

川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望

王红岩^{1,2},周尚文¹,赵群^{2,3},施振生^{2,3},刘德勋^{2,3},焦鹏飞^{2,3}

[1. 中国石油国家卓越工程师学院,北京 100096;2. 国家能源页岩气研发(实验)中心,河北 廊坊 065007;3. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083]

摘要:深层页岩气是中国未来天然气产业发展的重要领域,目前已初步实现了工业化开发,成功获得一批高产井,落实了第二个万亿方储量、百亿方产量上产区,实现了深层页岩气富集规律与勘探开发技术创新突破,推动中国页岩气规模有效上产。美国4大深层页岩气区块已实现工业化开采,深层页岩气产量不断攀升,2021年产量达 $3\,132\times 10^8\text{ m}^3$,占美国天然气总产量的41%。系统总结提出了川南海相深层页岩气6大富集特征:①强还原环境的深水陆棚沉积,有利于有机质富集和保存;②优质储层厚度稳定,大面积连续分布;③断裂封闭性较好,普遍超高压;④有机孔和裂缝发育,储层物性较好;⑤深层页岩含气性好,页岩气资源落实度高;⑥深层页岩游离气比例高,单井初期产量高。结合中国深层页岩气富集特征及勘探开发进展,指出实现深层页岩气效益开发面临的3项挑战 and 对应攻关方向。展望提出四川盆地海相深层页岩气可探明页岩气地质储量 $(3\sim 5)\times 10^{12}\text{ m}^3$,具备上产 $(300\sim 500)\times 10^8\text{ m}^3$ 的开发前景。建议坚持攻关,秉承“极限动用”理念,精准构建页岩储层“透明地质体”,采用最优工程技术手段,优化生产制度,最大限度提高EUR(单井评估最终可采储量),持续降低开发成本,不断突破页岩气开发极限,实现中国页岩气产业的进一步发展。

关键词:富集特征;勘探进展;开发前景;页岩气;深层页岩;四川盆地

中图分类号:TE132 **文献标识码:**A

Enrichment characteristics, exploration and exploitation progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China

WANG Hongyan^{1,2}, ZHOU Shangwen¹, ZHAO Qun^{2,3}, SHI Zhensheng^{2,3}, LIU Dexun^{2,3}, JIAO Pengfei^{2,3}

[1. National Elite Institute of Engineering, CNPC, Beijing 100096, China; 2. National Energy Shale Gas Research and Development (Experiment) Center, Langfang, Hebei 065007, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China]

Abstract: Deep shale gas reservoirs are vital for the future development of China's natural gas industry. Presently, China has achieved preliminary industrial exploitation in this regard, as evidenced by the successful drilling of several high-yielding wells, the delineation of the second gas production growing area with estimated gas-in-place of around one trillion cubic meters and gas production of around ten billion cubic meters, and innovative breakthroughs in research on shale gas enrichment pattern together with exploration and exploitation technologies. These have facilitated the large-scale, effective shale gas production growth in China. Meanwhile, the United States has achieved industrial exploitation of four major deep shale gas blocks, leading to constant rise of the shale gas production from deep reservoirs reaching $313.2\times 10^9\text{ m}^3$ in 2021, which accounts for up to 41% of its total natural gas production. Through systematical summary, we determine six major shale gas enrichment characteristics for deep marine reservoirs: (1) deepwater shelf deposits in a strong reducing environment, which are favorable for organic matter enrichment and preservation; (2) high-quality reservoirs with stable thicknesses and a continuous distribution in large scale; (3) prevalent ultra-high pressure with good sealing capacity of faults; (4) well-developed organic pores and fractures, resulting in favorable reservoir physical properties; (5) superior gas-bearing property of deep shales where shale gas resources are available; and (6) a high proportion of free gas in deep

收稿日期:2023-06-30;修回日期:2023-10-07。

第一作者简介:王红岩(1971—),男,教授级高级工程师、博士生导师,非常规油气勘探开发与基础理论研究。E-mail: wanghongyan69@petrochina.com.cn。

通信作者简介:周尚文(1987—),男,博士、高级工程师,页岩气地质评价。E-mail: zhousw10@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性战略性技术攻关项目(2021DJ19)。

shales, leading to high single-well production in the initial stage. Despite these characteristics as well as advancements in the exploration and exploitation of deep shale gas reservoirs in China, three challenges are posed in the study along with corresponding countermeasures for profitable shale gas extraction from deep reservoirs. Prospects show that deep marine shale gas reservoirs in the Sichuan Basin hold discovered shale gas in place of $(3 \sim 5) \times 10^{12} \text{ m}^3$, suggesting potential gas production growth of $(30 \sim 50) \times 10^9 \text{ m}^3$. It is suggested to persist in tackling key problems, and accurately build a “transparent geological body” for shale reservoirs by adhering to the philosophy of maximizing producing reserves. Furthermore, we should focus on the optimal engineering techniques and production systems to maximize single-well estimated ultimate recovery (EUR), to continually reduce exploitation costs and consistently surpass current shale gas production limits, with the ultimate purpose of driving further progress in China’s shale gas industry.

Key words: enrichment characteristic, exploration progress, potential gas production, shale gas, deep shale, Sichuan Basin

引用格式:王红岩,周尚文,赵群,等. 川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1430–1441. DOI: 10. 11743/ogg20230608.

WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration and exploitation progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1430–1441. DOI: 10. 11743/ogg20230608.

页岩气作为中国天然气发展最重要、最现实的接替领域,目前已在中国四川盆地实现规模化、商业化开发^[1-2]。以四川盆地埋深3 500 m以浅的海相页岩为重点,2022年中国页岩气产量达到 $240 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3-4]。深层页岩气是提质增效和战略性上产最具潜力的规模资源,其效益开发对于促进中国页岩气产业发展和“双碳”目标实现具有重要意义^[5]。历经十余年自主攻关,中国在深层页岩气领域取得重要进展,成功获得一批高产井,落实了第二个万亿方储量、百亿方产量上产区,实现了深层页岩气富集规律新认识与勘探开发技术重大创新突破,推动中国页岩气规模有效上产。

不同国家对深层油气藏的定义有所不同,俄罗斯、美国和道达尔公司分别将埋深大于4 000, 4 500和5 000 m定义为“深层”^[6-8]。中国自然资源部定义“深层”为3 500~4 500 m,超过4 500 m定义为“超深层”。对于中国深层页岩气的关键地质特征和下步攻关方向,相关学者已提出了大量的观点和建议。聂海宽等^[9]开展了深层页岩气富集特征综合研究,并建议加强深层富有机质页岩展布、赋存机理、页岩岩石力学、构造演化和生-排烃史等基础地质研究。何治亮等^[10]分析了四川盆地深层页岩气规模高效开发面临的挑战,并提出了实现深层页岩气规模有效开发3方面的应对策略。郭彤楼等^[11]总结了威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展,并对未来发展进行了思考,认为深层页岩气的勘探开发将经历长期的理论和工程创新过程,需要循序渐进开展攻关。何骁等^[12]分析了川南深层页岩气勘探开发新进展及面临挑战,认为基本形成了与川南地区深层页岩气工况相适应的勘探开发主体技术,坚定了未来深层页岩气勘探开发的信心和决心。

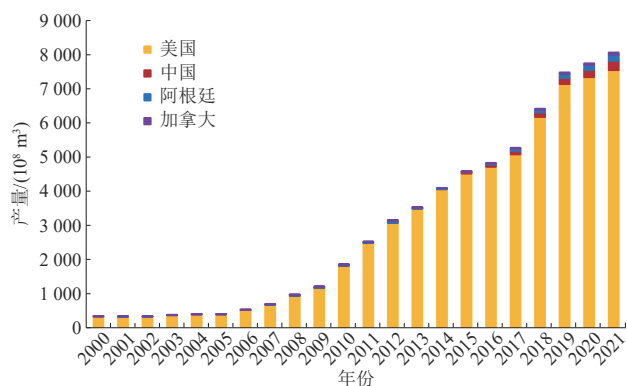
马新华等^[13]提出了基于“极限动用”理论的深层页岩气的开发思路和技术,对于深层页岩气的效益开发提供了重要借鉴。

本文深入分析了国内外深层页岩气田的开发特点及现状,总结了川南地区深层页岩气的6大富集特征。并针对目前深层页岩气开发过程中面临的实际问题和挑战,提出了相应的对策,以期为中国深层页岩气工业化开发提供借鉴。

1 国外深层页岩气开发现状

总体来看,世界页岩气产量一直保持着较好的发展态势,持续开创产量新高。2021年世界页岩气产量达 $8\,045 \times 10^8 \text{ m}^3$,与2020年相比增长3.2%,占全球天然气总产量的20%(图1)。其中2021年美国、阿根廷和加拿大的页岩气产量分别为 $7\,638 \times 10^8$, 120×10^8 和 $58 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[14]。与2010年相比,近10年全球页岩气产量增长了 $6\,125 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气增量的73%。至今,全球已规模开发的页岩层系达到16个,古生代层系2021年页岩气产量达到 $5\,867 \times 10^8 \text{ m}^3$,占全球页岩气产量的73%(图2)。

美国4大深层页岩气区块(Haynesville, Utica, Eagle Ford和Cana Woodford)已实现工业化开采^[15],深层页岩气产量不断攀升,其中2021年达 $3\,132 \times 10^8 \text{ m}^3$,占美国天然气总产量的41%。其平均埋深为3 600~4 100 m, EUR(单井评估最终可采储量)达 $(1.5 \sim 2.5) \times 10^8 \text{ m}^3$,单井成本为2 600~7 700万元。Haynesville深层页岩气产量全球最高,其埋深大于3 500 m的区域超过70%。2007年突破成本限制后,通过技术快速复制,

图1 全球页岩气产量变化趋势^[2-3,5,9-10]Fig. 1 Trend in global shale gas production^[2-3,5,9-10]

2021年产量达到 $1\,299 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其中深层页岩气产量占80%。Haynesville深层页岩气具“三高”特征^[16]：高埋深（3 000 ~ 4 800 m）、高温（150 ~ 175 °C）、高压（56 ~ 96 MPa）。近10年来，该区块单井水平段长度由1 000 m增长至2 326 m，EUR由 $1.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增长至 $2.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。Utica是深层页岩气产量增长最快的领域，其埋深大于3 500 m的区域约占50%，气田以产干气为主，主体处于成熟-过成熟生气阶段。2013年开发突破后页岩气产量快速增长，2021年产量达 $1\,154 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，与上一年相比增长14.5%。Eagle Ford深层页岩气占其总产量一半以上，其埋深大于3 500 m的区域约占30%，深层页岩以产气为主，北部中-浅层区域以产油为主^[14,17]。2021年页岩气产量为 $397 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其

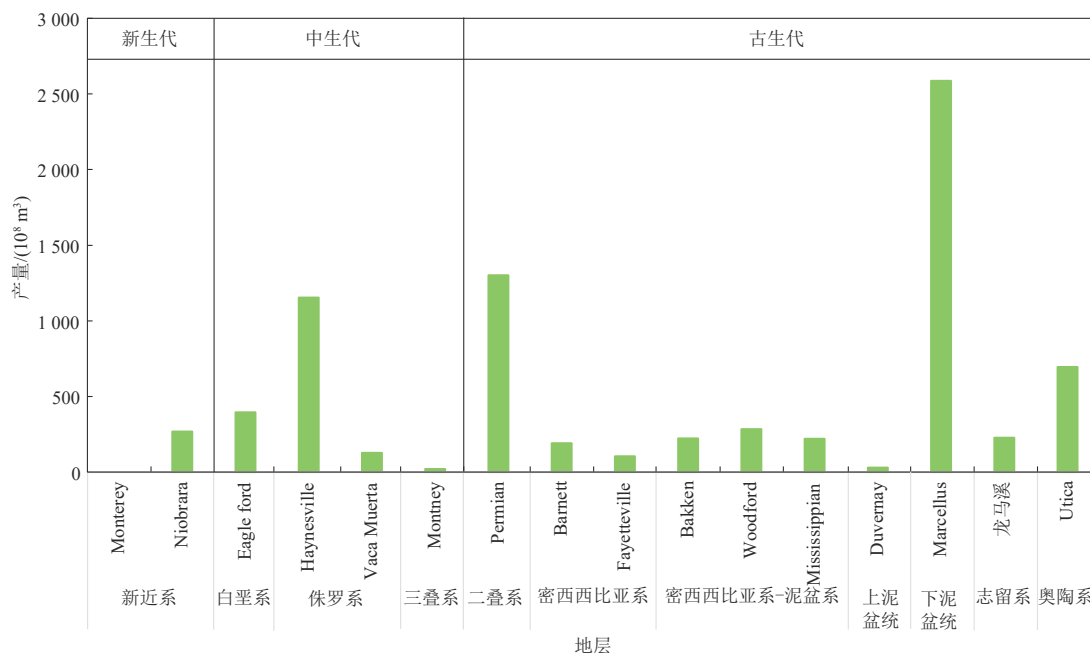
中深层产量占50%以上。

北美深层页岩气的快速发展，对中国深层页岩气的开发具有重要启示^[18-20]。①页岩气勘探开发技术需不断更新换代。北美页岩气勘探开发关键技术可在10年内更新了3代，EUR提高了3倍。高孔隙度地层厚度控制高EUR，控压生产制度有效提高EUR。②工程管理持续推动降本增效。提出“日费制”方案、“立体式”体积改造及“超长水平井”计划等，2019年压缩单井成本至5 400万元，百米段长压裂成本仅为115万元。

2 川南深层页岩气勘探开发进展

2.1 理论技术进展

与国外页岩气开发层系对比发现，四川盆地南部五峰组-龙马溪组深层海相页岩与美国Haynesville页岩地质条件高度相近。沉积环境均为深水陆棚相，总有机碳含量（TOC）、含气量和埋深相似，均为超压气藏，初期产量高、递减快^[21-24]。不同之处为：川南页岩储层脆性更高，断裂相对较发育，水平应力差更大，地表起伏大，人口稠密^[25]。由于四川盆地深层页岩气资源丰富，自2006年启动勘探评价以来，通过10余年持续探索，历经“联合评价、合作开发、自主评价、工业化开采”等多个阶段，实现了深层页岩气由点到面的突破，进入规模开发的新阶段。

图2 世界主要页岩储层及产量^[2,9-10]Fig. 2 Major shale reservoirs worldwide and their production^[2,9-10]

针对川南海相深层页岩气特殊复杂地质条件,近年来通过持续深化评价,进一步明确了“高U/Th”“高成熟度”和“高压”是深层页岩气最有利富集区带的本质特征^[10-13]。在地质认识不断深化的基础上,聚焦深层页岩气选区、部署、钻井、压裂和生产效益开发“五大”关键环节中的瓶颈问题,通过创新驱动、自主攻关,形成了以“选好区”“定好井”“钻好井”“压好井”“管好井”为核心的深层页岩气勘探开发关键技术,有效支撑了川南地区深层页岩气的规模建产^[12]。针对深层页岩气更加复杂的地质工程条件,持续完善地质、天然裂缝及地应力建模技术,实现了“地质+工程”全要素的三维“量化、可视化”表征;采用“一体化设计、一体化实施、一体化迭代”的思路和流程,支撑了钻井轨迹的精确控制,保证了I类储层^[26]钻遇率保持在95%以上,同时支撑了压裂设计、实施及优化调整,确保储层充分改造;结合返排—生产过程中的压力递减动态开展精细控压,有效降低人工裂缝应力敏感闭合伤害,形成了以“高产量、高EUR、高采收率”为目标的深层页岩气地质—工程一体化高产井培育方法。此外,马新华等人^[13]提出了适用于深层页岩气的“极限动用”开发理论,指出需采用多种手段精准刻画页岩储集层,构建地下“透明地质体”,通过进一步优化钻完井工艺,提升关键工具适用性。并且通过高效管理、建立学习曲线

和优化排采制度,全生命周期提质提效,实现“极限动用”开发,提高单井产量。

2.2 勘探开发进展

四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气总地质资源量约 $28.78 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量 $5.75 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中3500 m以深的页岩气面积 $4.33 \times 10^4 \text{ km}^2$,地质资源量 $24.28 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占页岩气总资源量的84%^[3,9](图3,图4)。深层页岩气勘探评价资料丰富,资源落实程度较高。二维地震资料达到全覆盖,三维地震资料满覆盖面积4260 km²。目前川南深层页岩气评价井效果较好,91口深层评价井测试产量 $(0.3 \sim 137.9) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,井均 $15.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,超过 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井有13口,占比14%。2019年,泸203井测试产量达到 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (埋深3895 m),进一步夯实深层页岩气开发信心。

基于上述深层页岩气勘探开发新理论和新技术,认为川南深层页岩气具备效益开发的前景^[27]。2019—2022年,新钻20口评价井的平均测试产量为 $28.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,井均EUR达 $1.33 \times 10^8 \text{ m}^3$,折算标准井EUR为 $1.45 \times 10^8 \text{ m}^3$,提交三级地质储量 $1.28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。截至2022年7月底,深层页岩气投产井168口,其中泸州投产井133口,渝西投产井35口;2021年深层页岩气产量 $12.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中泸州 $9.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、渝西 $3.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,

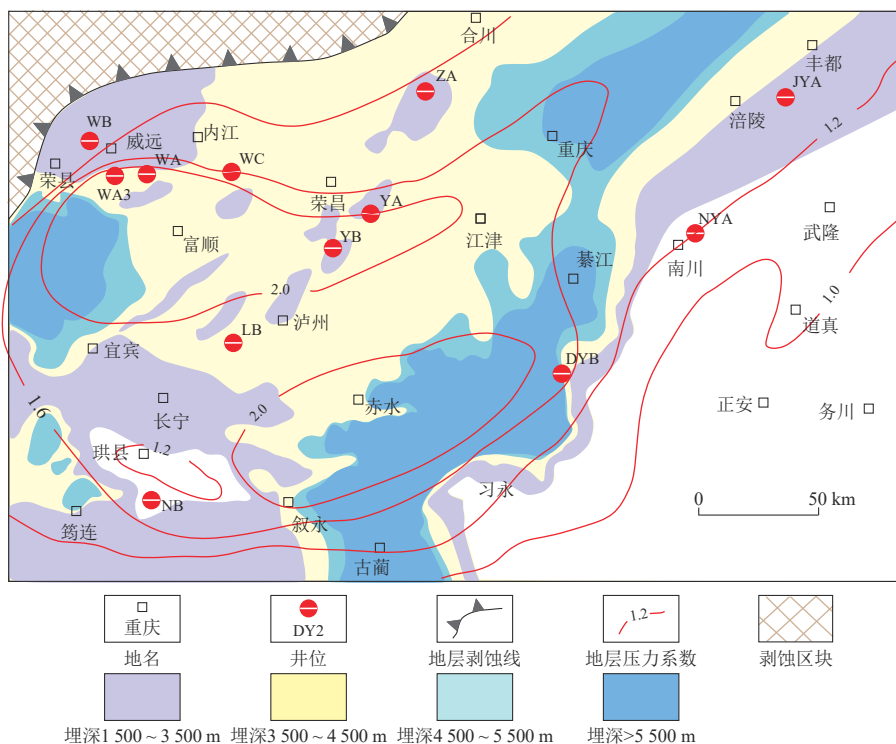
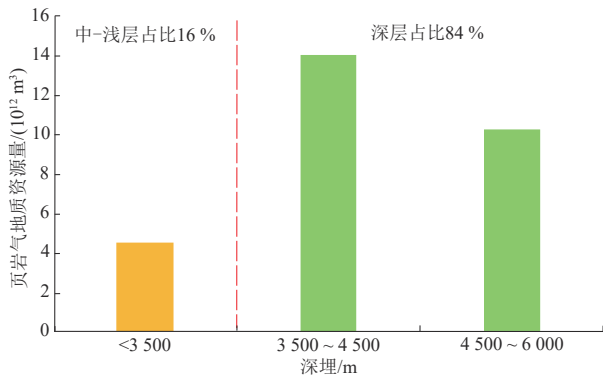
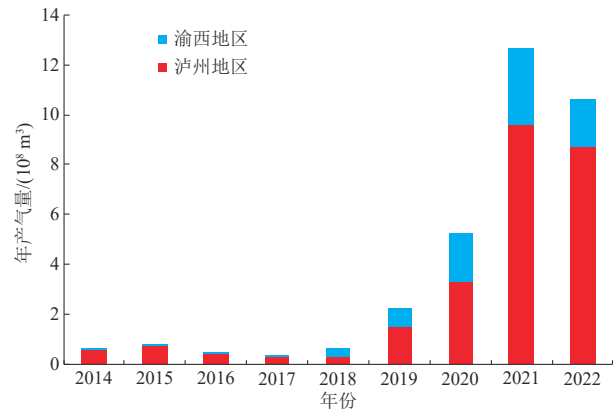


图3 川南地区龙马溪组底面埋深与地层压力系数等值线叠合图

Fig. 3 Burial depth map of the Longmaxi Formation bottom in the southern Sichuan Basin with formation pressure coefficient overlaid

图4 四川盆地中-浅层和深层页岩气地质资源量^[3,5]Fig. 4 Shale gas in place of shallow-medium and deep reservoirs in the Sichuan Basin^[3,5]图5 中国石油川南地区历年深层页岩气产量^[3,10]Fig. 5 PetroChina's annual shale gas production from deep reservoirs in the southern Sichuan Basin^[3,10]

同比2020年增长142%。2022年1—7月,深层页岩气产量 $9.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中泸州 $8.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、渝西 $1.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图5)。针对川南深层页岩气开发,目前已批复页岩气开发方案6项、总规模 $105.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,已落实建产平台260个、开发井1871口。累计开钻井482口,完钻井355口,投产井174口,日产气 $558 \times 10^4 \text{ m}^3$,累产气 $31 \times 10^8 \text{ m}^3$,预计2025年达产 $140 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。但在泸州地区实施过程中,目前遇到套变和压窜等严峻工程难题,具备EUR计算条件井48口,井均EUR为 $1.05 \times 10^8 \text{ m}^3$,折算标准井EUR为 $1.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,大幅低于评价井的计算结果,总体未能达到方案设计指标。

3 深层页岩气富集特征

综合大量实验、测井及前人研究成果,总结川南海相深层页岩气具备6大富集特征。

3.1 强还原环境的深水陆棚沉积,有利于有机质富集和保存

深水陆棚沉积地形整体平坦,但存在微幅变化。深水陆棚沉积可细分为4类沉积微相:深水高地、深水斜坡、深水平原和深水洼地^[28]。沉积微相差异导致川南不同地区页岩储层特征有所差异。由南部盆缘向沉积中心,分别发育深水高地、深水斜坡、深水平原和深水洼地沉积微相,页岩TOC逐渐增高,碳酸盐、硅质和黏土等矿物含量也呈现规律性变化(图6,图7)。由深水斜坡至深水洼地,页岩中石英平均含量由42%升至64%,黏土矿物平均含量由19%升至33%,碳酸盐矿物平均含量由23%降至5.6%。总体来看,深水洼地页岩有机质含量、孔隙度、含气量以及脆性矿物含量均

最高,具有良好的生-储特征^[29](图7)。重力流事件沉积往往导致LHST(晚期高位体系域)中还原环境被破坏、陆源黏土矿物含量的增加和有机质含量的稀释,从而形成了一套低有机碳含量的黏土质页岩,储层物性较差。结合沉积相分析认为,五峰组-龙马溪组沉积时期川南发育3个沉积中心,分别位于长宁地区宁西202井—宜201井—宁211井附近、泸州地区泸208井附近以及重庆地区附近。根据这3个沉积中心位置,可优选3个优质页岩分布有利区,对于下一步川南深层页岩气勘探目标优选具有一定指导作用。

3.2 深层页岩优质储层厚度稳定,且大面积连续分布

页岩纹层及其组合受控于页岩的物质组成,控制着页岩孔隙和微裂缝发育,是页岩孔隙度和渗透率的重要因素^[30-31]。龙马溪组下部的I类储层以水平层理为主,根据纹层结构可以进一步细分为条带状粉砂型、递变型、砂-泥递变型和砂-泥互层型4种层理类型^[32]。其中,条带状粉砂型水平层理的泥纹层储层品质为最佳。总体来看,川南深层页岩储层沉积环境优越,泸州地区优质页岩最厚。晚奥陶世—早志留世,川南地区整体位于乐山—龙女寺东南斜坡之上,由西北向东南水深加大,泸州地区位于沉积中心,优质页岩储层厚度最大。泸州地区深层页岩储层的厚度分布稳定,五峰组厚度平均2.8~13.0 m,龙一¹亚段(龙马溪组一段1亚段)平均35.0~40.0 m;威远地区中-浅层页岩储层连续分布但厚度不稳定,向北页岩储层厚度减薄或缺失,五峰组厚度平均0.1~14.8 m,龙一¹亚段平均5~25 m,泸州地区深层页岩气I类储层厚度是威远地区的2~3倍(图8)。

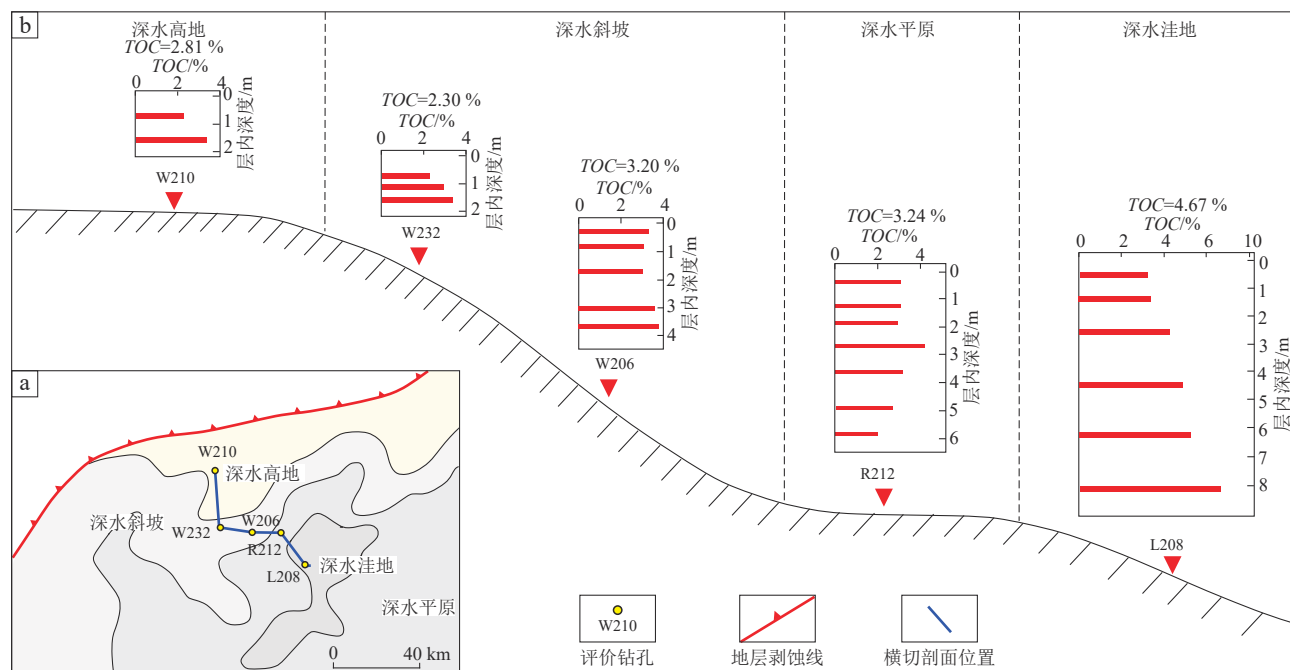


图6 川南地区威远古斜坡不同位置页岩 TOC 分布

Fig. 6 Distribution of TOC content at different locations of the Weiyan paleoslope in the southern Sichuan Basin

a. 川南地区威远古斜坡沉积微相分布; b. 不同微相页岩 TOC 分布

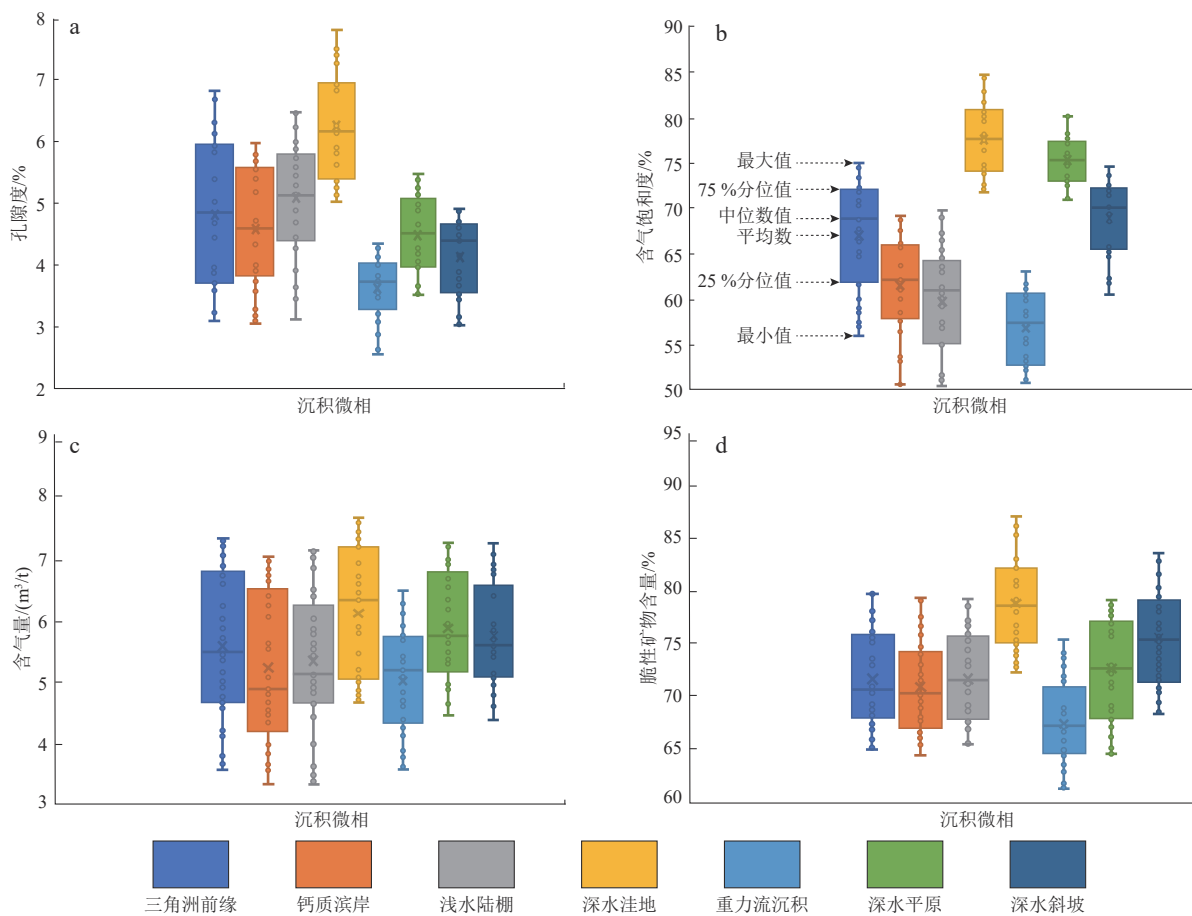


图7 川南地区不同沉积相带关键参数分布特征

Fig. 7 Key parameter distributions of different sedimentary facies belts in the southern Sichuan Basin

a. 孔隙度; b. 含气饱和度; c. 含气量; d. 脆性矿物含量

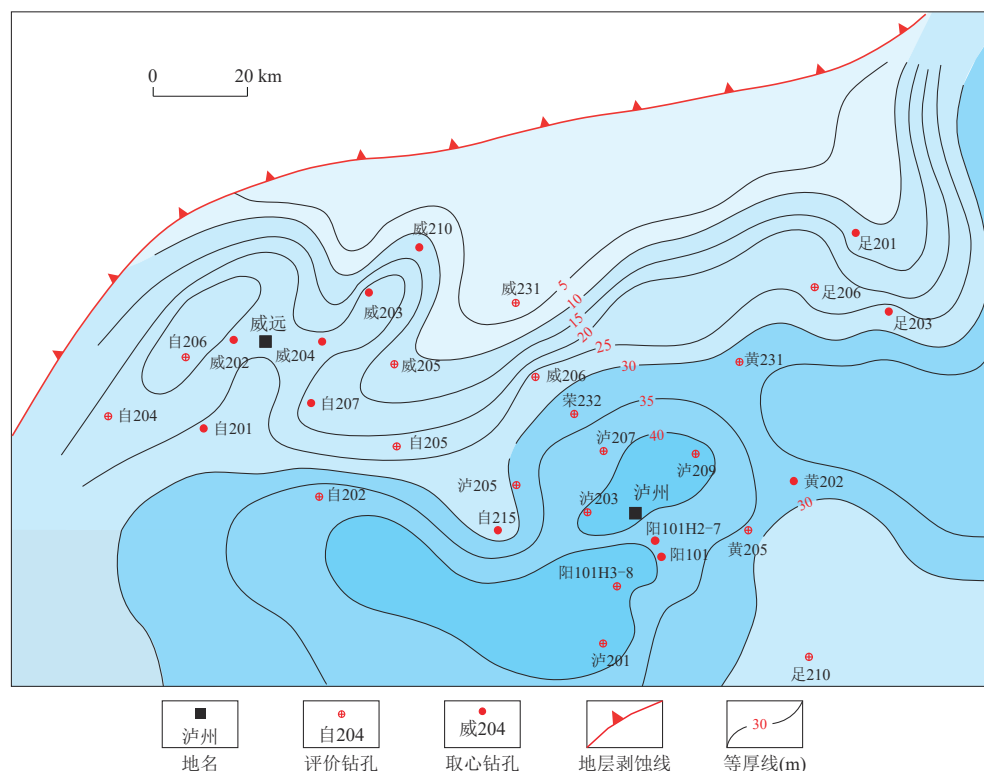


图8 川南地区五峰组—龙马溪组一段1亚段厚度分布

Fig. 8 Isopach map of the 1st submember of the 1st member of the Wufeng-Longmaxi formations in the southern Sichuan Basin

3.3 深层页岩储层普遍超压,断裂未破坏气藏

川南深层断裂保持条件好,对测试产量和压力系数影响不大。压力系数、测试产量与距断层距离关系不大,与断层距离小的井也可获得较好压力系数及测试产量(图9)。不同构造部位的井压力系数与测试产量关系不大,不同构造部位气井均可获取高产^[33]。

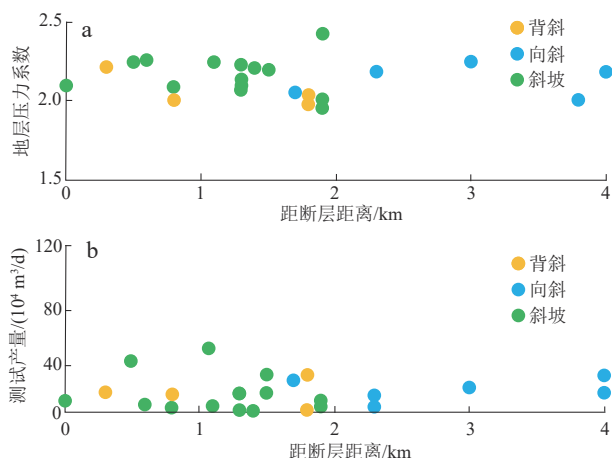


图9 川南地区深层页岩地层压力系数(a)、测试产量(b)与距断层距离的关系

Fig. 9 Relationships of pressure coefficient and tested gas flow with distance from faults of deep shales in the southern Sichuan Basin

3.4 深层页岩有机孔和裂缝均发育,储层物性较好

深层页岩有机孔和无机孔均发育,有机孔形态以圆形、椭圆形为主,孔径分布在20~500 nm。无机孔形态以片状、不规则状为主,孔径分布在40~800 nm,以粒间孔、粒内孔为主^[34](图10)。龙一¹⁽¹⁾小层页岩面孔率为4%~10%,有机孔与无机孔占比相当。其中,泸州地区深层页岩有机孔面孔率是长宁和威远地区的2倍以上,介孔和宏孔均较发育^[35]。泸州地区深层页岩无机孔面孔率远大于其他地区,介孔和微孔与其他区域相同,但宏孔更发育。在深层页岩地层流体高压形成孔内支撑、高强度石英形成刚性骨架支撑以及封闭成岩环境有机酸长期钙质矿物溶蚀等因素作用下,深层页岩孔隙度好于预期,可达5%~8%。此外,深层页岩储层裂缝发育,大幅提升页岩导流能力。优质页岩以贯穿缝-页理缝-网状孔隙组合为主。

3.5 深层页岩含气性好,储量丰度高

泸州地区龙一¹⁽¹⁻³⁾页岩储层的平均含气量为5.8 m³/t,大于威远地区(平均5.6 m³/t)和长宁地区(平均5 m³/t)^[36]。泸州深层页岩孔隙度为威远地区的78%,但I+II类储层(II类页岩气储层TOC介于2%~

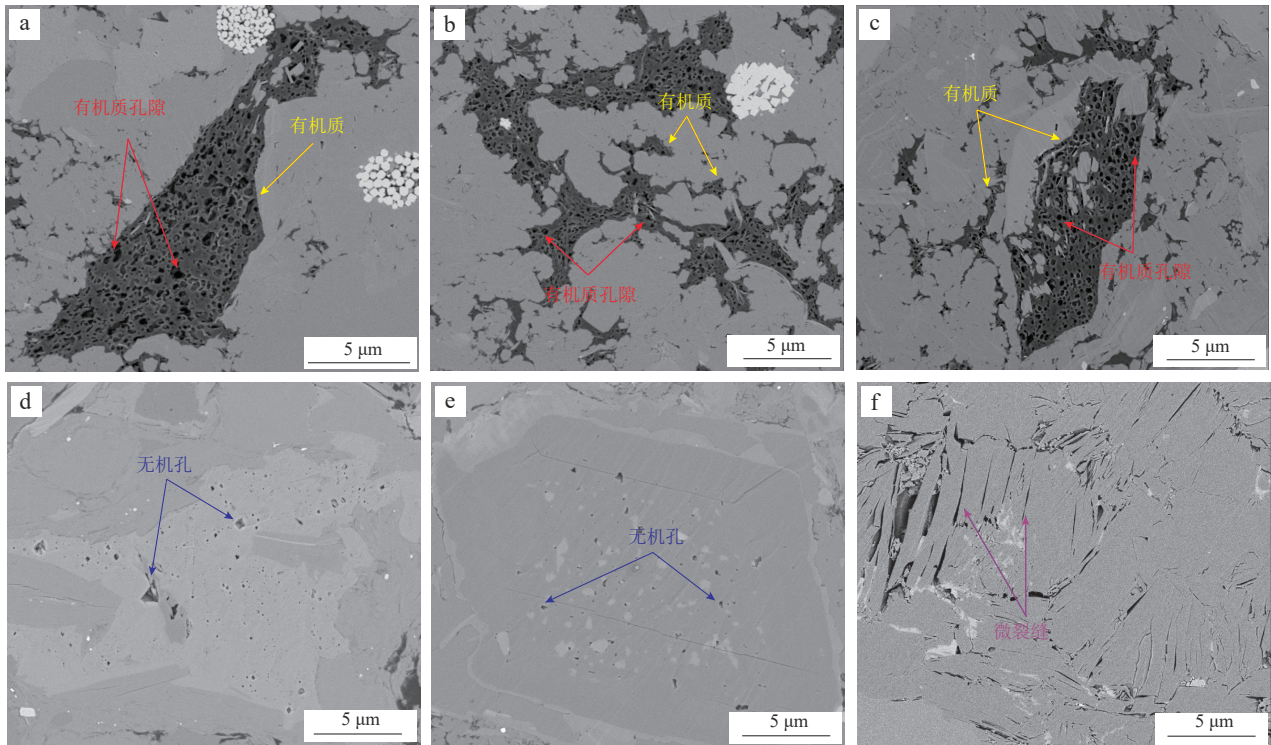


图10 川南地区Y101H2-7井深层页岩有机质孔隙发育特征扫描电镜照片

Fig. 10 Organic porosity of deep shales in the southern Sichuan Basin (well Y101H2-7, SEM)

a. 埋深4 144.67 m, 龙一¹⁽¹⁾小层, 有机质孔隙; b. 埋深4 142.94 m, 龙一¹⁽²⁾小层, 有机质孔隙; c. 埋深4 138.59 m, 龙一¹⁽³⁾小层, 有机质孔隙; d. 埋深4 144.67 m, 龙一¹⁽¹⁾小层, 无机孔; e. 埋深4 142.94 m, 龙一¹⁽²⁾小层, 无机孔; f. 埋深4 144.67 m, 龙一¹⁽¹⁾小层, 微裂缝

3 %、有效孔隙度介于3 %~5 %、脆性矿物含量介于44 %~55 %、含气量介于2~3 m³/t)厚度为威远地区的1.7倍,加之地层压力系数高,泸州地区深层页岩气地质储量丰度可达9.0×10⁸ m³/km²,为威远地区地质储量丰度的1.57倍,具备获得较高单井EUR的雄厚物质基础(表1)。

3.6 深层页岩游离气比例高,单井初期产量高

中国川南页岩气总体以游离气为主,中-浅层吸

表1 川南泸州和威远地区储量参数对比

Table 1 Reserves parameter comparison between the Luzhou and Weiyuan blocks in the southern Sichuan Basin

关键参数	威远地区	泸州地区
I+II类储层厚度/m	35	60
孔隙度/%	5.9	4.6
含气饱和度/%	64	60
密度/(t/m ³)	2.56	2.59
吸附气含量/(m ³ /t)	1.9	1.7
体积系数	0.003 3	0.002 6
吸附气储量丰度/(10 ⁸ m ³ /km ²)	1.70	2.64
游离气储量丰度/(10 ⁸ m ³ /km ²)	4.00	6.37
地质储量丰度/(10 ⁸ m ³ /km ²)	5.71	9.01

附气比例为30 %左右,深层页岩气吸附气比例为20 %左右^[37-39]。这主要是由于温度和压力的影响,地层压力系数相同时,随埋深增加,游离气量持续增加,吸附气量先增后减,导致吸附气比例不断降低(图11)。统计分析发现,深层气井年产量递减率主体位于50.0 %~70.0 %,平均首年产量递减率为65.3 %;中-浅层宁201井区气井首年产量递减率为53.0 %,深层气井的产量递减率明显高于中-浅层。泸203井区生产早期呈现常规气依靠弹性势能释放保持生产;当套压降至10 MPa,基质、解吸气和远端裂缝开始供气,呈现非常规气藏特征。

4 面临挑战及攻关方向

结合中国深层页岩气富集特征及勘探开发进展,认为实现深层页岩气效益开发主要面临3项挑战。

4.1 深层页岩“三高一发育”,挑战油气勘探开发极限^[32]

“三高”指的是高温、高压、高应力-水平应力差。泸州五峰组底界主体埋深为3 500~6 000 m,平均地

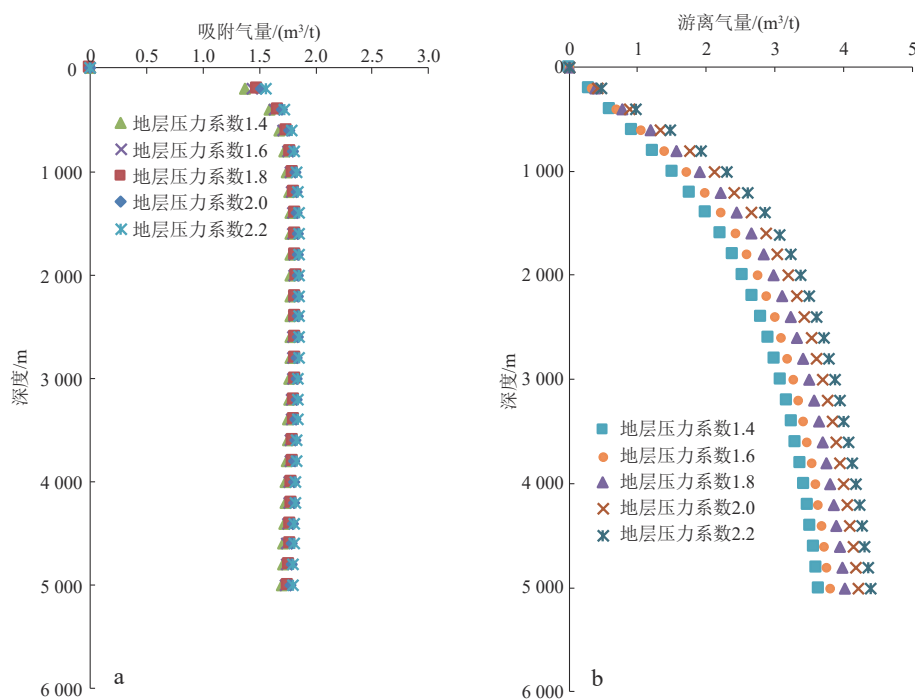


图 11 川南地区页岩吸附气量(a)和游离气量(b)随深度变化关系

Fig. 11 Depth-varying adsorbed and free gas capacities in shales in the southern Sichuan Basin

层温度为136.3℃,地层压力达70~120 MPa。随着温、压增加,关键工具和液体体系不配套问题呈现,易出现复杂工程情况。泸州最小水平主应力为83~116 MPa,水平应力差为11~16 MPa。由于岩石应力及应力差增大,不利于形成复杂缝网和裂缝长期导流能力的维持。“一发育”指的是泸州深层页岩受多期构造改造,断层裂缝发育复杂。晚侏罗世以来经历了4期构造运动,地层褶皱变形,构造强度自北西向南东减弱。北部褶皱呈低陡背斜夹持宽缓向斜特征,为北东-南西走向,发育16个四级背斜和15个四级向斜,南区发育2个东西向的宽缓向斜。

针对深层页岩气井施工压力高、加砂困难、水平应力差大、难形成复杂缝网度等挑战,需创新和优化固化及定型主体技术。建议下步深入研发可溶桥塞和高压分簇射孔等工具,针对不同层位井段钻头优选,加强人工智能辅助地质导向工具研发,研发耐高温优快钻井及体积压裂技术,突破工程技术极限。

4.2 深层页岩气水平井易套变、压窜,严重影响页岩气开发效果

截至2022年6月,泸州地区完钻185口井,86口井发生套变,套变率46.5%,套变比例高、程度重。此外,页岩气水平井压窜严重,压窜/被压窜井产量均受影响。泸州地区2022年1—4月压窜27口井,压窜率占2022年压裂完成井的69%,压窜作用距离最远超过

900 m。单一方向缝发育是“压裂—压裂”压窜发生的主要原因,邻井先期压降是“压裂—生产”压窜发生的原因。导致2022年泸203井区新投产气井平均EUR仅为 $0.98 \times 10^8 \text{ m}^3$,较2021年减少11%。

针对深层页岩气水平井套变、压窜等工程复杂问题,需要构建透明地质体、优化开发方式。建议下步深入开展全生命周期页岩气开发单元地质评价,在开发中不断优化水平段微幅构造、断层裂缝等发育特征,全方位提升地质模型精度。还需转变开发思路,有序释放地层应变能,实现地震安全管控。

4.3 单井成本控制难度大,效益开发面临挑战

深层页岩气钻井周期长(100 d左右),成本居高不下,按照建井成本7 000万元/口测算,达到8%内部收益率需要EUR超过 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,但目前EUR仅为 $(1.2 \sim 1.5) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。针对成本高、效益低的问题,建议下步加快建立页岩气工程技术学习曲线,大幅提高工程作业效率,扩大日费制工程服务模式,创新投资与EUR挂钩考核机制,推进石英砂替代陶粒,提升产量、降低成本。

虽然中国海相深层页岩气开发面临诸多挑战,但四川盆地海相深层页岩气资源落实,是未来中国天然气产量增长的最现实领域^[40]。以四川盆地埋深3 500~4 500 m的五峰组-龙马溪组海相页岩气为重点勘探目标,预计可探明页岩气地质储量 $(3 \sim 5) \times 10^{12} \text{ m}^3$,具备上产 $(300 \sim 500) \times 10^8 \text{ m}^3$ 的开发前景^[41](图12)。国内外

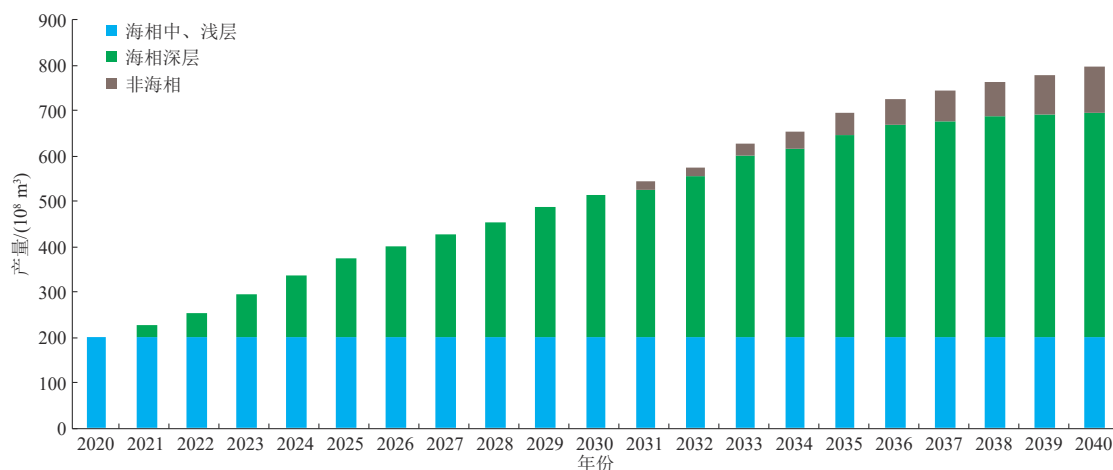


图12 中国中、长期页岩气产量预测

Fig. 12 Medium-to long-term forecast of shale gas production in China

页岩气开发实践表明,页岩气开发实施过程中成本一定降低、开发效果一定向好,这是页岩气田开发的基本规律^[2,5,8,10-11,20]。需要坚持攻关、坚定信心,秉承“极限动用”理念,精准构建页岩储层“透明地质体”、采用最优工程技术手段,优化生产制度,最大限度提高EUR,持续降低开发成本,不断突破页岩气开发深度极限,实现中国页岩气产业的进一步发展。

5 结论

1) 全球页岩气产量保持较好发展态势,持续创产量新高。美国4大深层页岩气区块已实现工业化开采,深层页岩气产量不断攀升,在美国页岩气总产量中占比快速增长,2021年达41%。北美深层页岩气的快速发展,对中国深层页岩气在技术更新换代和精细工程管理两方面具有重要启示。

2) 中国在深层页岩气领域也已取得重要进展,基本建立了相适应的理论和技術,落实了第二个万亿方储量、百亿方产量上产区,实现了深层页岩气富集规律与勘探开发技术创新突破。总结提出川南地区深层页岩气富集的6大特征:①深水陆棚沉积环境,有利于有机质富集和保存;②优质储层大面积连续分布,厚度稳定;③保存条件好,储层普遍超高压;④页岩孔隙以有机孔和裂缝为主,孔隙度较高;⑤深层页岩普遍含气性好,储量丰度稳定;⑥深层页岩游离气约占80%,单井初期产量高。

3) 当前深层页岩气效益开发面临地质、工程和成本等3方面的挑战,建议坚持技术攻关,秉承“极限动用”理念,精准构建页岩储层“透明地质体”,采用最优工程技术手段,持续优化生产制度,最大限度提高

EUR,持续降低开发成本,不断突破页岩气开发深度极限。展望提出四川盆地海相深层页岩气可探明页岩气地质储量 $(3 \sim 5) \times 10^{12} \text{ m}^3$,具备上产 $(300 \sim 500) \times 10^8 \text{ m}^3$ 的开发前景。

参 考 文 献

- [1] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 841-855.
- [2] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [3] 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.
- [4] 周尚文, 董大忠, 张介辉, 等. 页岩气储层孔隙度测试方法关键参数优化[J]. 天然气工业, 2021, 41(5): 20-29.
ZHOU Shangwen, DONG Dazhong, ZHANG Jiehui, et al. Optimization of key parameters for porosity measurement of shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 20-29.
- [5] 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]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 1-6.

- [6] CURTIS J B, MONTGOMERY S L. Recoverable natural gas resource of the United States: Summary of recent estimates [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(10): 1671-1678.
- [7] U. S. Energy Information Administration. Review of emerging resources: U. S. shale gas and shale oil plays [R]. Washington, D. C.: U. S. Department of Energy, 2011.
- [8] 梁新平, 金之钧, SHPILMAN A, 等. 俄罗斯页岩油地质特征及勘探开发进展 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 478-490, 503.
LIANG Xinping, JIN Zhijun, SHPILMAN A, et al. Geological characteristics and latest progress in exploration and development of Russian shale oil [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 478-490, 503.
- [9] 聂海宽, 李沛, 党伟, 等. 四川盆地及周缘奥陶系—志留系深层页岩气富集特征与勘探方向 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 648-659.
NIE Haikuan, LI Pei, DANG Wei, et al. Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas of Ordovician-Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 648-659.
- [10] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学. 四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策 [J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 135-145, 175.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 135-145, 175.
- [11] 郭彤楼, 熊亮, 雷炜, 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.
- [12] 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.
- [13] 马新华, 王红岩, 赵群, 等. 川南海相深层页岩气“极限动用”开发实践 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(6): 1190-1197.
MA Xinhua, WANG Hongyan, ZHAO Qun, et al. “Extreme utilization” development of deep shale gas in southern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1190-1197.
- [14] 于荣泽, 王成浩, 张晓伟, 等. 北美 Eagle Ford 深层页岩气藏开发特征及启示 [J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 32-41.
YU Rongze, WANG Chenghao, ZHANG Xiaowei, et al. Development characteristics and enlightenment of Eagle Ford deep shale gas reservoirs in North America [J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 32-41.
- [15] OZKAN E. The way ahead for US unconventional reservoirs [J]. The Way Ahead, 2014, 10(3): 37-39.
- [16] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 26-31.
- [17] TRAUGOTT M O. Rock mechanics, petrophysics, and stratigraphy of the Tuscaloosa trend [J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(2): 428-432.
- [18] 李世臻, 乔德武, 冯志刚, 等. 世界页岩气勘探开发现状及对中国的启示 [J]. 地质通报, 2010, 29(6): 918-924.
LI Shizhen, QIAO Dewu, FENG Zhigang, et al. The status of worldwide shale gas exploration and its suggestion for China [J]. Geological Bulletin of China, 2010, 29(6): 918-924.
- [19] 郜婕, 赵忠德, 武松, 等. 世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示 [J]. 国际石油经济, 2017, 25(8): 72-80.
GAO Jie, ZHAO Zhongde, WU Song, et al. Development of natural gas in typical countries in the world and its enlightenment [J]. International Petroleum Economics, 2017, 25(8): 72-80.
- [20] 李岩, 牟博佼. 国外页岩气开发实践对我国的启示 [J]. 中国矿业, 2013, 22(3): 4-7, 19.
LI Yan, MU Bojiao. Lessons of foreign development practices of shale gas for China [J]. China Mining Magazine, 2013, 22(3): 4-7, 19.
- [21] 王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征 [J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 12-21.
WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Xinjing, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12-21.
- [22] GÜLEN G, IKONNIKOVA S, BROWNING J, et al. Production scenarios for the Haynesville shale play [J]. SPE Economics & Management, 2015, 7(4): 138-147.
- [23] 范琳沛, 李勇军, 白生宝. 美国 Haynesville 页岩气藏地质特征分析 [J]. 长江大学学报(自科版), 2014, 11(2): 81-83.
FAN Linpei, LI Yongjun, BAI Shengbao. Analysis of geological characteristics of Haynesville shale gas reservoir in the United States [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2014, 11(2): 81-83.
- [24] 于荣泽, 常程, 张晓伟, 等. Haynesville 深层高温高压页岩气藏开发模式及启示 [J]. 矿产勘查, 2022, 13(5): 700-710.
YU Rongze, CHANG Cheng, ZHANG Xiaowei, et al. Development of deep high pressure-temperature Haynesville shale gas play and implications [J]. Mineral Exploration, 2022, 13(5): 700-710.
- [25] 张小龙, 李艳芳, 吕海刚, 等. 四川盆地志留系龙马溪组有机质特征与沉积环境的关系 [J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 851-856.
ZHANG Xiaolong, LI Yanfang, LYU Haigang, et al. Relationship between organic matter characteristics and depositional environment in the Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 851-856.

- [26] 国家能源局. 页岩气储层评价技术规范: NB/T 10398-2020 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2020: 1-10.
National Energy Administration. Specification of shale gas reservoir evaluation: NB/T 10398-2020 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2020: 1-10.
- [27] ZHOU Shangwen, YAN Gang, XUE Huaqing, et al. 2D and 3D nanopore characterization of gas shale in Longmaxi Formation based on FIB-SEM [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 73: 174-180.
- [28] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 193-201.
GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGEN T, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 193-201.
- [29] 吴礼明, 丁文龙, 张金川, 等. 渝东南地区下志留统龙马溪组富有机质页岩储层裂缝分布预测[J]. *石油天然气学报*, 2011, 33(9): 43-46.
WU Liming, DING Wenlong, ZHANG Jinchuan, et al. Fracture prediction of organic-enriched shale reservoir in Lower Silurian Longmaxi Formation of southeastern Chongqing area [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(9): 43-46.
- [30] 王秀平, 牟传龙, 葛祥英, 等. 川南及邻区龙马溪组黑色岩系矿物组分特征及评价[J]. *石油学报*, 2015, 36(2): 150-162.
WANG Xiuping, MOU Chuanlong, GE Xiangying, et al. Mineral component characteristics and evaluation of black rock series of Longmaxi Formation in Southern Sichuan and its periphery [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(2): 150-162.
- [31] 龙胜祥, 冯动军, 李凤霞, 等. 四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(4): 443-451.
LONG Shengxiang, FENG Dongjun, LI Fengxia, et al. Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(4): 443-451.
- [32] 王红岩, 施振生, 孙莎莎, 等. 四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 66-75.
WANG Hongyan, SHI Zhensheng, SUN Shasha, et al. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 66-75.
- [33] 何勇, 张东涛, 栗维民, 等. 中扬子强烈叠加改造区断裂系统与成因机制: 当阳复向斜断裂特征及其与页岩气保存的关系[J]. *天然气工业*, 2021, 41(9): 1-11.
HE Yong, ZHANG Dongtao, LI Weimin, et al. Fault system in the intensely superimposed reworked zone of Middle Yangtze area and its formation mechanism: Fault characteristics of Dangyang synclinerium and its influence on shale gas preservation [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(9): 1-11.
- [34] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER L M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [35] 王运海. 四川盆地平桥地区五峰—龙马溪组页岩微观孔隙特征研究[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(3): 337-344.
WANG Yunhai. Micro-pore characteristics of shale from Wufeng-Longmaxi formations in Pingqiao area, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2018, 40(3): 337-344.
- [36] 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. *天然气工业*, 2018, 38(10): 1-10.
MA Xinhua. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 1-10.
- [37] CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Shale gas reservoir characterisation: A typical case in the southern Sichuan Basin of China [J]. *Energy*, 2011, 36(11): 6609-6616.
- [38] 石学文, 周尚文, 田冲, 等. 川南地区海相深层页岩气吸附特征及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(11): 1735-1747.
SHI Xuwen, ZHOU Shangwen, TIAN Chong, et al. Methane adsorption characteristics and controlling factors of deep shale gas in southern Sichuan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(11): 1735-1747.
- [39] ZHOU Shangwen, LIU Honglin, CHEN Hao, et al. A comparative study of the nanopore structure characteristics of coals and Longmaxi shales in China [J]. *Energy Science & Engineering*, 2019, 7(6): 2768-2781.
- [40] 刘树根, 邓宾, 孙玮, 等. 四川盆地是“超级”的含油气盆地吗? [J]. *西华大学学报(自然科学版)*, 2020, 39(5): 20-35.
LIU Shugen, DENG Bin, SUN Wei, et al. May Sichuan Basin be a super petroliferous basin? [J]. *Journal of Xihua University (Natural Science Edition)*, 2020, 39(5): 20-35.
- [41] 朱联强, 柳广弟, 宋泽章, 等. 川中古隆起北斜坡不同地区灯影组天然气差异及其影响因素——以蓬探1井和中江2井为例[J]. *石油科学通报*, 2021, 6(3): 344-355.
ZHU Lianqiang, LIU Guangdi, SONG Zezhang, et al. The differences in natural gas from the Dengying Formation in different areas of the north slope of the central Sichuan paleo-uplift and its controlling factors—Taking Pengtan-1 and Zhongjiang-2 wells as examples [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2021, 6(3): 344-355.

(编辑 张玉银)