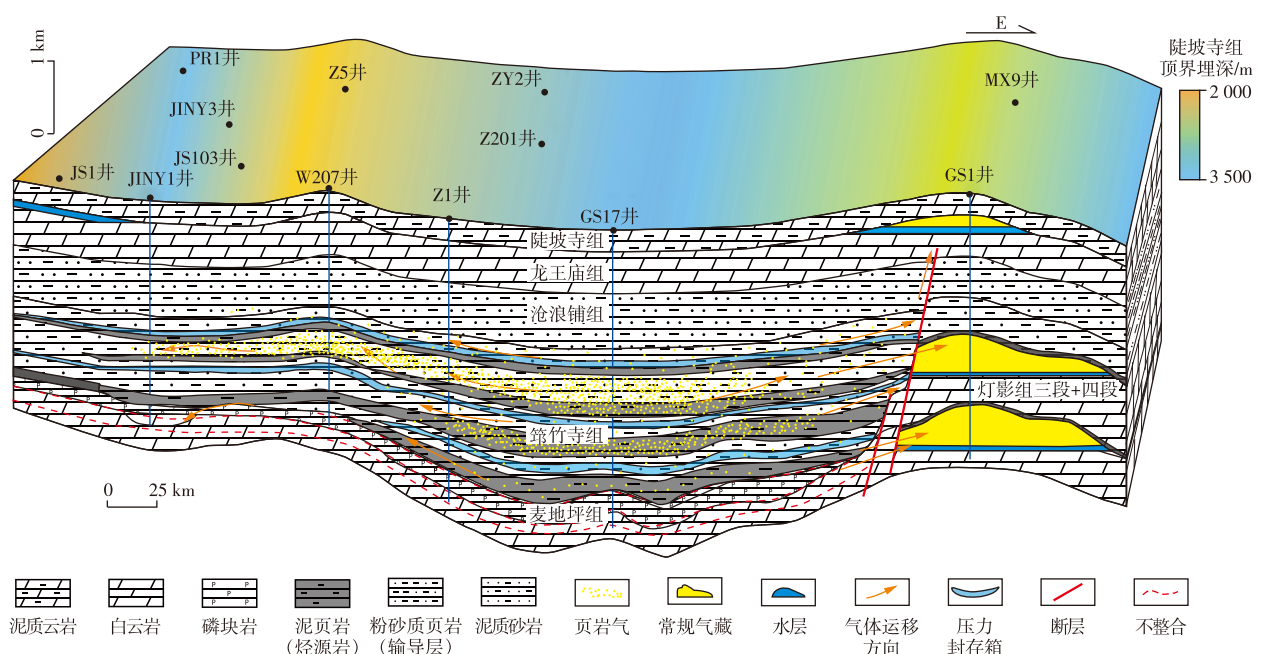
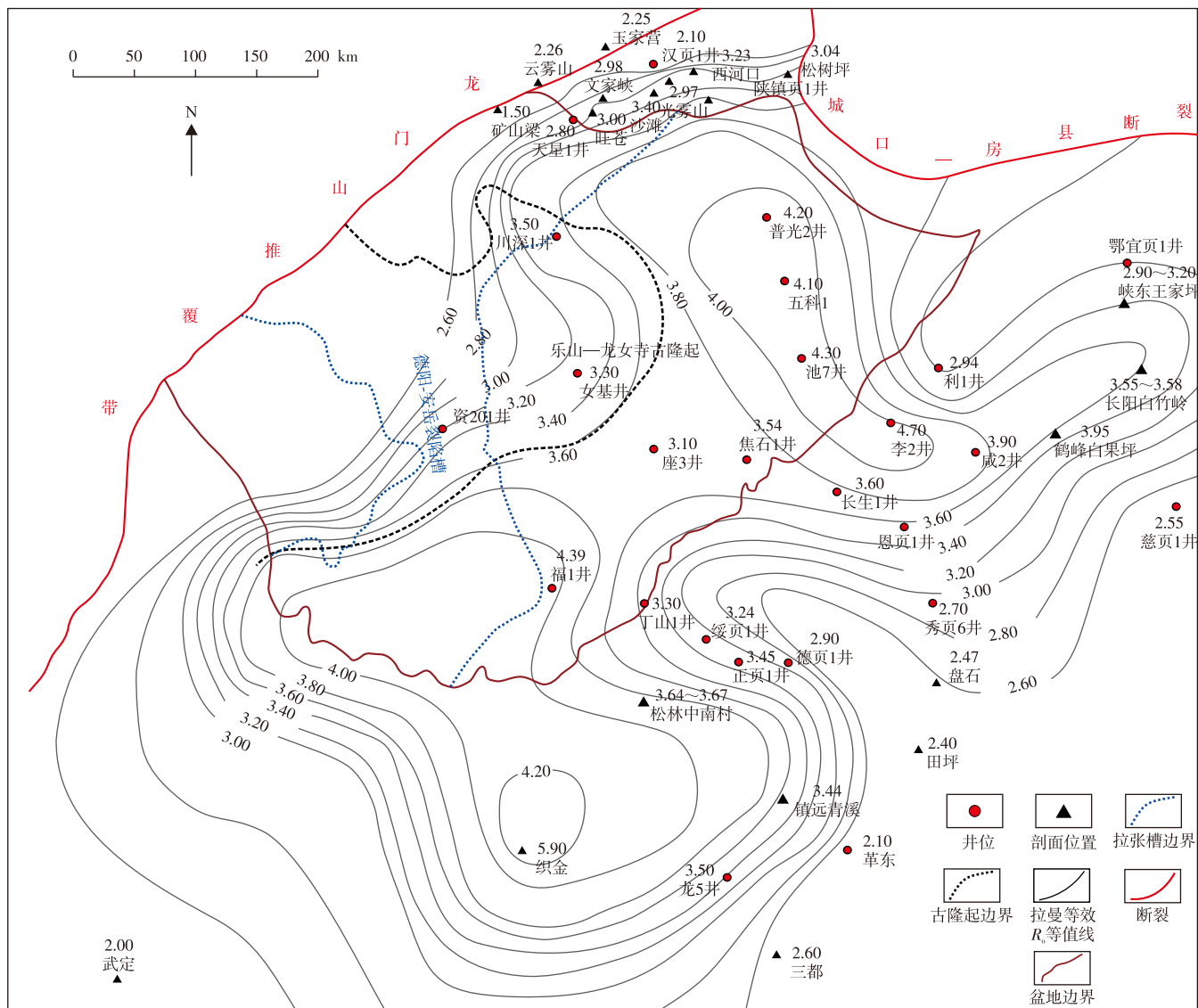


图4 四川盆地槽内—槽外筇竹寺组页岩气富集成藏模式^[10]

Fig. 4 Shale gas enrichment and accumulation models of Qiongzhusi Formation inside and outside trough in Sichuan Basin^[10]

图5 四川盆地及其周缘下寒武统筇竹寺组拉曼等效 R_0 等值线Fig. 5 Raman equivalent R_0 contours of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

宝贵的地质数据和实践经验,为后续技术发展奠定了基础^[41]。

伴随勘探开发程度持续加深,研究区完成首次关键技术迭代,以水平井钻井、分段压裂技术为核心支撑。水平井钻井技术能够使井筒在页岩储层中横向延伸,大幅增加井筒与储层的接触面积,提高对储层的控制范围。分段压裂技术则进一步将水平井段划分为多个小段进行压裂,形成多条裂缝,有效扩大了储层改造体积,提高了页岩气的渗流能力和产量。这两项技术的结合应用,使深层页岩气开发取得重大突破,单井产量显著提升,推动了深层页岩气的商业开发进程,许多大型页岩气田得以成功开发^[41-42]。

2.2.2 三维水平井与密切割压裂技术(2016—2020年)

基于地质导向与随钻测井,研发三维水平井设计技术,实现复杂构造区“绕障穿层”钻进(水平段长2 000~

2 500 m),靶体钻遇率大于90%;密切割压裂工艺将段间距缩至20~30 m,单井压裂段数增至30~50段,采用暂堵转向材料(粒径100~800 μm)提升裂缝复杂度(储层改造体积达1.2~2.0 km^3)^[43-44]。例如,威远区块威202H8平台采用三维水平井+密切割压裂,EUR提升至 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,较一期提高80%^[44];北美二叠盆地应用超高密度压裂(段间距小于15 m),单井产量提升3倍^[45]。

2.2.3 智能钻井与极限压裂技术(2021年至今)

智能钻井技术基于强化学习(RL)算法,实时融合地震属性、随钻测井与岩屑录井数据,实现水平段轨迹动态优化(轨迹误差小于0.5 m)。构建井筒—地层多物理场耦合模型,预测钻头振动、井壁稳定性等风险,钻井效率提升40%^[46-47]。极限压裂技术采用超临界 CO_2 作为压裂液基液,降低储层伤害(渗透率恢复率大于90%),同时实现 CO_2 封存。注入粒径50~200 nm的智能暂堵剂,精准

封堵主裂缝(封堵强度大于15 MPa),激活次生裂缝网络(分支裂缝密度大于5条/m)。另外,智能化闭环控制体系也得到快速发展,该技术基于实时监测-模拟-决策链,通过分布式光纤传感监测裂缝扩展,结合压裂模拟器动态优化泵注参数(排量、砂比、液量)。训练卷积神经网络预测压裂效果,推荐最优施工方案(北美二叠盆地应用后EUR波动率降低30%)^[46-49]。

深层页岩气工程技术历经“水平井钻井、三维密切割和智能极限压裂”3次迭代,核心问题从“能否开采”转向“高效经济开发”。智能钻井与极限压裂技术通过多学科交叉(人工智能、材料科学、流体力学等)显著提升储层改造效率与单井产能。未来需突破耐超高温工具、非均质改造及成本控制3大瓶颈,构建“地质-工程-经济”一体化评价体系,以实现埋深4 500 m以深资源的规模效益开发。

3 面临的主要挑战及发展建议

3.1 面临的主要挑战

3.1.1 新类型页岩气目标优选难度大

筇竹寺组页岩地层时代老,热演化程度高,厚度大、分布广,生烃-成藏机理未明确;与龙马溪组有较大差异,低TOC页岩具有勘探潜力需建立下寒武统中低TOC页岩生烃模式。储集空间以无机孔、微裂缝为主,孔隙保存机制缺乏定量模型^[31];成藏模式多样(超压封存型、构造调整型),主控因素与分布规律不清,“甜点”优选成功率不确定,需针对双富集模式制定差异化勘探与压裂对策。

3.1.2 地质-工程“甜点”预测技术滞后

筇竹寺组储层“连续型、弱反射、频相变”,常规地震资料难以精细评价;与龙马溪组相比,筇竹寺组页岩速度(4 500~5 500 m/s)与围岩差异缩小20%~30%,振幅属性对TOC敏感度降低, $\Delta\log R$ 法基本失效;声波时差受黏土矿物(伊利石含量大于40%)干扰严重。工程“甜点”参数缺失,现有模型未整合脆性指数、地应力各向异性等关键参数,压裂成功率偏低^[50-51]。

3.1.3 高温高压钻完井技术瓶颈突出

高温高压钻井风险显著上升,埋深大于4 500 m时,井底温度基本上大于180℃,常规LWD(随钻测井)仪器失效率大于40%;地层压力系数大于1.8,井控风险高。高闭合压力(大于80 MPa)限制裂缝扩展(半长大于100 m),压裂液滤失严重(滤失系数大于 5×10^{-4} m/min),单井

EUR仅 $(0.8\sim 1.5)\times 10^8$ m³。完井完整性差,深层页岩地应力变化大,套管变形率大(如长宁区块),支撑剂嵌入导致导流能力衰减大于50%^[52-54]。

3.1.4 成本效益与环境保护制约可持续发展

页岩气勘探开发的成本效益是影响其可持续发展的重要经济因素。但深层页岩气开发成本高昂,超深井单井投资 $(1.2\sim 1.5)\times 10^8$ 元,EUR大于 2×10^8 m³方可盈利,但实际达标率小于50%;压裂费用占比高,单井耗水大于 2×10^4 m³。压裂返排液处理难度大,生态敏感区开发受限,经济效益与绿色发展矛盾突出^[55-61]。

3.2 发展建议

3.2.1 深化富集机理研究

阐明筇竹寺组页岩气成烃富集机理,建立“甜点”识别与预测评价体系:①剖析筇竹寺组页岩有机质富集条件,厘清各小层典型岩相干酪根类型及成烃物质组合特征,判识生烃母质类型并评价烃源岩品质;开展针对性生烃热模拟实验,类比恢复筇竹寺组不同类型页岩生烃潜力,明确生烃机制、生烃规模及烃源有机质含量下限等关键问题;②构建多成因孔隙演化模型,采用纳米CT-FIB-SEM联合表征技术,定量刻画50~200 nm溶蚀孔与5~20 μm微裂缝的时空耦合关系,建立孔隙压缩率-保存系数关联模型;③完善差异成藏评价标准,依托TOC、孔隙连通指数及压力系数(大于1.2),建立分级“甜点”预测指标体系。针对原地富集成藏模式,优选拉张槽中段深水缓坡亚相,该区具备“三高一超”特征:高TOC含量(大于2.0%)、高脆性矿物含量(大于68%)、高孔隙度(大于4.0%)、地层超压系数(大于1.8);同时强化三维地质建模与地震反演技术应用,精细刻画筇竹寺组优质页岩空间展布规律。

3.2.2 发展地质工程一体化技术

融合多技术手段构建地质工程一体化模型,开展“甜点”精准评价研究:①发展多属性融合预测技术,耦合叠前弹性参数、频变AVO属性与曲率分析成果,建立TOC概率体模型,预测精度可达80%以上;②优化测井解释方法,引入元素俘获谱(ECS)与核磁共振(NMR)联测技术,利用 T_1 - T_2 图谱判识有机质类型,建立孔隙结构-含气性定量解释模型;③构建地质-工程一体化模型,整合地应力场、天然裂缝网络及岩石力学参数,构建“甜点”综合评价指数,为压裂分段方案优化提供依据。

3.2.3 攻关高温高压装备

开展耐高温高压装备及极限压裂、完井工艺技术攻关,明确核心研究方向:①研制耐高温高压井下装备,开

发220℃级旋转导向系统(如贝克休斯AutoTrakG3)、抗硫钻杆(屈服强度大于965 MPa),配套纳米改性钻井液,保障高温流变稳定时长大于48 h;②优化极限压裂工艺体系,推广超临界CO₂压裂、纳米暂堵转向技术(粒径介于50~200 nm)工程应用;③完善完井结构设计,采用膨胀套管+柔性水泥组合(抗挤强度大于100 MPa),应用覆膜砂(渗透率保留率大于90%)与自悬浮支撑剂(沉降速率小于0.1 m/min),延长裂缝有效期。

3.2.4 推进降本增效与绿色开发

立足四川盆地页岩气开发提质增效与绿色低碳发展需求,聚焦一体化技术攻关,构建“技术赋能、绿色协同、效益导向、政策支撑”综合攻关体系,明确重点研究方向如下:①以智能化技术为抓手,依托人工智能地质导向、数字优化等核心技术,提升钻井作业效率并精准管控开发成本,破解深层页岩气开发经济瓶颈;②推行工厂化集群作业模式,依托规模效应压降边际开发成本,同步推广绿色低碳工艺,集成CO₂干法压裂、采废水循环利用及智能动态监测技术,实现开发过程低碳环保与高效受控;③建立全生命周期一体化评价模型,将绿色低碳指标与经济效益指标开展系统化、量化协同评估,涵盖勘探、钻井、压裂、生产至封井废弃全流程,实现开发效益与绿色发展协调统一;④健全配套政策支撑体系,依托税收优惠、碳排放权交易、绿色金融等保障举措,为技术攻关与产业落地夯实基础,助推四川盆地页岩气开发向高质量、绿色化、高效化转型。

4 结论

1)中国下寒武统页岩气勘探历程划分为3个阶段,分别为前期调研与选区评价阶段、技术攻关与勘探突破阶段以及效益提升与深层拓展阶段。形成3项创新认识:①拉张槽控制筇竹寺组富有机质页岩与优质储层发育;②摒弃“仅在富有机质页岩中勘探页岩气”的传统思路,提出筇竹寺组页岩气发育“原地富集”与“原地+输导层富集”两类成藏模式;③古隆起热演化程度相对较低,“槽-隆”耦合控藏作用与3轮工程技术迭代(水平井钻井技术与分段压裂技术、三维水平井与密切割压裂技术、智能钻井与极限压裂技术),对推动中国下寒武统页岩气勘探实现重大突破起到关键性作用。

2)当前面临的挑战主要包括:成烃-成藏机理及不同类型页岩气高产富集主控因素尚不明确、地质-工程“甜点”预测方法面临挑战、以及成本效益与环境保护等问题。针对性提出主要发展建议:开展生烃热模拟研究、建立多成因孔隙演化模型;针对四川盆地寒武统筇竹寺组页岩气“原地富集”与“原地+输导层富集”双模式,

制定差异化勘探及压裂对策;发展多属性融合预测技术、研发耐高温高压装备,以及推行智能化降本增效技术等。

参考文献

- [1] 杨学锋,张成林,赵圣贤,等.川南地区筇竹寺组页岩气藏特征及勘探启示[J].天然气地球科学,2025,36(1):13-24.
YANG Xuefeng, ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, et al. Characteristics of shale gas reservoir and enlightenment of exploration in Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(1): 13-24.
- [2] 高全芳,张培先,关琳琳,等.低级别逆断层对页岩气富集高产影响研究:以四川盆地东南缘南川地区平桥东1断层为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(3):458-467.
GAO Quanfang, ZHANG Peixian, GUAN Linlin, et al. Influence of lower-level reverse faults on shale gas enrichment and high yield: A case study of Pingqiao Dong-1 Fault in Nanchuan area, southeast margin of Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 458-467.
- [3] 王玉满,黄金亮,王淑芳,等.四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J].天然气地球科学,2016,27(3):423-432.
WANG Yuman, HUANG Jinliang, WANG Shufang, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiaba, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 423-432.
- [4] 郭旭升.南方海相页岩气“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[J].地质学报,2014,88(7):1209-1218.
GUO Xusheng. 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[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [5] 谢军,张浩森,余朝毅,等.地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践[J].中国石油勘探,2017,22(1):21-28.
XIE Jun, ZHANG Haomiao, SHE Chaoyi, et al. Practice of geology-engineering integration in Changning state shale gas demonstration area[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 21-28.
- [6] 雍锐,陈更生,杨学锋,等.四川长宁-威远国家级页岩气示范区效益开发技术与启示[J].天然气工业,2022,42(8):136-147.
YONG Rui, CHEN Gengsheng, YANG Xuefeng, et al. Profitable development technology of the Changning-Weiyuan National Shale Gas Demonstration Area in the Sichuan Basin and its enlightenment [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 136-147.
- [7] 姚红生,张培先,何希鹏,等.四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型及勘探实践[J].石油与天然气地质,2025,46(6):1807-1822.
YAO Hongsheng, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Classification and exploration practices of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1807-1822.
- [8] 郭彤楼,邓虎成,赵爽,等.四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J].石油勘探与开发,2025,52(1):57-69.
GUO Tonglou, DENG Hucheng, ZHAO Shuang, et al. Formation mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China[J].

- Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 57-69.
- [9] 郭彤楼,熊亮,叶素娟,等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践:四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 24-37.
GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 24-37.
- [10] 郭彤楼. 中国页岩气发展的回顾与思考:从志留系到寒武系[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 339-348.
GUO Tonglou. Review and reflection on shale gas development in China: From Silurian to Cambrian[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 339-348.
- [11] 郑马嘉,郭兴午,伍亚,等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽寒武系筇竹寺组超深层页岩气地质工程一体化高产井培育实践与勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(3): 58-68.
ZHENG Majia, GUO Xingwu, WU Ya, et al. Cultivation practice and exploration breakthrough of geology and engineering integrated high-yield wells of ultra-deep shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation in Deyang-Anyue aulacogen, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(3): 58-68.
- [12] 雍锐,石学文,罗超,等. 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气“槽—隆”富集规律及勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(6): 1211-1226.
YONG Rui, SHI Xuewen, LUO Chao, et al. Aulacogen-uplift enrichment pattern and exploration prospect of Cambrian Qiongzhusi Formation shale gas in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(6): 1211-1226.
- [13] 姜鹏飞,吴建发,朱逸青,等. 四川盆地海相页岩气富集条件及勘探开发有利区[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 91-109.
JIANG Pengfei, WU Jianfa, ZHU Yiqing, et al. Enrichment conditions and favorable areas for exploration and development of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 91-109.
- [14] 邹才能,董大忠,熊伟,等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 309-326.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 309-326.
- [15] 郭旭升,王濡岳,申宝剑,等. 中国页岩气地质特征、资源潜力与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 15-28.
GUO Xusheng, WANG Ruyue, SHEN Baojian, et al. Geological characteristics, resource potential, and development direction of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 15-28.
- [16] 高健,汪海阁,宋世贵,等. 中国石油工程作业智能支持中心模式改革与初探[J]. 钻采工艺, 2025, 48(1): 37-45.
GAO Jian, WANG Haige, SONG Shigui, et al. Reform and preliminary study on the mode of CNPC engineering intelligent support center[J]. Drilling & Production Technology, 2025, 48(1): 37-45.
- [17] 马新华,张晓伟,熊伟,等. 中国页岩气发展前景及挑战[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 491-501.
MA Xinhua, ZHANG Xiaowei, XIONG Wei, et al. Prospects and challenges of shale gas development in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 491-501.
- [18] 张君峰,周志,宋腾,等. 中美页岩气勘探开发历程、地质特征和开发利用条件对比及启示[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1687-1701.
ZHANG Junfeng, ZHOU Zhi, SONG Teng, et al. Comparison of exploration and development history, geological characteristics and exploitation conditions of shale gas in China and the United States and its enlightenment[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1687-1701.
- [19] 葛忠伟,史洪亮,周桦,等. 川南寒武系筇竹寺组拉张槽边缘型页岩气地质特征及富集高产地质因素研究[J]. 非常规油气, 2025, 12(1): 19-29.
GE Zhongwei, SHI Hongliang, ZHOU Hua, et al. Geological characteristics of shale gas and research on enrichment and high production geological factors at edge of tensional trough of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan[J]. Unconventional Oil & Gas, 2025, 12(1): 19-29.
- [20] 许光,韩志军,张君峰,等. 公益性油气地质调查“十三五”工作进展与“十四五”远景展望[J]. 地质通报, 2022, 41(7): 1226-1236.
XU Guang, HAN Zhijun, ZHANG Junfeng, et al. Progress of public oil and gas geological survey during the 13th Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14th Five-Year Plan[J]. Geological Bulletin of China, 2022, 41(7): 1226-1236.
- [21] 熊亮,葛忠伟,王同,等. 川南寒武系筇竹寺组勘探潜力研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 14-21.
XIONG Liang, GE Zhongwei, WANG Tong, et al. Exploration potential of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 14-21.
- [22] 张天怡,黄土鹏,李贤庆,等. 四川盆地寒武系筇竹寺组沉积地球化学特征与有机质富集机制[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(4): 688-703.
ZHANG Tianyi, HUANG Shipeng, LI Xianqing, et al. Sedimentary geochemical characteristics and organic matter enrichment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(4): 688-703.
- [23] 杨一茗,石学文,刘文平,等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽中段筇竹寺组沉积演化模式与有利相带优选[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(12): 2106-2120.
YANG Yiming, SHI Xuewen, LIU Wenping, et al. Sedimentary evolution model and favorable facies belt selection of the Qiongzhusi Formation in the middle section of the Deyang-Anyue rift in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(12): 2106-2120.
- [24] 杨雨然,石学文,李彦佑,等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽筇竹寺组古地貌、沉积模式与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(6): 67-81.
YANG Yuran, SHI Xuewen, LI Yanyou, et al. Paleogeomorphology, sedimentary pattern and exploration orientation of Qiongzhusi Formation in Deyang - Anyue Rift Trough, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(6): 67-81.
- [25] 刘慧萍,戎佳,刘自亮,等. 四川盆地广元北部寒武系筇竹寺组元

- 素地球化学特征及地质意义[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(5): 936-952.
- LIU Huiping, RONG Jia, LIU Ziliang, et al. Element geochemical characteristics and geological significance of the Cambrian Qiongzhusi Formation in northern Guangyuan, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(5): 936-952.
- [26] 韩雨樾, 冉波, 李智武, 等. 四川盆地北缘下寒武统页岩生物标志化合物特征及其地质意义[J]. 石油实验地质, 2019, 41(3): 435-442.
- HAN Yuyue, RAN Bo, LI Zhiwu, et al. Characteristics of biomarker compounds and their implications for Lower Cambrian black shale on the northern margin of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(3): 435-442.
- [27] 杨雨, 罗冰, 张本健, 等. 四川盆地地下寒武统筇竹寺组烃源岩有机质差异富集机制与天然气勘探领域[J]. 石油实验地质, 2021, 43(4): 611-619.
- YANG Yu, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Differential mechanisms of organic matter accumulation of source rocks in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation and implications for gas exploration fields in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(4): 611-619.
- [28] 熊亮, 邓虎成, 吴冬, 等. 四川盆地及其周缘下寒武统筇竹寺组细粒沉积特征与影响因素[J]. 石油实验地质, 2023, 45(5): 857-871.
- XIONG Liang, DENG Hucheng, WU Dong, et al. Fine-grained sedimentary characteristics and influencing factors of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and on its periphery[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 857-871.
- [29] ZOU C, ZHAO Z X, PAN S Q, et al. Unveiling the oldest industrial shale gas reservoir: Insights for the enrichment pattern and exploration direction of Lower Cambrian Shale gas in the Sichuan Basin[J]. Engineering, 2024, 42: 278-294.
- [30] 陈丽清, 吴娟, 何一凡, 等. 四川盆地绵阳-长宁拉张槽中段下寒武统筇竹寺组页岩裂缝脉体特征及古流体活动过程[J]. 地质科技通报, 2023, 42(3): 142-152.
- CHEN Liqing, WU Juan, HE Yifan, et al. Fracture vein characteristics and paleofluid activities in the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in the central portion of the Mianyang-Changning intracratonic Sag, Sichuan Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(3): 142-152.
- [31] WANG R J, LIU Y, LI Z Q, et al. Microscopic pore structure characteristics and controlling factors of marine shale: A case study of Lower Cambrian shales in the Southeastern Guizhou, Upper Yangtze Platform, South China[J]. Frontiers in Earth Science, 2024, 12: 1368326.
- [32] 王岳岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 渝东南-黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征与主控因素[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 832-845.
- WANG Ruyue, DING Wenlong, GONG Dajian, et al. Development characteristics and major controlling factors of shale fractures in the Lower Cambrian Niutitang Formation, southeastern Chongqing-northern Guizhou area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 832-845.
- [33] 何骁, 梁峰, 李海, 等. 四川盆地地下寒武统筇竹寺组海相页岩气高产井突破与富集模式[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 142-155.
- HE Xiao, LIANG Feng, LI Hai, et al. Breakthrough and enrichment mode of marine shale gas in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in high-yield wells in Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 142-155.
- [34] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [35] 王冠民, 祝新怡, 刘海, 等. 沉积微相在致密砂岩可压裂性分析中的应用:以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组7段为例[J]. 地质力学学报, 2024, 30(6): 893-905.
- WANG Guanmin, ZHU Xinyi, LIU Hai, et al. The application of sedimentary microfacies on the fracability of tight sandstone reservoir in Chang 7 member of Longdong Area in the Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics, 2024, 30(6): 893-905.
- [36] 梁峰, 吴伟, 张琴, 等. 四川盆地南部下寒武统筇竹寺组页岩孔隙结构特征与页岩气赋存模式[J]. 天然气工业, 2024, 44(3): 131-142.
- LIANG Feng, WU Wei, ZHANG Qin, et al. Shale pore structure characteristics and shale gas occurrence pattern of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 131-142.
- [37] SONG D D, TUO J X, DAI S X, et al. New insights into the role of system sealing capacity in shale evolution under conditions analogous to geology: Implications for organic matter evolution and petroleum generation[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 140: 105659.
- [38] 王同, 熊亮, 董晓霞, 等. 川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 443-451.
- WANG Tong, XIONG Liang, DONG Xiaoxia, et al. Characteristics of shale reservoir in new strata of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 443-451.
- [39] 何骁, 李武广, 党录瑞, 等. 深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 118-124.
- HE Xiao, LI Wuguang, DANG Lurui, et al. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 118-124.
- [40] 何骁, 陈更生, 吴建发, 等. 四川盆地南部地区深层页岩气勘探开发新进展与挑战[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 24-34.
- HE Xiao, CHEN Gengsheng, WU Jianfa, et al. Deep shale gas exploration and development in the southern Sichuan Basin: New progress and challenges[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 24-34.
- [41] 石林, 汪海阁, 纪国栋. 中石油钻井工程技术现状、挑战及发展趋势[J]. 天然气工业, 2013, 33(10): 1-10.
- SHI Lin, WANG Haige, JI Guodong. Current situation, challenges and developing trend of CNPC's oil & gas drilling[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(10): 1-10.
- [42] 黎红胜, 汪海阁, 纪国栋, 等. 美国页岩气勘探开发关键技术[J]. 石油机械, 2011, 39(9): 78-83.
- LI Hongsheng, WANG Haige, JI Guodong, et al. Key technologies of shale gas exploration and development in the United States[J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(9): 78-83.
- [43] 孙焕泉, 周德华, 蔡勋育, 等. 中国石化页岩气发展现状与趋势

- [J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [44] 张烈辉, 何骁, 李小刚, 等. 四川盆地页岩气勘探开发进展、挑战及对策[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 143-152.
ZHANG Liehui, HE Xiao, LI Xiaogang, et al. Shale gas exploration and development in the Sichuan Basin: Progress, challenge and countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 143-152.
- [45] 雷群, 管保山, 才博, 等. 储集层改造技术进展及发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 580-587.
LEI Qun, GUAN Baoshan, CAI Bo, et al. Technological progress and prospects of reservoir stimulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 580-587.
- [46] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1445-1464.
JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1445-1464.
- [47] 刘岩生, 张佳伟, 黄洪春. 中国深层-超深层钻完井关键技术及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 312-324.
LIU Yansheng, ZHANG Jiawei, HUANG Hongchun. Key technologies and development direction for deep and ultra-deep drilling and completion in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 312-324.
- [48] 高德利. 非常规油气井工程技术若干研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 153-162.
GAO Deli. Some research advances in well engineering technology for unconventional hydrocarbon[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 153-162.
- [49] 刘清友, 朱海燕, 陈鹏举. 地质工程一体化钻井技术研究进展及攻关方向: 以四川盆地深层页岩气储层为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 178-188.
LIU Qingyou, ZHU Haiyan, CHEN Pengju. Research progress and direction of geology-engineering integrated drilling technology: A case study on the deep shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 178-188.
- [50] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [51] 袁桂琴, 熊盛青, 孟庆敏, 等. 地球物理勘查技术与应用研究[J]. 地质学报, 2011, 85(11): 1744-1805.
YUAN Guiqin, XIONG Shengqing, MENG Qingmin, et al. Application research of geophysical prospecting techniques[J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(11): 1744-1805.
- [52] 陈朝伟, 周文高, 项德贵, 等. 预防页岩气套变的橡胶组合套管研制及其抗剪切性能评价[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 131-136.
CHEN Zhaowei, ZHOU Wengao, XIANG Degui, et al. Development of rubber composite casing for preventing shale gas casing deformation and its shear resistance evaluation[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 131-136.
- [53] 樊好福, 臧艳彬, 张金成, 等. 深层页岩气钻井技术难点与对策[J]. 钻采工艺, 2019, 42(3): 20-23.
FAN Haofu, ZANG Yanbin, ZHANG Jincheng, et al. Technical difficulties and countermeasures of deep shale gas drilling[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(3): 20-23.
- [54] 臧艳彬. 川东南地区深层页岩气钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(3): 7-12.
ZANG Yanbin. Key drilling technology for deep shale gas reservoirs in the southeastern Sichuan Region[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(3): 7-12.
- [55] 张东晓, 杨婷云. 美国页岩气水力压裂开发对环境的影响[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 801-807.
ZHANG Dongxiao, YANG Tingyun. Environmental impacts of hydraulic fracturing in shale gas development in the United States[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 801-807.
- [56] 田磊, 刘小丽, 杨光, 等. 美国页岩气开发环境风险控制措施及其启示[J]. 天然气工业, 2013, 33(5): 115-119.
TIAN Lei, LIU Xiaoli, YANG Guang, et al. Enlightenment from environmental risk control measures in the U. S. shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 115-119.
- [57] 钱伯章, 李武广. 页岩气井水力压裂技术及环境问题探讨[J]. 天然气与石油, 2013, 31(1): 48-53.
QIAN Bozhang, LI Wuguang. Discussion on hydraulic fracturing technology in shale gas well development and relative environmental issues[J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(1): 48-53.
- [58] 杨德敏, 喻元秀, 梁睿, 等. 我国页岩气开发环境影响评价现状、问题及建议[J]. 天然气工业, 2018, 38(8): 119-125.
YANG Demin, YU Yuanxiu, LIANG Rui, et al. Environment impact appraisal(EIA) for shale gas development in China: Present status, existing issues and proposals[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(8): 119-125.
- [59] 李小敏, 史聆聆, 马建锋, 等. 我国页岩气开发的环境影响特征[J]. 环境工程, 2015, 33(9): 139-143.
LI Xiaomin, SHI Lingling, MA Jianfeng, et al. Environmental impact characteristics of shale gas development in China[J]. Environmental Engineering, 2015, 33(9): 139-143.
- [60] 冯连勇, 邢彦姣, 王建良, 等. 美国页岩气开发中的环境与监管问题及其启示[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 102-105.
FENG Lianyong, XING Yanjiao, WANG Jianliang, et al. Experience and lessons from the U. S. shale gas development in terms of environmental and regulatory issues[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 102-105.
- [61] 夏玉强. Marcellus页岩气开采的水资源挑战与环境影响[J]. 科技导报, 2010, 28(18): 103-110.
XIA Yuqiang. The challenges of water resources and the environmental impact of Marcellus Shale gas drilling[J]. Science & Technology Review, 2010, 28(18): 103-110.

(编辑 徐佩)