

深层-超深层海相页岩气差异富集与高产机理

郭彤楼,董晓霞,魏力民,黄思钦,冯少柯

(中国石化西南油气分公司,四川成都610041)

摘要:深层-超深层海相页岩气是中国页岩气勘探开发的重要领域。通过对典型深层-超深层海相页岩气藏的解剖,揭示了四川盆地深层-超深层页岩气富集与高产规律的差异机制。研究表明:①四川盆地志留系龙马溪组与寒武系筇竹寺组深层-超深层页岩气可划分为高富集-高产、高富集-低产和中富集-高产3种类型;②正向构造背景、良好的保存条件和适度发育的裂缝三者之间的协同耦合,是深层-超深层页岩气实现高富集与高产的关键要素。据此建立了“构造控藏、保存控富、裂缝控产”的三控高富集-高产模式。建议以此为指导,在深层-超深层页岩气有利区强化“工程甜点”评价,重点关注继承性正向构造与微裂缝发育区,并针对不同类型气藏开展差异化压裂工艺攻关,以推动“新区域、新层系、新类型”页岩气资源的规模发现。

关键词:富集;产能;三控模式;深层-超深层;页岩气;龙马溪组;筇竹寺组;四川盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Mechanisms of the differential enrichment and high productivity of deep to ultra-deep marine shale gas reservoirs

GUO Tonglou, DONG Xiaoxia, WEI Limin, HUANG Siqin, FENG Shaoke

(Southwest Oil & Gas Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Deep to ultra-deep marine shale gas has emerged as an important target for shale gas exploration and exploitation in China. In this study, we reveal the mechanisms governing the differential enrichment and high productivity patterns of deep to ultra-deep shale gas in the Sichuan Basin by analyzing representative shale gas reservoirs. The results indicate that the deep to ultra-deep shale gas reservoirs in the Longmaxi and Qiongzhusi formations can be categorized into three distinct types: high enrichment-high productivity, high enrichment-low productivity, and medium enrichment-high productivity. The achievement of the high enrichment and high productivity of deep to ultra-deep shale gas is predominantly governed by the synergistic coupling of positive structural setting, favorable preservation conditions, and moderately developed fractures. This finding contributes to the establishment of a high enrichment-high productivity model, characterized by structure-controlled shale gas accumulation, preservation condition-controlled shale gas enrichment, and fracture-controlled shale gas productivity (collectively referred to as the triple-control model). It is recommended to strengthen the engineering sweet spot evaluation for deep to ultra-deep shale gas play fairways under the guidance of the triple-control model, with particular emphasis placed on areas featuring inherited positive structures and microfractures. Furthermore, differential fracturing techniques should be developed for various types of shale gas reservoirs. These efforts are expected to facilitate the discovery of new types of large-scale shale gas resources in new sequences and regions.

Key words: enrichment, productivity, triple-control model, deep to ultra-deep reservoir, shale gas, Longmaxi Formation, Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

引用格式:郭彤楼,董晓霞,魏力民,等. 深层-超深层海相页岩气差异富集与高产机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1792-1806. DOI: 10.11743/ogg20250604.

GUO Tonglou, DONG Xiaoxia, WEI Limin, et al. Mechanisms of the differential enrichment and high productivity of deep to ultra-deep marine shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1792-1806. DOI: 10.11743/ogg20250604.

收稿日期:2025-10-24;修回日期:2025-11-13。

第一作者简介:郭彤楼(1965—),男,博士、正高级工程师,油气勘探研究与管理。E-mail: tlguo@163.com。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U24B6001);中国石化股份有限公司科技部项目(P25144, P25177)。

中国大地构造与沉积环境条件复杂,海相页岩虽然具备沉积稳定、分布广泛、厚度大、有机质含量高和生烃规模大等优势,但也存在沉积时代老、埋藏深度大、热演化程度高以及经历多期构造改造等不利因素,导致页岩分布连续性、含气性、保存条件及地应力条件差异显著,勘探突破难度较大^[1-2]。中国海相页岩气技术可采资源量为 $19.36 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中深层(埋深 3 500 ~ 4 500 m)和超深层(埋深 > 4 500 m)资源量占比达 56.63%。目前,尽管四川盆地及其周缘已在多个深层-超深层海相页岩层系实现勘探突破^[3],但获得高产的页岩气井区相对有限。

2015年前后,四川盆地下古生界海相志留系龙马溪组页岩气勘探在威荣、永川、泸州和綦江等地区相继取得突破,揭示出深层页岩气具有巨大的资源潜力^[4-6]。然而,由于龙马溪组深层-超深层页岩气多分布于复杂构造区域,经历多期构造演化与断裂活动,地应力环境复杂且水平应力差大,导致实现高富集-高产的难度大^[7-10]。四川盆地的另一套海相页岩层系寒武系筇竹寺组因其时代更老、埋藏更深,大多属于超深层范围,长期未能实现勘探突破。直至2022年,井研地区JS103HF井实现高产页岩气流,标志着寒武系页岩气勘探首获重大突破^[11],进而推动了盆地超深层页岩气的勘探进程。随后,资阳地区部署实施的超深层页岩气井Z201井和D2井也相继获得高产气流,实现了超深层页岩气勘探战略性突破^[12],然而后续勘探评价显示,该层系不同区域的产能仍存在较大差异。

本文在系统梳理四川盆地深层-超深层海相页岩气构造-沉积背景与气藏特征的基础上,总结了龙马溪组深层页岩气过去10余年和筇竹寺组超深层页岩气近年来取得的有关富集特征与高产主控因素的研究认识,以期推动深层-超深层页岩气勘探的规模发展。

1 区域地质概况

1.1 构造背景

四川盆地内部构造形态可划分为川西拗陷带、川北拗陷带、川中隆起带、川西南平缓构造带、川东高陡构造带和川南帚状构造带6个构造单元(图1)^[13-14]。目前,志留系龙马溪组页岩气藏主要分布于川东高陡构造带、川南帚状构造带及川西南平缓构造带,且不同区域的构造特征差异较大;寒武系筇竹寺组页岩气藏则主要分布于川中隆起带及川西南平缓构造带,其构造格局主要受控于铁山-龙女寺古隆起。

1.2 沉积背景

四川盆地具有多旋回叠合沉积特征,沉积总厚度超过13 km^[15]。其下古生界五峰组-龙马溪组页岩和筇竹寺组页岩是盆地内两套重要的海相主力烃源岩,同时也是深层-超深层页岩气的主要富集层位(图2a)。

五峰组-龙马溪组形成于晚奥陶世“三隆夹一洼”的半封闭沉积格局,受江南-雪峰古陆、川中隆起和黔中隆起共同控制,沉积了一套灰黑色页岩^[16]。岩相分布显示(图2),川南宜宾-泸州地区主要发育钙质半深水-深水陆棚沉积,川东合川-涪陵地区主要为泥质半深水-深水陆棚沉积,川北南部-达州地区主要为泥质浅水陆棚沉积(图2b)。目前龙马溪组页岩气藏主要分布于川东-川南地区的半深水-深水陆棚相区,其中川东地区泥质含量较高,川南地区则钙质含量较高^[17-18]。

筇竹寺组沉积受早寒武世上扬子地台及Rodinia超大陆裂解控制,形成“两槽夹一棚”沉积格局^[19-21],四川盆地处于以绵阳-长宁凹槽为中心的“槽-棚-盆”体系内(图2c)。目前所有已发现的该层系页岩气田均位于此凹槽控制区:资阳地区为深水缓坡亚相,主要发育富有机质长英质页岩;井研地区为浅水缓坡亚相,发育含有机质长英质页岩。

2 典型深层页岩气藏富集与高产特征

在深层页岩气的评价中,“富集”与“高产”是两个既关联又独立的核心概念,二者分别受控于地质参数与工程条件。富集程度主要取决于生烃物质基础与后期保存条件,其关键参数包括总有机碳含量(TOC)、热演化程度(镜质体反射率 R_o)、储层物性及构造保存条件等,评价指标通常包括含气量、地层压力系数和含气丰度等。而产能则更多地取决于储层的可改造性与流体渗流能力,主要受矿物组成(尤其是脆性矿物含量)、岩石力学性质、天然裂缝发育程度及应力差异系数控制,这些因素共同决定了压裂后复杂缝网的构建效果。产能潜力通过测试产能(即初始产量)和估算最终可采储量(EUR)进行评判,两者直接决定单井的经济价值。概言之,富集是资源的“静态地质禀赋”,而高产则是工程与地质耦合的“动态开发成果”。

涪陵焦石坝页岩气田是中国目前勘探开发程度最高、开发效果最好的页岩气田,其系统完整的地质特征与产能数据为研究页岩气的富集规律和开展产能对比

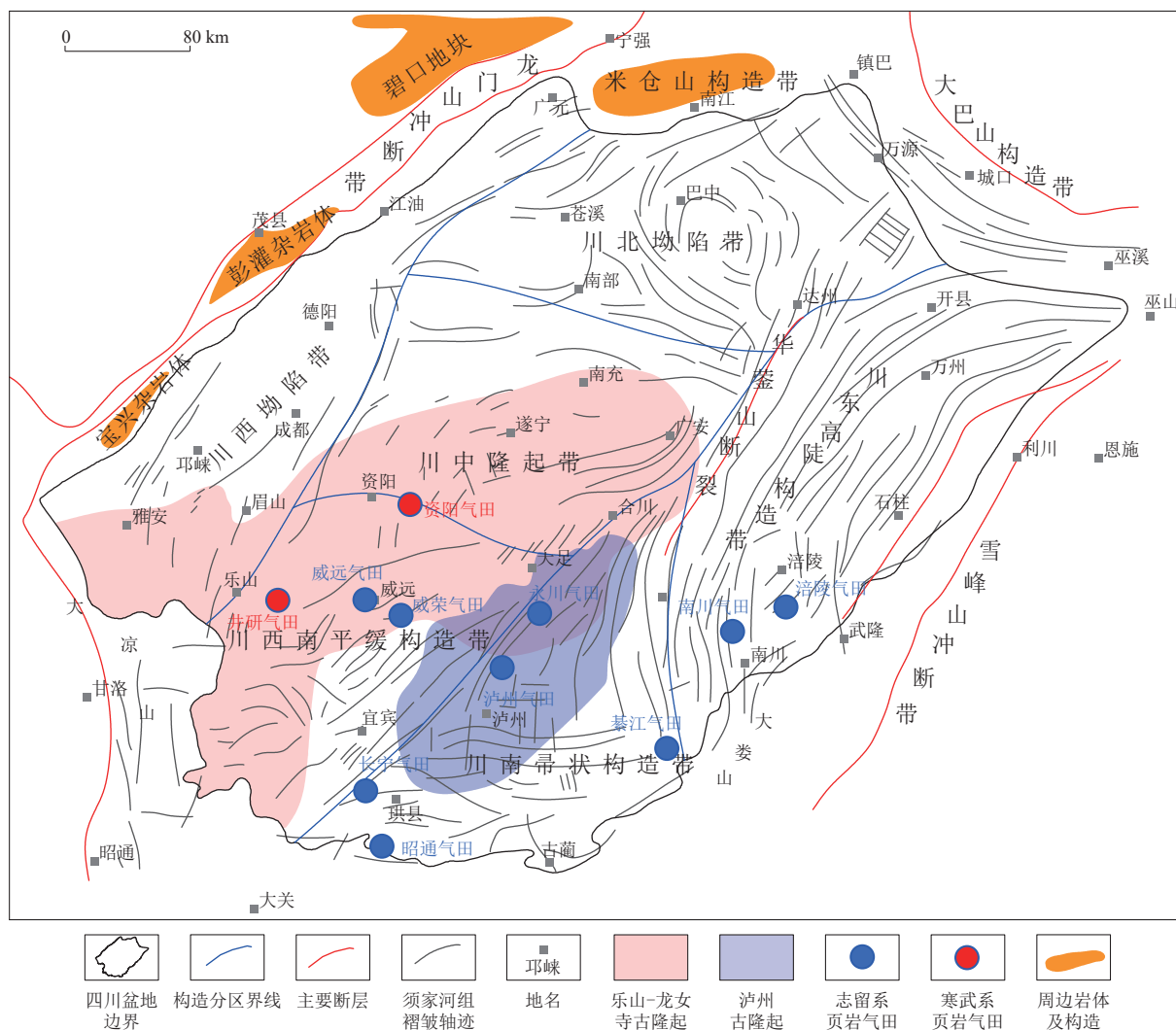


图1 四川盆地构造分区及主要页岩气田位置(修改自文献[13-15])

Fig. 1 Map showing structural units and the locations of major shale gas fields in the Sichuan Basin (modified after references [13-15])

分析提供了良好基础^[22-25]。本文以焦石坝气区为研究对象,系统总结页岩气富集与高产的主控因素与评价指标。焦石坝构造位于川东高陡褶皱带东缘,整体为一埋深约2 500~3 000 m、南宽北窄、中部宽缓的断背斜。核心区含气量为 $6.00 \sim 7.20 \text{ m}^3/\text{t}$,压力系数1.55,资源丰度 $10.42 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,表现出高富集特征。核心区外围受断层影响,保存条件变差,含气量降至 $5.50 \text{ m}^3/\text{t}$,压力系数为1.40,资源丰度也相应下降至 $(7.57 \sim 9.13) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。核心区自北东向南西可进一步划分为两个区域^[26](图3),位于北东部的主体北区其构造位置相对较高,保存条件优越,张裂缝发育,页岩气平均测试产能达 $35.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,EUR平均值为 $1.60 \times 10^8 \text{ m}^3$,属于典型高产区域。主体南区以剪切应力缝为主,页岩气平均测试产能为 $22.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,EUR平均值为 $1.08 \times 10^8 \text{ m}^3$,属于中产区。

基于焦石坝页岩气田主体区地质特征与产能参数

的对比,结合威荣和永川等深层页岩气田的开发实践,依据资源丰度、含气量、压力系数和目前效益建产的经济评价要求,将页岩气藏划分为高富集、中等富集和低富集3类;根据测试产能和EUR等参数将页岩气田划分为高产、中产和低产3类。在此基础上,将四川盆地已发现的深层页岩气藏归纳为3种复合类型:“高富集-高产”型,如泸州龙马溪组页岩气田和资阳筇竹寺组页岩气田;“中富集-高产”型,如綦江气田新场区块;“高富集-低产”型,如威荣气田及綦江气田丁山区块(表1)。这些差异并非由单一因素造成,而是构造背景、保存条件和储层品质等多种地质要素共同作用的结果。

2.1 高富集-高产型

泸州龙马溪组页岩气田与资阳筇竹寺组页岩气是该类型的典型代表。

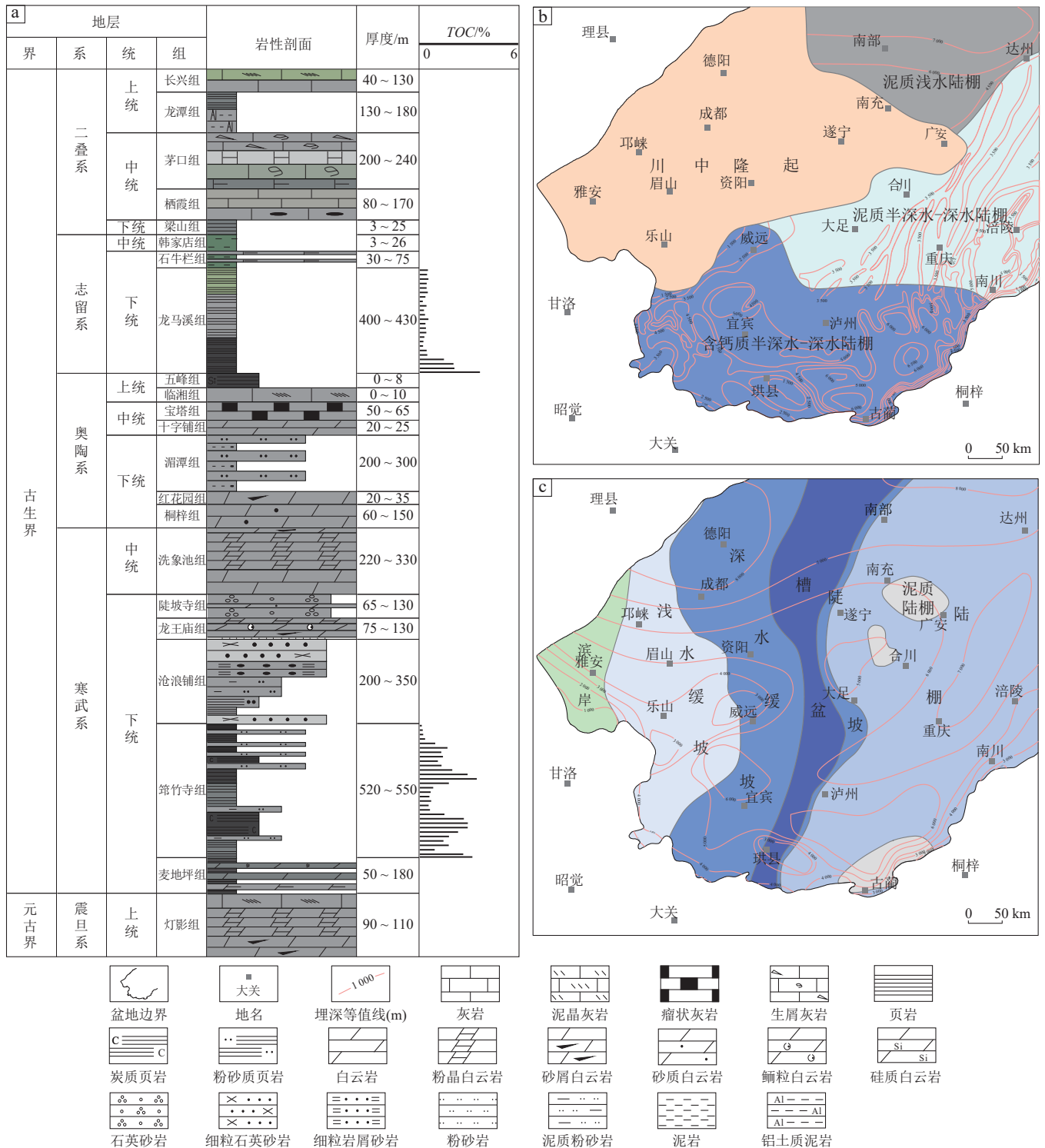


图2 四川盆地主力页岩气层位概况

Fig. 2 Overview of major horizons for shale gas occurrence in the Sichuan Basin

a. 四川盆地海相地层综合柱状图; b. 龙马溪组岩相古地理; c. 筇竹寺组岩相古地理
(TOC为总有机碳含量。)

2.1.1 泸州龙马溪组页岩气田

泸州页岩气田位于四川盆地中南部,地表以滑脱褶皱为主,构造上属于华蓥山构造向南帚状撒开的低

陡背斜,伴生NE-SW向斜,具有明显的边界断层主控特征,自北向南构造形态趋于宽缓,褶皱强度减弱。该区宽缓褶皱带内断裂不发育,压力系数普遍大于1.80,埋深介于3 500~4 200 m,属典型的深层-超深

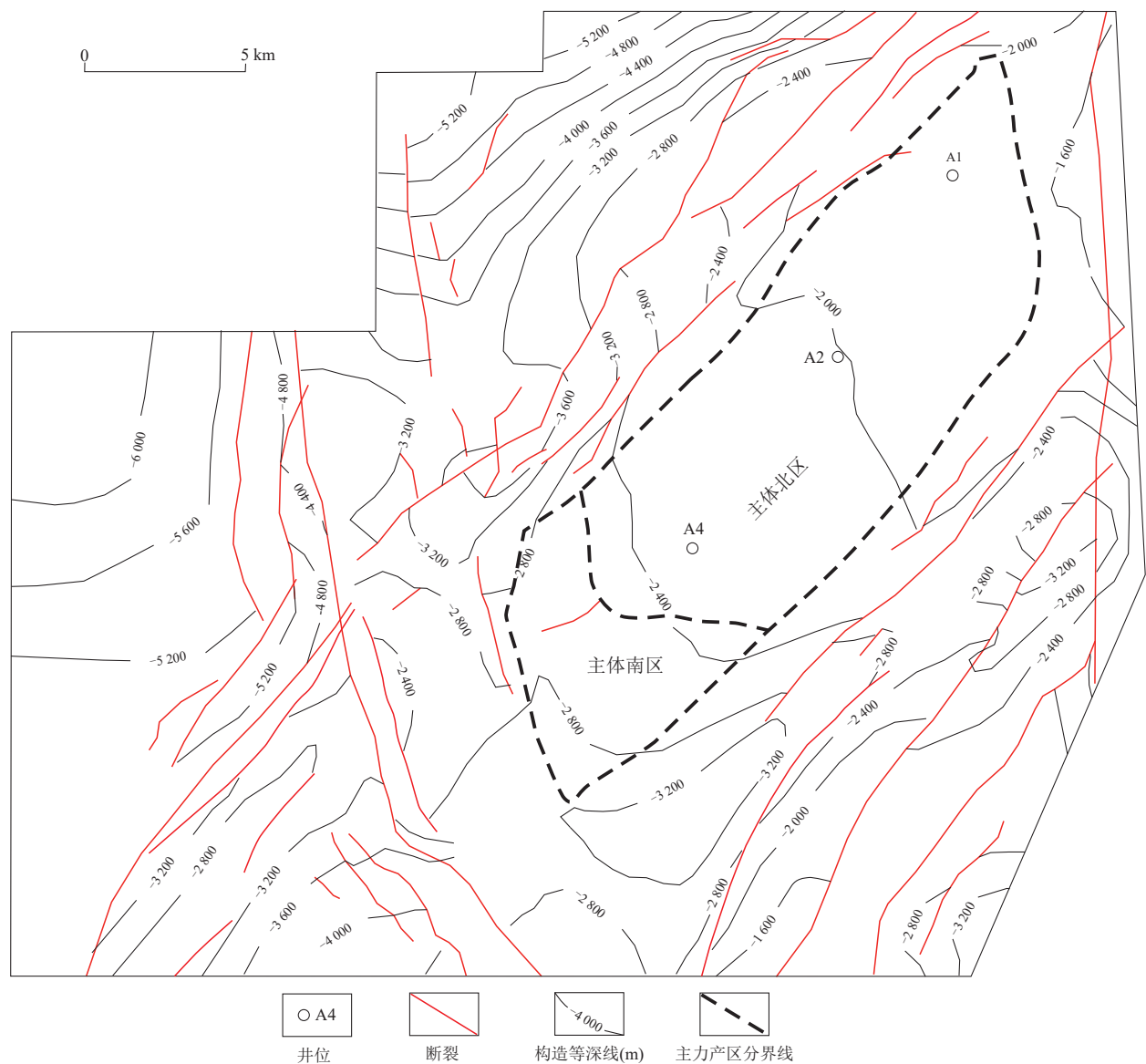


图3 四川盆地涪陵页岩气田分区

Fig. 3 Map showing the zoning of the Fuling shale gas field, Sichuan Basin

表1 四川盆地深层页岩气藏评价、对比指标

Table 1 Indicators for the evaluation and comparison of deep shale gas reservoirs in the Sichuan Basin

评价参数		评价级别		
		高	中	低
富集参数	资源丰度/(10 ⁸ m ³ /km ²)	≥ 10.00	10.00 ~ 8.00	< 8.00
	含气量/(m ³ /t)	≥ 6.00	6.00 ~ 4.00	< 4.00
	压力系数	≥ 1.80	1.80 ~ 1.60	< 1.60
产能参数	测试产能/(10 ⁴ m ³ /d)	≥ 30.00	30.00 ~ 20.00	< 20.00
	EUR/(10 ⁸ m ³)	≥ 1.10	1.10 ~ 0.80	< 0.80

注:EUR为估算最终可采储量。

层页岩气藏(图4)。该气田在页岩气富集与产能方面展现出多方面的优越地质条件^[14, 27-30]:龙马溪组深水陆棚相沉积中心广泛发育黑色硅质页岩,TOC高,平均值达3.90%,最高可达9.30%,富有机质页岩(TOC > 2.00%)厚度达40.0 ~ 60.0 m;有机质热演化程度高,

R_o普遍大于2.00%,已进入原油裂解生气阶段,为页岩气大量生成与富集提供了有利条件;储层孔隙发育良好,有机孔孔径最大达1.00 μm,与无机孔及微裂缝共同构成多尺度储集空间,孔隙度平均值为4.30%,最高达11.40%;含气性与保存条件优越,现场测试含气量

平均值为 $6.20 \text{ m}^3/\text{t}$,最高达 $12.90 \text{ m}^3/\text{t}$,优质页岩段含气饱和度平均值为 62.30% ,最高达 90.20% ,核心区资源丰度达 $10.70 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,游离气占比超过 70% ;天然裂缝系统发育,以高角度方解石充填缝和层理缝为主,显著改善了储层渗透性,渗透率平均值为 $0.940 0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最高达 $22.300 0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,构造活动是控制裂缝发育的关键因素。该区页岩脆性矿物含量平均值达 64.1% ,杨氏模量为 42 GPa ,泊松比平均值为 0.22 ,具备良好的可压裂性,有利于形成复杂缝网。近期实施的7口深层页岩气井表现优异,日均压降均低于 0.2 MPa ,控压生产条件下稳定日产气量为 $(9 \sim 18) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井 EUR 达 $1.65 \times 10^8 \text{ m}^3$,较先导试验阶段提升 37.5% ,实现了高产井的批量复制。据统计,测试产量超

过 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的气井中, 80% 钻遇天然裂缝发育的页岩储层^[31],表明天然裂缝对深层条件下游离气的聚集与高产具有重要促进作用。其中L203井测试获日产气量 $138 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[32],是目前龙马溪组深层产量最高的井,预测 EUR 为 $2.10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.1.2 资阳筇竹寺组页岩气田

资阳地区位于四川盆地中部,构造上隶属于乐山-龙女寺古隆起带威远构造的东北斜坡,地层倾角平缓,一般为 $1.0^\circ \sim 3.0^\circ$ 。区内发育两组具走滑性质的正断层,其中NE向断层延伸较长($17.0 \sim 19.0 \text{ km}$)、规模较大,NW向断层延伸较短($1.0 \sim 6.5 \text{ km}$)、规模较小(图5)。目前该区已在筇竹寺中部的富有有机质

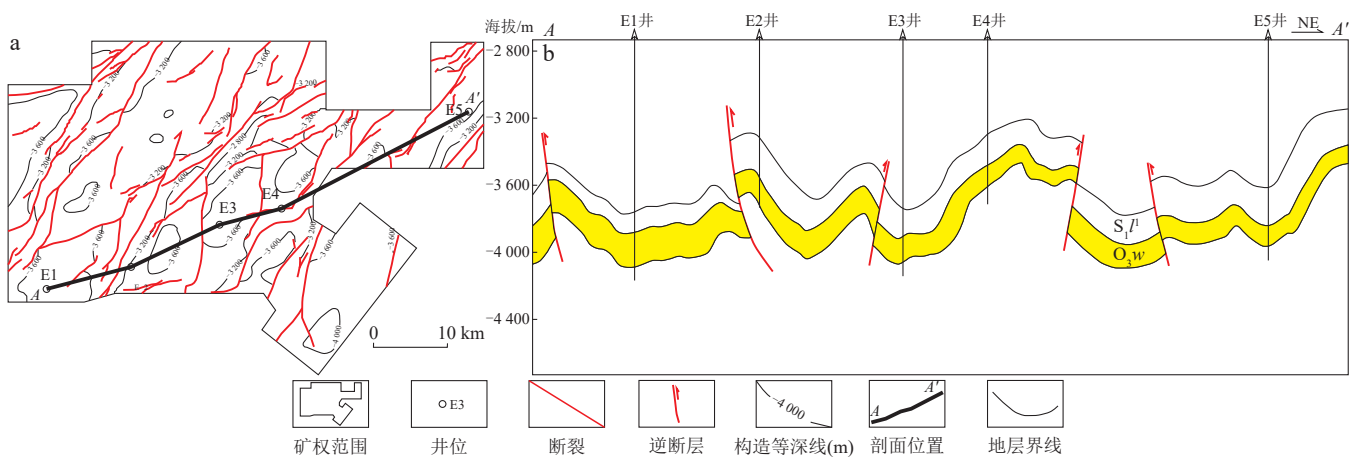


图4 四川盆地泸州页岩气田龙马溪组构造(a)及气藏剖面(b)

Fig. 4 Structural map and gas reservoir section of the Longmaxi Formation shale gas field in the Luzhou area, Sichuan Basin (O_{3w} 为五峰组; S_{1l} 为龙马溪组一段。)

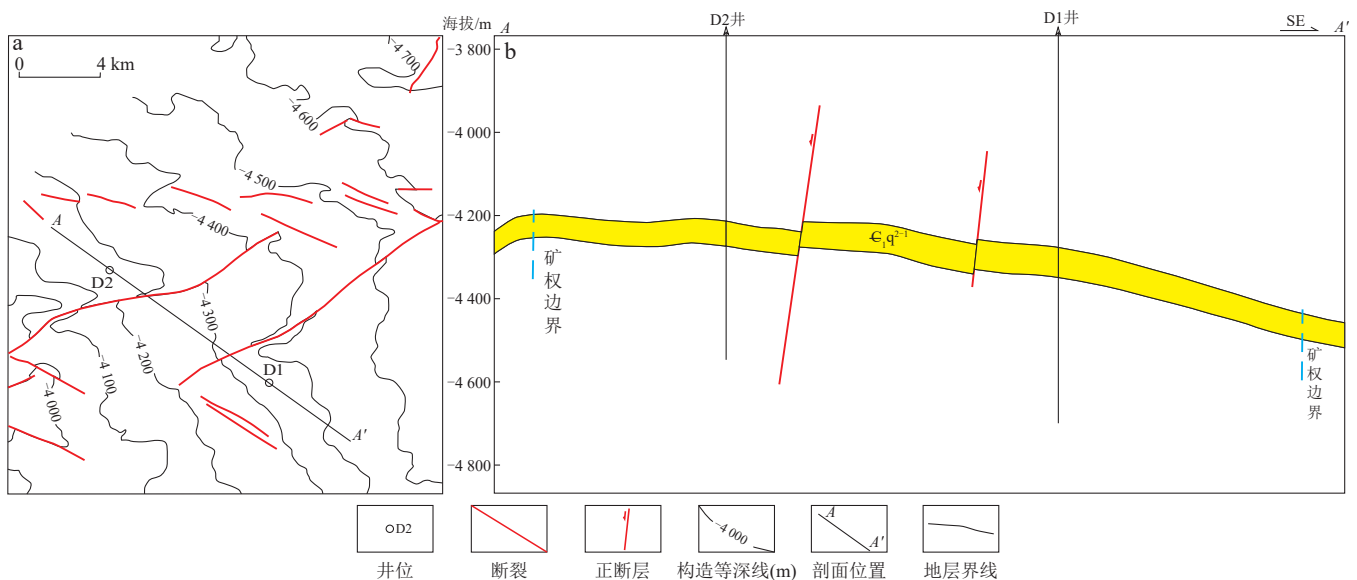


图5 四川盆地资阳页岩气田筇竹寺组构造(a)及气藏剖面(b)

Fig. 5 Structural map and gas reservoir section of the Ziyang shale gas field in the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin (C_{1q}^{2-1} 为下寒武统筇竹寺组一段和二段。)

长英质黑色页岩层系取得勘探突破,埋深普遍大于4 300 m,属于深层-超深层页岩气范畴^[33]。该区页岩气具高富集与高产耦合特征:筇竹寺组发育于深水缓坡亚相,水体深、还原性强,热液活动显著,有利于有机质富集, TOC 平均值为2.30%,最高达5.10%,富有机质页岩($TOC > 2.00\%$)厚度为20.0~50.0 m;有机质热演化程度高, R_o 普遍大于2.50%,高于泸州龙马溪组页岩,重烃组分进一步裂解,更有利于天然气的生成与储集;储集空间以无机孔为主,有机孔占比低于20%,孔径以介孔占优(82%),孔隙度平均值为5.27%,最高达7.90%;保存条件良好,压力系数介于1.80~2.10,实测含气量平均值为8.10 m³/t,最高达15.50 m³/t,优质页岩段含气饱和度平均值为68.60%,最高为91.80%;核心区资源丰度为11.30×10⁸ m³/km²,游离气占比超过75%。尽管岩心尺度天然裂缝不发育,线密度仅为0.50条/m,但扫描电镜下可见长石颗粒内部及边缘微裂隙广泛发育,D2井压恢解释的页岩有效渗透率达0.290 0×10⁻³ μm²,是该井测试获日产气量125×10⁴ m³、创国内超深层页岩气产量纪录的根本原因。此外,该区脆性矿物含量平均值超过70.0%,杨氏模量平均值38 GPa,泊松比平均值0.22,同样具有较强的可压性。Z201井标定 EUR 超过2.00×10⁸ m³,已安全平稳生产755 d,累计产气量突破1×10⁸ m³^[34],展示了该区良好的持续生产潜力。

2.2 中富集-高产型

綦江页岩气田新场地区龙马溪组页岩气是该类型的典型代表。该区位于川东南盆缘地区,构造上为燕山中、晚期形成的断背斜,与齐岳山断层以断洼相隔,后期受大娄山推覆作用与南川-遵义断裂共同调节定型^[35]。区内发育NW向与NE向两组断层,整体地层较为平缓(倾角<20.0°)(图6),页岩气藏主体埋深介于3 800~4 500 m。该区页岩具有较高的 TOC ,平均值为2.64%,最高可达5.88%,B1井揭示富有机质页岩段($TOC > 2.00\%$)厚度达34.9 m;有机质成熟度(R_o)与泸州龙马溪组相当,处于高-过成熟阶段。岩石孔隙度普遍较高,实验样品显示其分布范围为3.90%~7.00%,平均值为5.40%,但孔径相对较小,以10~80 nm为主,最大为800 nm,随着 TOC 升高,有机孔占比最高可达81%。含气性表现良好,压力系数为1.50~1.80,含气量主要介于3.83~8.07 m³/t,平均值为5.68 m³/t;资源丰度为8.90×10⁸ m³/km²,游离气占比超过70%。脆性矿物含量平均值为51.2%,杨氏模量平均值为36 GPa,泊松比平均值为0.23,易于压裂改造。构造裂缝发育程度高,岩心观察显示低角度滑动

缝广泛发育(图7),FMI成像测井进一步揭示NW向与NE向断裂形成的共轭裂缝系统发育,共同构成有效的渗流通道,渗透率达0.156 0×10⁻³ μm²,有利于压裂改造。B1井测试获日产气量53×10⁴ m³,B1井组8口井以10×10⁴ m³/d试采稳定,预测单井平均 EUR 为1.18×10⁸ m³。需要指出的是,尽管断裂发育改善了储层渗流能力并提高了游离气比例,也在一定程度上破坏了页岩气的保存条件,导致该区整体富集能力弱于泸州龙马溪组与资阳筇竹寺组页岩气藏。

2.3 高富集-低产型

威荣页岩气田位于四川盆地西南部,构造上隶属川西南平缓构造带,整体为一宽缓向斜,地层倾角介于0.5°~4.0°,局部略有起伏,呈现“两凹一凸”的构造格局^[36-37]。区内断裂与裂缝整体不发育(图8),压力系数为1.80~2.10,埋深范围为3 500~4 000 m。该气田页岩形成于深水陆棚沉积环境, TOC 较高,平均值为2.28%,最高达5.52%,富有机质页岩段($TOC > 2.00\%$)厚度为49.5~58.1 m;有机质成熟度(R_o)略低于泸州龙马溪组,但仍处于过成熟阶段,具备良好的生气潜力。储层孔隙以有机孔为主,孔径较大(最大1.21 μm),孔隙度平均值为5.75%,最高可达10.05%;含气性表现优良,各井测井解释含气量平均值为6.96~7.92 m³/t,优质页岩段含气饱和度平均值为61.36%,最高为90.40%;资源丰度为10.60×10⁸ m³/km²,游离气占比超过80%。然而,该区天然裂缝发育程度低,岩心观察显示以层理缝为主,高角度缝零星发育,密度仅为0.03~0.15条/m,页岩脉冲渗透率低至0.007 4×10⁻³ μm²。尽管其构造位置属于古隆起区,但页岩本身可压性仅为中等(脆性矿物含量平均值为56.0%,其中硅质矿物含量为43.0%,杨氏模量平均值为30.0 GPa,泊松比平均值为0.21),同时缺乏有效的天然裂缝系统,储层内部气体输导能力较差,压裂难以形成高效的复杂缝网,导致整体产能受限。气田内正常生产井的预测 EUR 为(0.59~0.80)×10⁸ m³,平均值为0.67×10⁸ m³^[38]。

3 深层页岩气高富集与高产主控因素

基于四川盆地泸州、资阳、綦江及威荣等页岩气田的勘探开发实践的对比分析,可以得出以下关键认识:①构造和保存条件是页岩气高富集与高产的首要条件。泸州与资阳地区在稳定构造背景和良好保存条件下形成高压富集气藏;而綦江地区因断裂发育导致保存条件一定程度受损,威荣地区虽保存条件良好但构

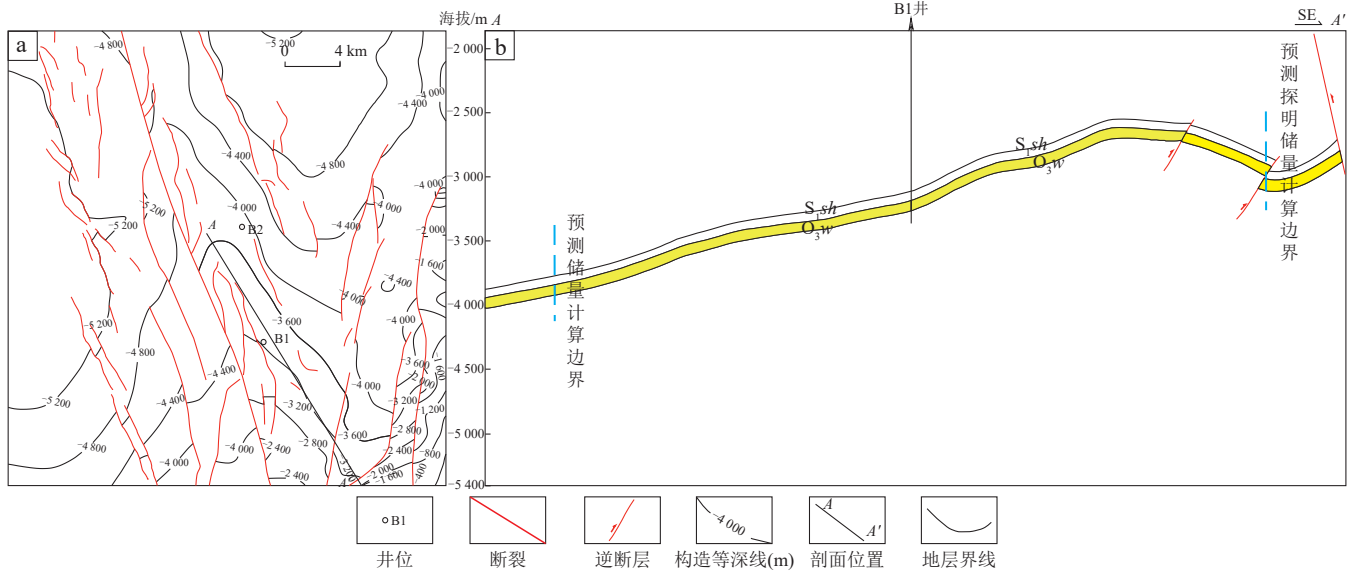


图6 四川盆地新场页岩气田龙马溪组构造(a)及气藏剖面(b)

Fig. 6 Structural map and gas reservoir section of the Xinchang shale gas field in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin
(S_1sh 为下志留统石牛栏组; O_3w 为上奥陶统五峰组。)

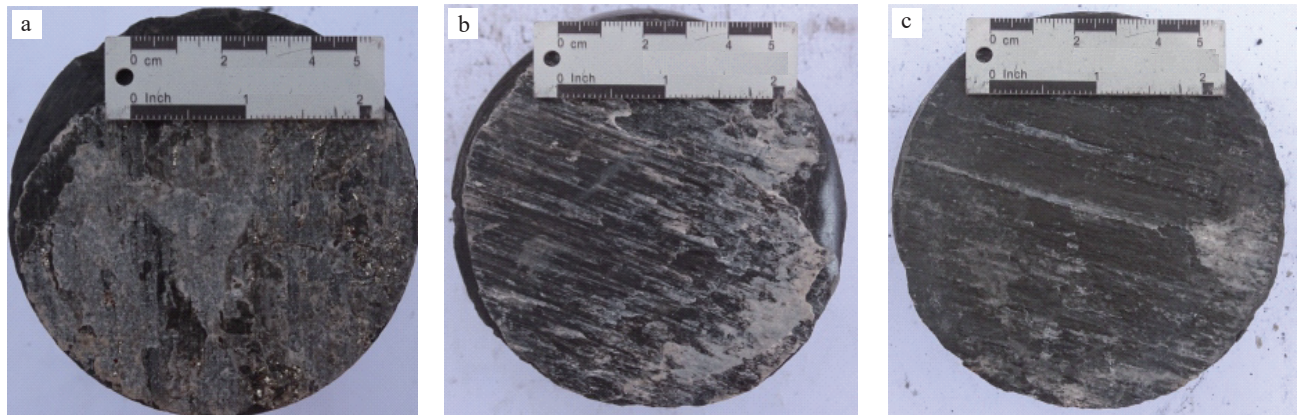


图7 四川盆地新场地区五峰组-龙马溪组一段宏观裂缝特征岩心照片

Fig. 7 Core photos showing the macroscopic characteristics of fractures from the Wufeng Formation to the 1st member of the Longmaxi Formation in the Xinchang area, Sichuan Basin

a. 滑动缝, 显擦痕, 方解石和黄铁矿充填, B1井, 龙马溪组, 埋深3 576.24 m; b. 滑动缝, 显擦痕, 方解石充填, B1井, 龙马溪组, 埋深3 585.19 m; c. 滑动缝, 显擦痕, 方解石充填, B1井, 五峰组, 埋深3 606.15 m

造过于平缓,二者均影响了最终富集效果。②裂缝系统是页岩气高富集与高产的关键储层条件。资阳和泸州地区得益于天然裂缝与高脆性矿物的协同作用,形成了高效渗流通道和复杂缝网,实现了高产和稳产;而威荣地区尽管富集程度较高,但因天然裂缝系统不发育,储层渗透性和改造效果受到明显制约(图9中高富集区低产井的分布)。因此,优越的构造-保存条件与有效的裂缝系统共同控制了页岩气的高富集与高产^[38],再次证明了“构造控藏”“保存控富”和“裂缝控产”的“三控”模式是中国深层-超深层页岩气高富集-高产的基本规律^[39]。

3.1 构造控藏

构造背景、构造类型及构造改造强度等是控制页岩气成藏及高富集的基础要素。通过对泸州、綦江新场、丁山和威荣等龙马溪组页岩气田及资阳筇竹寺组页岩气藏的构造类型与成藏富集特征的系统对比得出如下认识:①稳定的正向构造背景与有利的构造类型(低缓背斜、宽缓向斜、古隆起斜坡)最有利于页岩气的富集成藏。四川盆地深层-超深层五峰组-龙马溪组主要分布于平缓背斜或宽缓斜坡带的正向构造区,地层整体连续性好,未受强烈褶皱改造破坏,构造稳定性

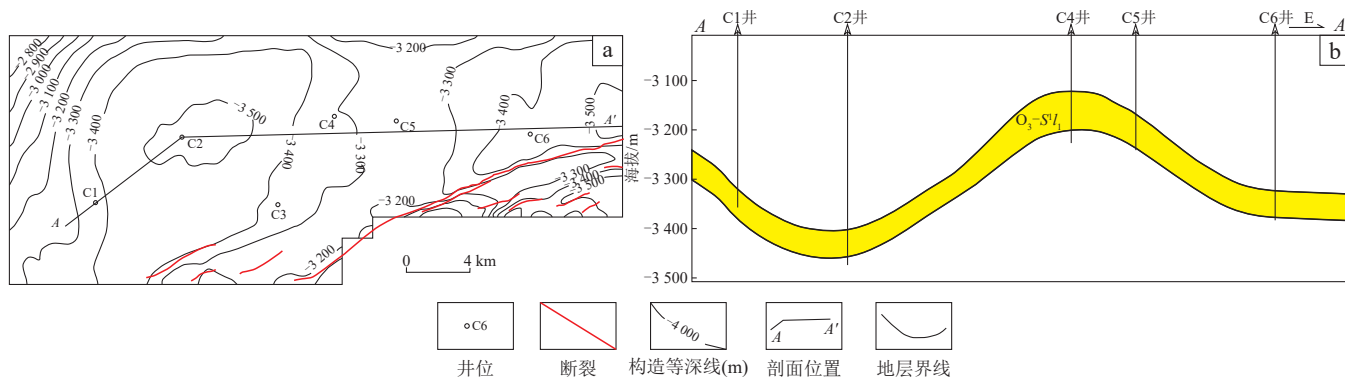


图8 四川盆地威荣页岩气田龙马溪组构造(a)及气藏剖面(b)

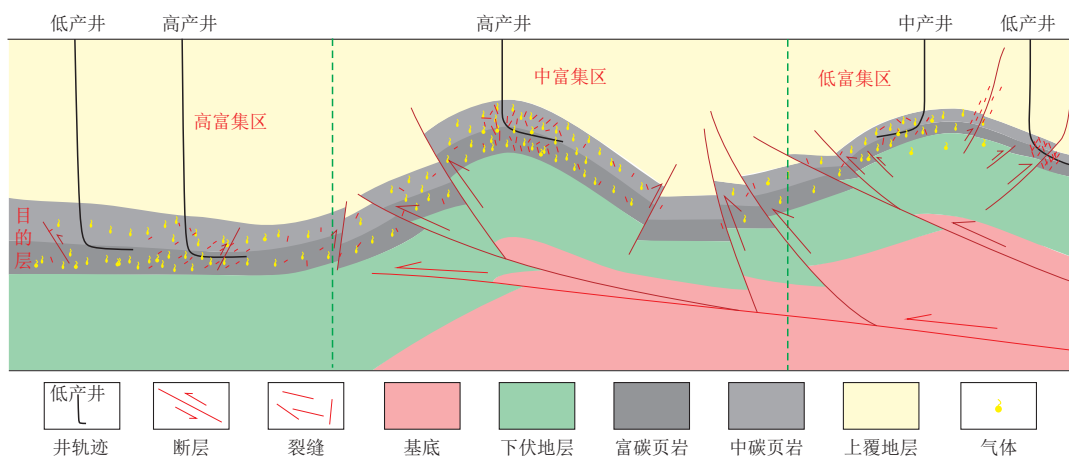
Fig. 8 Structural map and gas reservoir section of the Weirong shale gas field in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin ($O_3-S^1l_1$ 为五峰组-龙马溪组。)

图9 四川盆地页岩气富集类型与产能差异

Fig. 9 Types of shale gas enrichment and their productivity differences in the Sichuan Basin

强,长期处于页岩气富集的优势区。在热成熟($R_o > 2.0\%$)的条件下,该区仍能维持较高压力系数(> 1.30),易于形成超压封闭系统。燕山期的深埋过程有利于有机质热演化,燕山末期—喜马拉雅期形成的构造与页岩气大量裂解成藏期匹配良好,有利于气藏的形成、富集和保存。②适宜的构造强度(边界断层发育、区域大断裂晚期的走滑作用等)对维持页岩气超压至关重要,以泸州—永川地区为例,该区位于古隆起构造背景,形成的正向构造环境促进了原油稠化和气孔发育,有利于页岩气富集成藏(图10),断裂晚期的走滑作用也未对页岩气藏造成破坏^[14, 40]。

长期继承性古隆起更有利于页岩气的长期富集,该类构造单元不仅维持了页岩气藏的连续热演化进程,也为超压体系的保存提供了稳定的构造条件,确保了页岩气藏长期稳定存在。资阳地区长期处于继承性的乐山—龙女寺古隆起之上,该隆起形成于海西期,最终定型于燕山晚期—喜马拉雅期,为筇竹寺组页岩气的富集成藏提供了稳定的构造背景^[41]。古隆起之上

的筇竹寺组整体为北东倾向的缓斜坡构造,褶皱幅度较小,天然张性裂缝发育适中;古隆起的热演化程度适中,有效控制了筇竹寺组页岩的成熟度演化过程,在沉积、生油、生气和油气调整阶段均有利于页岩气的生成与富集;古隆起轴线区域构造稳定,处于无连通断层的正向构造背景,成为页岩气运移与聚集的优势区域,对高富集气藏的形成具有较强的控制作用(图11)。

3.2 保存控富

良好的保存条件是页岩气富集的关键控制要素。页岩气藏的保存条件受抬升幅度、地层倾角、断缝系统以及断层与应力场耦合关系4方面因素的共同影响。具体表现为:构造抬升时间越早、叠加期次越多、抬升幅度越大,顶板被破坏的概率越大,保存条件越差(如图9中低富集区);地层倾角越大,页岩气顺层发生调整逸散的规模越大,保存条件越差;断层级别越高、规模越大,对气藏的破坏作用越强,保存条件越差;断层及其伴生裂缝系统的走向与现今最大水平主应力方向

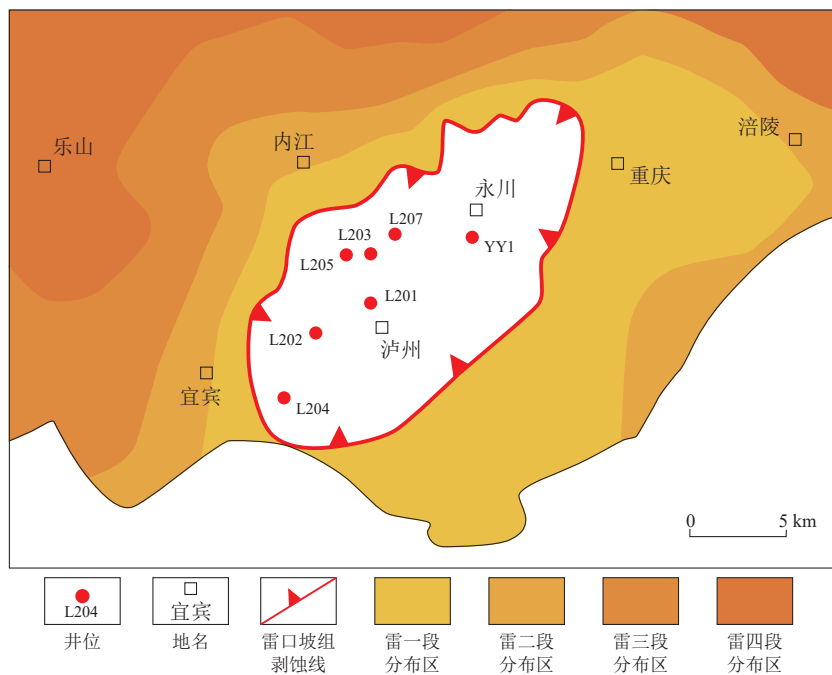
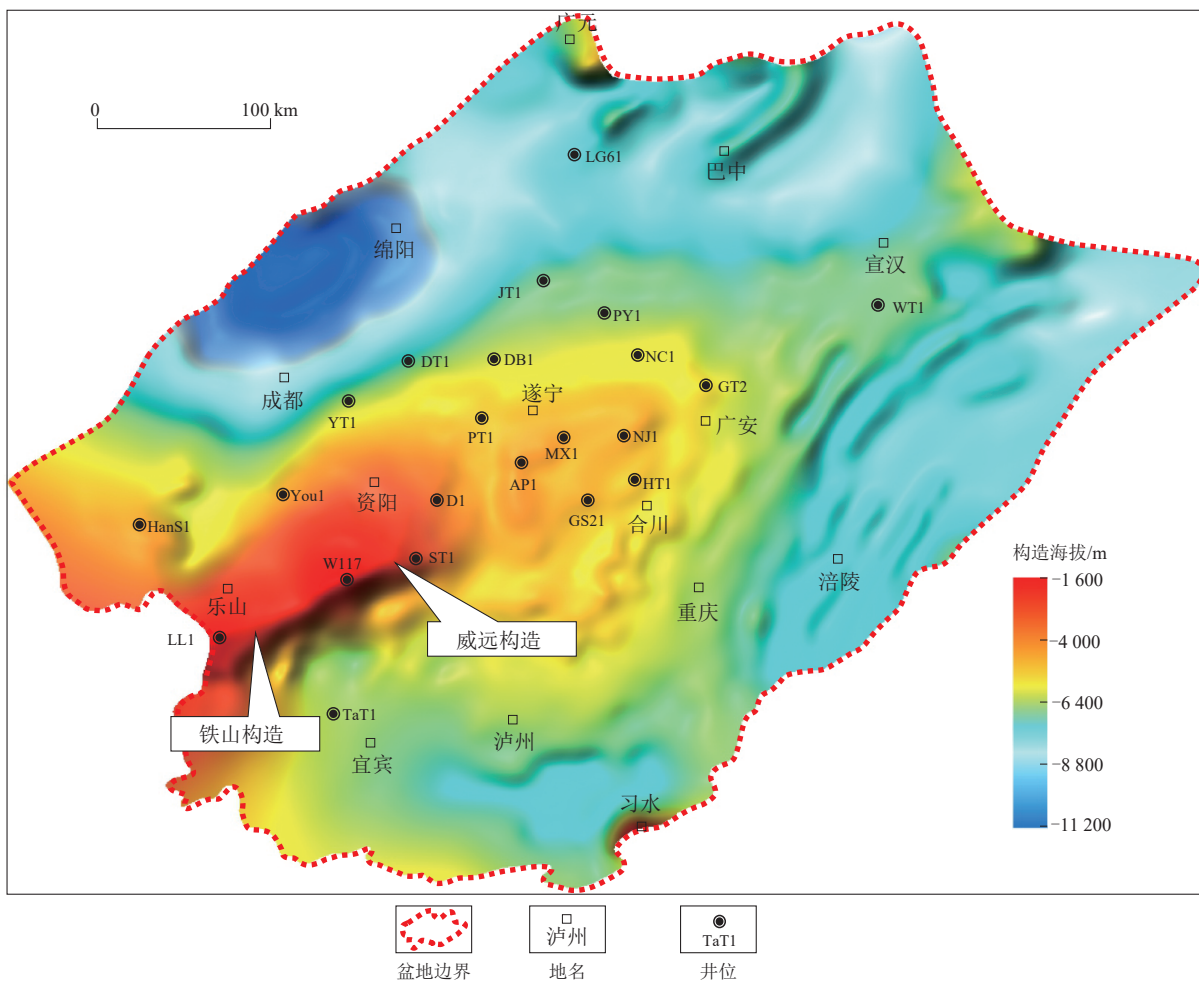
图10 四川盆地晚三叠世沉积期前古地质图^[14, 31]Fig. 10 Map showing the paleogeology of the Sichuan Basin before the deposition of the Late Triassic strata^[14, 31]

图11 四川盆地筇竹寺组底界现今构造

Fig. 11 Map showing the present-day structures along the bottom boundary of the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

的夹角越小(趋于一致),保存条件越差。通常情况下,良好的保存条件有助于维持较高的地层压力系数,保存条件越好,页岩气藏的含气能力越强,测试产量也相应越高(图12)。自燕山晚期以来,四川盆地内部深层-超深层五峰组-龙马溪组页岩气藏受构造活动影响较弱,地层压力多保持高压-超压特征;筇竹寺组页岩顶、底板条件优越,具备较高的突破压力和较低的孔隙度,发育有效的压力封隔系统,整体表现为高压-超压环境;良好的保存条件有效保障了深层-超深层页岩

气藏的含气能力,是页岩气实现高富集的关键地质要素。

3.3 裂缝控产

适度发育的微裂缝系统是页岩气实现高产的关键地质条件。页岩层段中的裂缝主要为构造成因(图13a,b),其发育程度与构造活动、页岩矿物组成以及纹层组合类型等因素强相关^[42];然而,当裂缝体系过度发育时,可能破坏页岩气藏的封闭性,反而不利于页岩

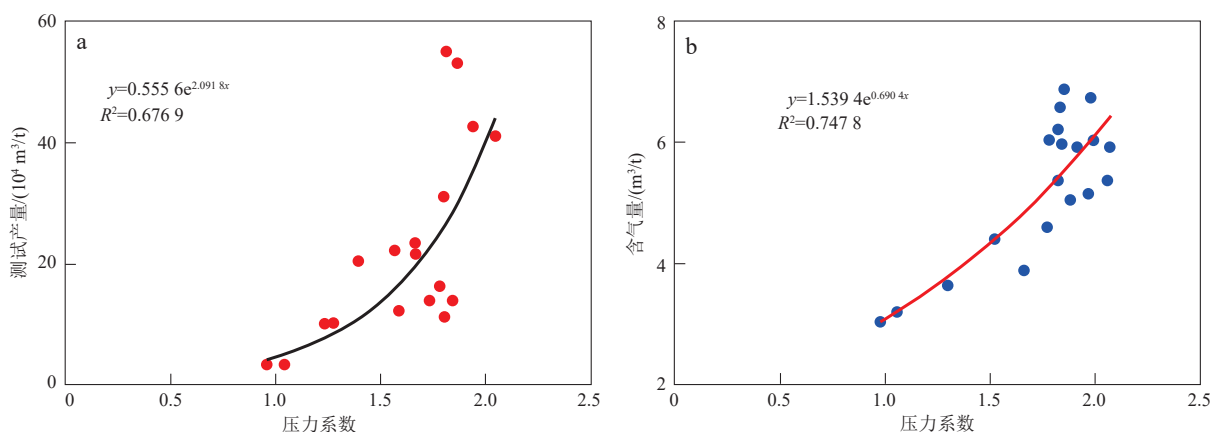


图12 四川盆地页岩气藏龙马溪组地层压力系数与测试产量(a)和含气量(b)交会图

Fig. 12 Cross plots of formation pressure coefficient vs. tested daily gas production (a) and gas content (b) for shale gas reservoirs in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin

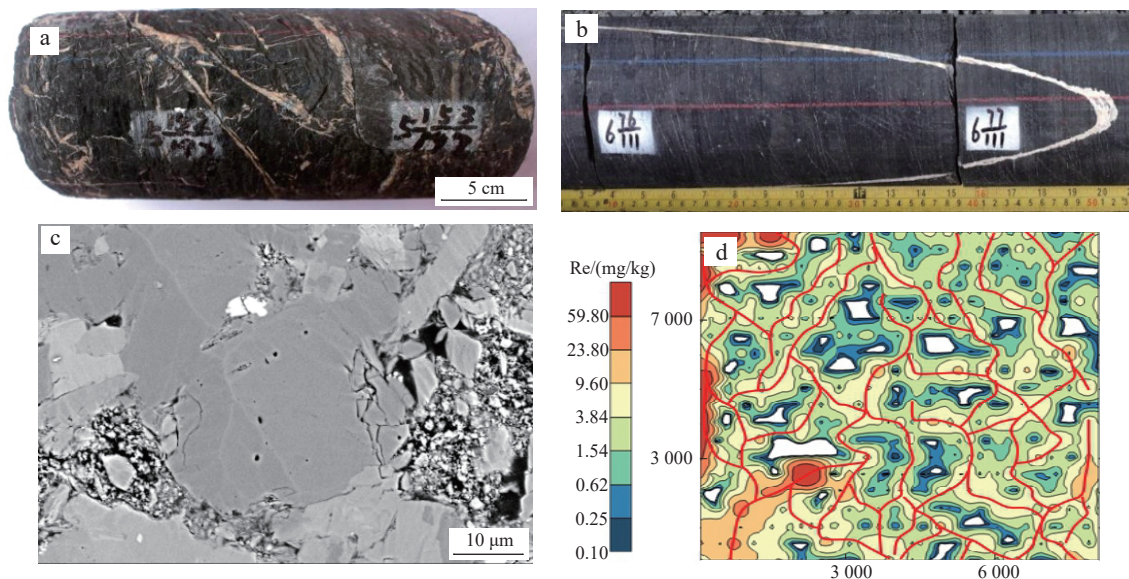


图13 四川盆地五峰组-龙马溪组和筇竹寺组页岩微裂缝发育特征

Fig. 13 Characteristics of fractures and microfractures in the Wufeng-Longmaxi formations and the Qiongzhusi Formation shales within the Sichuan Basin

a. DY7井,埋深4 118.50~4 118.70 m,五峰组-龙马溪组,网状缝,方解石充填,岩心照片;b. DY7井,埋深4 100.3~4 100.5 m,五峰组-龙马溪组,高角度缝,方解石充填,岩心照片;c. D2井,埋深4 700.23 m,筇竹寺组,微裂隙扫描电镜照片;d. 筇竹寺组页岩⑦号层(埋深3 303.00 m)纳米示踪特征图像(红线为推测运移路径;白色为Re含量为0的区域。)

(Re为铼元素。)

气的保存。适度发育的裂缝不仅构成有效的储集空间(开度通常大于50 nm,面孔率贡献可达1%),更为页岩气提供了重要的渗流通道。基质孔隙与裂缝系统的有效耦合可使游离气占比提升至60%以上,显著改善储层的整体渗流能力。例如,五峰组-龙马溪组页岩中适度发育的裂缝为储层压裂改造提供了有利条件^[43-44]。在筇竹寺组页岩中,多期构造应力作用为微裂缝的形成奠定了基础。该层系独特的矿物组成(石英与长石含量相近)进一步促进了复杂微裂缝网络的发育(图13c)。页岩微裂缝网络中的流体运移呈现典型的“网状流动”特征,其层内流动能力可达垂直方向的1.5~3.0倍(图13d),从而为页岩气的高产提供了优越的渗流条件。

以威荣页岩气田为例,该气田虽具有较高的压力系数(表2),根据图12中压力系数与产能的拟合关系,其理论产能应接近于泸州龙马溪组页岩气藏。然而,由于该区天然裂缝系统发育程度低,页岩内部富含气体的微观储集单元之间难以形成有效的连通网络,导致气体难以高效采出,最终表现为“高富集、低产能”的特征,陷入“有气采不出”的开发困境。

4 勘探开发启示

经过10余年的勘探开发,中国页岩气产业已逐步

实现向多层系和深层-超深层的战略转移,面向未来,需重点关注以下几个方面:

1) 深层-超深层已成为页岩气勘探开发的重点领域。当前,四川盆地志留系中、浅层优质区的页岩气勘探已基本完成,并转入大规模开发阶段。与此同时,针对深层-超深层的勘探开发技术体系也日趋成熟。盆地内埋藏深度大、构造稳定、含气性好且保存条件优越的二叠系和寒武系页岩,正成为页岩气勘探的重要接替领域,为中国页岩气持续规模化增储上产提供了可靠的资源基础。

2) 与中、深层页岩相比,深层-超深层页岩具有更高的有机质成熟度、温度与压力条件,以及更强的塑性和更复杂的地应力环境,因此需要更精细的甜点优选技术和更具针对性的工程工艺。针对龙马溪组深层-超深层页岩气藏,应因地制宜开展地质-工程-效益一体化技术攻关,推动高质量勘探与效益开发。①借鉴新场地区的实践经验,强化断-缝体系识别与工程改造的协同,制定差异化的开发技术政策与压裂方案,提升单井EUR和储量动用程度,支撑复杂构造区实现规模效益建产。②转变以威荣等为代表的高富集低产区深层页岩气的评价思路,从传统“地质甜点”向“地质-工程”双甜点评价转变,加强压裂工艺研究,揭示缝网形成机制,优化缝网复杂度,扩大人工改造体积,实现产能有效

表2 四川盆地深层-超深层页岩气藏特征对比

Table 2 Comparison of the characteristics of diverse deep to ultra-deep shale gas reservoirs in the Sichuan Basin

气藏类型	高富集-高产型		中富集-高产型	高富集-低产型	
典型代表	泸州页岩气田 龙马溪组	资阳页岩气田 筇竹寺组	綦江页岩气田 龙马溪组 (新场气藏)	威荣页岩气田 龙马溪组	綦江页岩气田 龙马溪组 (丁山深层)
构造背景	低陡背斜与宽缓向斜	古隆起斜坡	鼻状背斜	宽缓向斜	平缓鼻状背斜
埋深/m	3 500~4 200	4 300~5 200	3 800~4 500	3 500~4 000	3 500~4 800
烃源条件	TOC平均值为3.92%, I型干酪根, R_o 为2.22%~2.65%	TOC平均值为2.33%, I型干酪根, R_o 为2.64%~2.70%	TOC平均值为2.61%, I型干酪根, R_o 为2.30%~2.49%	TOC平均值为2.28%, I型干酪根, R_o 为2.07%~2.26%	TOC平均值为4.12%, I型干酪根, R_o 为2.08%~2.56%
储层物性	孔隙度平均值为4.30%, 微孔为主	孔隙度平均值为5.30%, 介孔为主,占比82.3%	孔隙度平均值为5.40%, 介孔为主,占比46.7%	孔隙度平均值为5.75%, 介孔为主,占比53.7%	孔隙度平均值为4.53%, 孔径<50 nm,微孔-介孔为主
保存条件	保存条件良好, 超压系统 (压力系数2.16)	保存条件良好, 超压系统 (压力系数2.08)	局部保存完整, 高压系统、局部超压 (压力系数1.51~1.87)	保存条件好, 超压系统 (压力系数2.03)	保存条件好, 超压系统 (压力系数1.78~2.12)
天然裂缝	构造成因显裂缝网络发育	构造成因微裂缝网络发育	构造成因显裂缝高度发育(构造变形区)	显裂缝和微裂缝均不发育	显裂缝和微裂缝均不发育
产能特征及EUR	稳产时间2.4 a, EUR为 $2.10 \times 10^8 \text{ m}^3$ (L203井为代表)	稳产时间4.5 a, EUR为 $3.00 \times 10^8 \text{ m}^3$ (全区估算,开发程度低)	稳产时间1.0~2.0 a, EUR为 $1.18 \times 10^8 \text{ m}^3$ (全区平均)	稳产时间小于1.0 a, EUR为 $0.67 \times 10^8 \text{ m}^3$ (全区平均)	稳产时间小于1.0 a, EUR为 $0.80 \times 10^8 \text{ m}^3$ (全区平均)
主要挑战	复杂工况多,如套变、压窜等	埋深较大,井下工况复杂	富集区面积小,非均质性强	改造难度大,缝网形成难,复杂工况较多	改造难度大,缝网形成难,复杂工况较多

注:TOC为总有机碳含量; R_o 为镜质体反射率;EUR为估算最终可采储量。

释放。③持续攻关埋深大于4 500 m的超深层页岩气评价技术,优选继承性宽缓正向构造、超压封存与裂缝网络叠合区域,明确甜点规模及改造可行性,通过多学科融合推动深层-超深层页岩气规模接替。对于筇竹寺组超深层页岩气,应聚焦川中古隆起轴线及邻近构造稳定、断层不发育的正向构造区,加强地质-物探一体化评价;通过多属性融合技术精细刻画微裂缝发育区,充分利用多尺度天然微裂缝形成的高效连通网络;精细评价多套封隔层所分隔的气藏目标,明确其保存条件,划分高富集与高产有利区带;深化不同岩相类型差异富集机理研究,推动该层系高效勘探与规模开发。

3) 针对国内不同盆地的“三新领域”(新区域、新层系和新类型)天然气勘探,应充分借鉴四川盆地龙马溪组和筇竹寺组深层-超深层的勘探开发经验,突破传统海相页岩的局限,拓展至陆相页岩油气及煤层气等新类型资源,推动常规与非常规油气协同发展。在此基础上,需深化对油气成藏规律的系统认识,进一步深入理解“沉积控烃、构造控藏、保存控富、裂缝控产”的联合控藏机制。同时在技术层面上,应加强多尺度断缝系统精细刻画,提高储层及地应力参数的预测精度,建立适用于新类型页岩储层的甜点预测技术体系,并攻关差异化压裂改造工艺,实现全油气系统勘探突破,为中国天然气增储上产开拓新的资源阵地。

参 考 文 献

- [1] 郭旭升, 赵永强, 申宝剑, 等. 中国南方海相页岩气勘探理论: 回顾与展望[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 172-182.
GUO Xusheng, ZHAO Yongqiang, SHEN Baojian, et al. Marine shale gas exploration theory in southern China: review and prospects[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 172-182.
- [2] 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.
- [3] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 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, 2022, 42(8): 1-13.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 1-13.
- [4] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24-37.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [5] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层-超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1-14.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [6] 张金川, 陶佳, 李振, 等. 中国深层页岩气资源前景和勘探潜力[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 15-28.
ZHANG Jinchuan, TAO Jia, LI Zhen, et al. Prospect of deep shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15-28.
- [7] 张旭亮, 刘珠江, 陈超, 等. 高陡复杂构造带深层页岩气保存条件差异性分析——以川东南筇江高陡复杂构造带为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1121-1131.
ZHANG Xuliang, LIU Zhujiang, CHEN Chao, et al. Differences in preservation conditions of deep shale gas in high-steep complex tectonic belt: Taking Qijiang high-steep complex tectonic belt in southeast Sichuan as an example[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1121-1131.
- [8] 尹帅, 张子阳, 王濡岳, 等. 中国深层/超深层油气勘探储层地质力学研究进展、挑战及展望[J]. 天然气工业, 2025, 45(4): 33-47.
YIN Shuai, ZHANG Ziyang, WANG Ruyue, et al. Research progress, challenges, and prospects of reservoir geomechanics in deep and ultra-deep oil and gas exploration in China[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(4): 33-47.
- [9] 冯少柯, 熊亮, 董晓霞, 等. 深层页岩气储层杨氏模量、泊松比定量评价[J]. 天然气勘探与开发, 2025, 48(3): 64-75.
FENG Shaoke, XIONG Liang, DONG Xiaoxia, et al. Quantitative evaluation of Young's modulus and Poisson's ratio for deep shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2025, 48(3): 64-75.
- [10] 赵金洲, 雍锐, 胡东风, 等. 中国深层-超深层页岩气压裂: 问题、挑战与发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 295-311.
ZHAO Jinzhou, YONG Rui, HU Dongfeng, et al. Deep and ultra-deep shale gas fracturing in China: Problems, challenges and directions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 295-311.
- [11] 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 within 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.
- [12] 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.
- [13] 刘殊, 任兴国, 姚声贤, 等. 四川盆地上三叠统须家河组气藏分布与构造体系的关系[J]. 天然气工业, 2018, 38(11): 1-14.

- LIU Shu, REN Xingguo, YAO Shengxian, et al. Relationship between gas reservoir distribution and structural system of Upper Triassic Xujiahe Fm in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(11): 1-14.
- [14] 刘洪林, 王怀厂, 李晓波. 泸州地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏特征[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(1): 19-26.
- LIU Honglin, WANG Huaichang, LI Xiaobo. Shale gas accumulation characteristics of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Luzhou area[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(1): 19-26.
- [15] HUANG Siqin, XU Guosheng, XU Fanghao, et al. Biomarker distributions and depositional environments of continental source rocks in Sichuan Basin, SW China [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2020, 38(6): 2296-2324.
- [16] WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Xinjing, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. *Natural Gas Industry B*, 2015, 2(2/3): 222-232.
- [17] WANG Yang, ZHANG Hanyu, ZHU Yanming, et al. Sedimentary environment and major controlling factors of organic matter-rich shale from the Wufeng-Longmaxi Formation in eastern Sichuan Basin, China[J]. *Frontiers of Earth Science*, 2024, 18(3): 649-670.
- [18] 彭浩, 陈雷, 胡云鹏, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩物源及构造环境分析[J]. *高校地质学报*, 2024, 30(2): 231-240.
- PENG Hao, CHEN Lei, HU Yunpeng, et al. Provenance and tectonic setting analysis of the Wufeng-Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin and its surrounding area [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2024, 30(2): 231-240.
- [19] 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 and Experiment*, 2023, 45(5): 857-871.
- [20] 魏力民, 冯少柯, 顾战宇. 四川盆地中西部筇竹寺组凹槽相区页岩沉积环境及发育模式[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 46(6): 45-60.
- WEI Limin, FENG Shaoke, GU Zhanyu. Shale sedimentary environment and development model in the groove facies area of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the central and western Sichuan Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2024, 46(6): 45-60.
- [21] 董晓霞, 冯少柯. 基于神经网络聚类分析的深层页岩储层岩相识别——以川南筇竹寺组为例[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 46(6): 61-73.
- DONG Xiaoxia, FENG Shaoke. Lithofacies identification in deep shale reservoirs via neural network clustering analysis: A case study of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2024, 46(6): 61-73.
- [22] 蔡勋育, 赵培荣, 高波, 等. 中国石化页岩气“十三五”发展成果与展望[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 16-27.
- CAI Xunyu, ZHAO Peirong, GAO Bo, et al. Sinopec's shale gas development achievements during the "Thirteenth Five-Year Plan" period and outlook for the future [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 16-27.
- [23] 郑爱维, 梁榜, 舒志国, 等. 基于大数据PLS法的页岩气产能影响因素分析——以四川盆地涪陵气田焦石坝区块为例[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(4): 542-551.
- ZHENG Aiwei, LIANG Bang, SHU Zhiguo, et al. Analysis of influencing factors of shale gas productivity based on large data technology: A case of Jiaoshiba block in Fuling Gas Field, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(4): 542-551.
- [24] 李东晖, 刘光祥, 聂海宽, 等. 焦石坝背斜上部气层开发特征及影响因素[J]. *地球科学*, 2019, 44(11): 3653-3661.
- LI Donghui, LIU Guangxiang, NIE Haikuan, et al. Development characteristics and influencing factors of upper gas reservoir in Jiaoshiba anticline [J]. *Earth Science*, 2019, 44(11): 3653-3661.
- [25] 聂海宽, 张柏桥, 刘光祥, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气高产地质原因及启示——以涪陵页岩气田JY6-2 HF为例[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 463-473.
- NIE Haikuan, ZHANG Baiqiao, LIU Guangxiang, et al. Geological factors contributing to high shale gas yield in the Wufeng-Longmaxi Fms of Sichuan Basin: A case study of Well JY6-2 HF in Fuling shale gas field [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 463-473.
- [26] 李东晖, 田玲钰, 聂海宽, 等. 基于模糊层次分析法的页岩气井产能影响因素分析及综合评价模型——以四川盆地焦石坝页岩气田为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(3): 417-428, 454.
- LI Donghui, TIAN Lingyu, NIE Haikuan, et al. Factor analysis and comprehensive evaluation model of shale gas well productivity based on fuzzy analytic hierarchy process: Taking Jiaoshiba shale gas field in Sichuan Basin as an example [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(3): 417-428, 454.
- [27] 赵圣贤, 夏自强, 李海, 等. 页岩储层天然裂缝定量评价及发育主控因素——以泸州地区五峰组—龙马溪组深层页岩为例[J]. *沉积学报*, 2025, 43(1): 212-225.
- ZHAO Shengxian, XIA Ziqiang, LI Hai, et al. Quantitative evaluation and main controlling factors of natural fractures in a shale reservoir: A case study of the deep shale of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Luzhou [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2025, 43(1): 212-225.
- [28] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地地下志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 470-487.
- ZHAO Shengxian, YANG Yueming, ZHANG Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 470-487.
- [29] 陈更生, 石学文, 刘勇, 等. 四川盆地南部地区五峰组—龙马溪组深层页岩气富集控制因素新认识[J]. *天然气工业*, 2024, 44(1): 58-71.
- CHEN Gengsheng, SHI Xuewen, LIU Yong, et al. New understandings of the factors controlling of deep shale gas

- enrichment in the Wufeng Formation-Longmaxi Formation of the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(1): 58-71.
- [30] 何晓, 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.
- [31] 杨洪志, 赵圣贤, 刘勇, 等. 泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J]. *天然气工业*, 2019, 39(11): 55-63.
YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, LIU Yong, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(11): 55-63.
- [32] 郭彤楼. 深层页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(1): 1-6.
GUO Tonglou. Progress and research direction of deep shale gas exploration and development[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(1): 1-6.
- [33] 郭彤楼, 熊亮, 何建华, 等. 川南下寒武统筇竹寺组新类型页岩气勘探发现及启示[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 46(6): 1-14.
GUO Tonglou, XIONG Liang, HE Jianhua, et al. New type shale gas exploration discovery and enlightenment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2024, 46(6): 1-14.
- [34] 赵珑昊, 胡玥, 谢秉宏, 等. 全球首口寒武系超深层页岩气战略突破并产气破亿方[EB/OL]. (2025-07-08)[2025-10-20]. <http://xnyqt.cnpc.com.cn/xnyqt/sylmyqtxwleft/202507/5c1fa2bf39a84f5d838afeaf7fe95230.shtml>.
ZHAO Longhao, HU Yue, XIE Binghong, et al. The world's first Cambrian ultra-deep shale gas strategic breakthrough well exceeds 100 million cubic meters in gas production[EB/OL]. (2025-07-08)[2025-10-20]. <http://xnyqt.cnpc.com.cn/xnyqt/sylmyqtxwleft/202507/5c1fa2bf39a84f5d838afeaf7fe95230.shtml>
- [35] 边瑞康, 孙川翔, 聂海宽, 等. 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1515-1529.
BIAN Ruikang, SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, et al. Types, characteristics, and exploration targets of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1515-1529.
- [36] 郭彤楼, 熊亮, 雷伟, 等. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 45-59.
GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, South Sichuan Basin: Progress, challenges and prospect [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 45-59.
- [37] 熊亮, 赵勇, 魏力民, 等. 威荣海相页岩气田页岩气富集机理及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2023, 44(8): 1365-1381.
XIONG Liang, ZHAO Yong, WEI Limin, et al. Enrichment mechanisms and key exploration and development technologies of shale gas in Weirong marine shale gas field [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(8): 1365-1381.
- [38] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(4): 643-651.
GUO Tonglou, LIU Ruobing. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 643-651.
- [39] 郭彤楼. 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*, 2016, 43(3): 317-326.
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(3): 317-326.
- [40] 黄涵宇, 何登发, 李英强, 等. 四川盆地东南部泸州古隆起的厘定及其成因机制[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 102-120.
HUANG Hanyu, HE Dengfa, LI Yingqiang, et al. Determination and formation mechanism of the Luzhou paleo-uplift in the southeastern Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 102-120.
- [41] 张晨晨, 刘滋, 董大忠, 等. 深层海相页岩脆性特征分析与表征[J]. *新疆石油地质*, 2019, 40(5): 555-563.
ZHANG Chenchen, LIU Zi, DONG Dazhong, et al. Brittleness analysis and characterization of deep marine shales [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(5): 555-563.
- [42] 施振生, 董大忠, 王红岩, 等. 含气页岩不同纹层及组合储集层特征差异性及其成因——以四川盆地下志留统龙马溪组一段典型井为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(4): 829-840.
SHI Zhensheng, DONG Dazhong, WANG Hongyan, et al. 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 [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 829-840.
- [43] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(1): 28-36.
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 28-36.
- [44] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 893-901.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area [J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 893-901.

(编辑 刘格云)