

文章编号: 1000-0747(2023)04-0669-14 DOI: 10.11698/PED.20220856

中国煤层气产业现状与发展战略

徐凤银^{1,2}, 侯伟^{1,3}, 熊先钺³, 徐博瑞^{1,3}, 吴鹏^{1,3}, 王虹雅³, 冯堃^{1,3},
云箭⁴, 李曙光^{1,3}, 张雷^{1,3}, 闫霞^{1,3}, 方惠军^{1,3}, 鹿倩³, 毛得雷^{1,3}

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 2. 中国石油学会, 北京 100724; 3. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 4. 中国石油集团安全环保技术研究院有限公司, 北京 102200)

基金项目: 国家科技重大专项“煤层气高效增产及排采关键技术研究”项目(2016ZX05042)

摘要:为实现碳达峰、碳中和,应对中国煤层气资源禀赋差、煤层气理论研究薄弱及煤层气产业发展面临的诸多瓶颈和挑战,系统研究分析了国内外煤层气资源量、关键技术及进展、煤层气勘探开发成效和产业发展现状。研究认为:中国煤层气产业长期存在的主要问题表现为勘探程度低、技术适应性低、投资回报率低、开发规模小等。提出了中国煤层气产业应采取近期和长远“两步走”发展战略。2030年之前的近期可分为两个阶段,第1阶段从现在到2025年,通过理论与技术的新突破,实现年产煤层气 $100\times 10^8\text{ m}^3$;第2阶段从2025年到2030年,研发满足大部分地质条件的适用性技术,进一步扩大煤层气产业规模,实现年产煤层气 $300\times 10^8\text{ m}^3$,煤层气在天然气总产量中比例明显提升。2030年之后的长远时期逐步实现年产煤层气 $1000\times 10^8\text{ m}^3$ 。为实现上述目标应坚持“技术+管理双轮驱动”,实现技术与管理的同步进步,促进煤层气产业高质量发展。中浅部(层)老区煤层气应精细开发,新区新领域煤层气应有效开发;深部(层)煤层气应规模效益开发。坚持煤系“多气合采”立体开发,采用二氧化碳驱替、微波加热增产、超声波促采、高温注热增产、高能激光破岩、煤炭地下气化等新技术。管理上深入聚焦“资源、技术、人才、政策、投资”5大要素,坚持以技术创新为核心,开展全方位、一体化管理,推动煤层气产业高水平发展。

关键词:煤层气; 产业现状; 战略目标; 发展对策; 多气合采; 提高采收率; 原位转化

中图分类号: TE122 文献标识码: A

The status and development strategy of coalbed methane industry in China

XU Fengyin^{1,2}, HOU Wei^{1,3}, XIONG Xianyue³, XU Borui^{1,3}, WU Peng^{1,3}, WANG Hongya³, FENG Kun^{1,3},
YUN Jian⁴, LI Shuguang^{1,3}, ZHANG Lei^{1,3}, YAN Xia^{1,3}, FANG Huijun^{1,3}, LU Qian³, MAO Delei^{1,3}

(1. National Engineering Research Center of China United Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100095, China; 2. Chinese Petroleum Society, Beijing 100724, China; 3. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China; 4. CNPC Research Institute of Safety & Environment Technology Co., Ltd., Beijing 102200, China)

Abstract: To achieve the goals of carbon peaking and carbon neutrality under the backgrounds of poor resource endowments, weak theoretical basis and other factors, the development of China's coalbed methane industry faces many bottlenecks and challenges. This paper systematically analyzes the coalbed methane resources, key technologies and progress, exploration effect and production performance in China and abroad. The main problems are summarized as low exploration degree, low technical adaptability, low return on investment and small development scale. This study suggests that the coalbed methane industry in China should follow the “two-step” (short-term and long-term) development strategy. The short-term action before 2030, can be divided into two stages: (1) From the present to 2025, to achieve new breakthroughs in theory and technology, and accomplish the target of annual production of 10 billion cubic meters; (2) From 2025 to 2030, to form the technologies suitable for most geological conditions, further expand the industry scale, and achieve an annual output of 30 billion cubic meters, improving the proportion of coalbed methane in the total natural gas production. The long-term action after 2030 is to gradually realize an annual production of 100 billion cubic meters. The strategic countermeasure to achieve the above goals is to adhere to “technology+management dual wheel drive”, realize the synchronous progress of technology and management, and promote the high-quality development of the coalbed methane industry. Technically, the efforts will focus on fine and effective development of coalbed methane in the medium to shallow layers of mature fields, effective development of coalbed methane in new fields, extensive and beneficial development of deep coalbed methane, three-dimensional comingled development of coalbed methane, applying new technologies such as coalbed methane displacement by carbon dioxide, microwave heating and stimulation technology, ultrasonic stimulation, high-temperature heat injection stimulation, rock breaking by high-energy laser. In terms of management, the efforts will focus on coordinative innovation of resource, technology, talent, policy and investment, with technological innovation as the core, to realize an all-round and integrated management and promote the development of coalbed methane industry at a high level.

Key words: coalbed methane; industry status; strategic goal; development countermeasures; combined gas mining; enhanced recovery; in-situ conversion

引用: 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 669-682.

XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682.

0 引言

煤层气开发具有“一举三得”的多维价值,不仅有利于煤矿安全生产、减少煤矿瓦斯事故,也有利于优化能源结构、补充清洁能源,更有利于碳减排而助力推进碳达峰碳中和目标。中国煤层埋深小于 2 000 m 的煤层气资源量为 $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 居世界第 3 位^[1-5], 资源潜力不容忽视, 产业前景值得期待。经过近 40 年的发展, 中国煤层气勘探开发理论与技术取得明显进展, 煤层气产业已经初具规模。但受资源禀赋复杂、理论基础薄弱等因素影响, 中国煤层气产业与国外相比发展速度慢、规模小, 与国家能源规划目标相比还存在较大差距。前人曾从中国煤层气资源分布、理论技术进展和发展方向、“十三五”以来发展成效等方面, 探讨中国煤层气勘探开发前景与对策^[1-5]。2021 年, 随着“十三五”国家科技重大专项项目“煤层气高效增产及排采关键技术研究”创新成果的应用, 鄂尔多斯盆地东缘(简称鄂东缘)大宁—吉县区块(简称大吉区块)吉深 6-7 平 01 井在 2 000 m 以深的深部(层)煤储集层获日产 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产工业气流^[3], 标志着深部(层)煤层气勘探开发的重大突破, 中国煤层气总资源量有望成倍增加, 为煤层气产业规模快速发展提供了新动能。同时, 国家“双碳”目标为天然气产业发展提供重要“机遇期”, 煤层气产业已进入新的发展阶段。在此新形势和背景下, 本文系统梳理中国煤层气产业及技术发展现状, 剖析煤层气产业发展中存在的问题, 提出双碳背景下煤层气发展战略和对策, 以期更好地推动中国煤层气产业快速、高质量发展。

1 国内外煤层气产业发展现状

1.1 国外发展现状

美国是煤层气产业与技术的发源地, 从 20 世纪 80 年代开始, 先后在圣胡安盆地、黑勇士盆地、粉河盆地等地区实现规模商业开发, 2008 年产量达 $556.71 \times 10^8 \text{ m}^3$ 峰值, 2008 年之后, 由于页岩气产业的兴起, 煤层气投资和工作量锐减, 产量逐年下滑, 2018 年递减至约 $260 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4], 目前年产量规模在 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。

加拿大煤层气与北美大陆地质背景相似, 2000 年

前, 在全国多个地区应用美国的理论技术体系尝试煤层气勘探开发, 但因经济效益较差而放弃。2000 年后, 改进和发展了连续油管施工和氮气泡沫压裂等技术, 实现了商业化开发, 2009 年最高年产量 $95 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。后来因多方面原因影响, 产量持续下降, 2018 年产量递减至 $51 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右^[4]。

澳大利亚照搬美国经验, 21 世纪早期近十年的发展过程中, 在鲍温等厚煤层盆地反复试验, 效果均不理想。2014 年以后, 根据苏拉特盆地薄互层煤系气前景, 开展与煤层共生的致密砂岩气(煤系气)多层、多气共采, 扩大煤层气开采领域, 大幅度降低了勘探开发成本, 实现单井产量大幅提升。2018 年产量约 $393 \times 10^8 \text{ m}^3$, 取代美国成为全球煤层气最大生产国。目前年产量超过 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$, 居全球第 1, 表现出良好的发展势头^[4]。

分析国外煤层气产业发展, 主要有 3 点启示: ①产业政策扶持的重要性, 良好的政策环境是促进煤层气产业发展的重要支撑。②投资和工作量的必要性, 持续的投资和工作量是决定煤层气产业发展规模的前提条件。③勘探开发理论和技术的适应性, 理论技术创新是实现煤层气产业不断增长的关键因素。

1.2 国内发展现状

1.2.1 发展历史

1983 年, 中国开展煤层气前期评价和勘探工作。“六五”期间, 国家首次组织开展全国瓦斯资源大调查。1996 年, 成立中联煤层气公司, 并取得国务院对外合作权, 标志着煤层气正式被列为新的能源产业。2003 年, 晋煤集团成立沁水蓝焰煤层气公司, 推动了煤矿区煤层气地面抽采利用。2005 年, 国务院决定设立“煤层气开发利用国家工程研究中心”和“煤矿瓦斯治理国家工程研究中心”, 对全国煤层气产业发展起到重要推动作用。2008 年 9 月, 中国石油天然气集团有限公司(简称中石油)成立煤层气公司, 进一步推动了全国煤层气产业的发展。目前全国已形成鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地两大煤层气产业基地, 开发潘庄、樊庄、郑庄、保德、大吉、延川南、川南等 27 个煤层气田^[6]。

1.2.2 资源量

全国煤层气资源动态专项评价结果显示^[7], 中国埋

深小于 2 000 m 的煤层气资源量约 $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 可采资源量约 $12.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。按地理特征, 全国 5 个大区中, 华北区资源最为丰富, 占比 46.3%, 西北区次之, 占比 25.9%, 按煤阶特征, 高、中、低阶煤煤层气均广泛发育, 资源近似各占三分之一。

1.2.3 国家五年规划完成情况

受资源禀赋复杂、开发理论技术不适应等因素影响, “十一五”到“十三五”期间, 全国煤层气探明地质储量、年产量、商品量均未能完成国家预期目标^[2]。2010 年产量为 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$ (商品量为 $12 \times 10^8 \text{ m}^3$), 完成规划目标 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 31%。2015 年产量为 $44 \times 10^8 \text{ m}^3$ (商品量为 $38 \times 10^8 \text{ m}^3$), 完成规划 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 27.5%。2020 年产量为 $67 \times 10^8 \text{ m}^3$ (商品量 $62 \times 10^8 \text{ m}^3$), 完成规划 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 67% (见表 1)。从产量上看, “十一五”到“十三五”期间, 产量增速逐渐收缓, “十一五”规模起步期, 产量年平均增速达 140%, “十二五”进入调整期, 产量年平均增速为 23.8%, “十三五”产业发展进入瓶颈期, 产量年平均增速仅为 7.5%。

表 1 “十一五”至“十三五”煤层气规划目标完成情况表

发展指标		新增探明地质 储量/ 10^8 m^3	产量/ 10^8 m^3	商品量/ 10^8 m^3
“十一五” 期间	规划目标	3 000	50	50
	完成情况	1 980	15	12
“十二五” 期间	规划目标	10 000	160	160
	完成情况	3 504	44	38
“十三五” 期间	规划目标	4 200	100	大于 90
	完成情况	1 839	67	62

1.2.4 开发利用实践效果

随着中国煤层气产业实现规模商业开发, 相应的能源补充、煤矿安全、生态环境保护等“煤层气开发一举三得的开发效益”也实现了同步发展。①有利于煤矿安全生产, 减少煤矿瓦斯事故。相比 2007 年, 2020 年全国煤矿瓦斯事故数下降 97%、瓦斯事故死亡数下

降 97%、煤矿百万吨死亡率下降 96%^[8]。②有利于碳减排, 有效减少温室效应。 CH_4 温室效应是 CO_2 的 25 倍。中国 2019 年煤矿生产过程中甲烷排放量 $303.92 \times 10^8 \text{ m}^3$, 较 2014 年降低了 $42.89 \times 10^8 \text{ m}^3$, 相当于 CO_2 排放量减少 $71.31 \times 10^6 \text{ t}$ ^[9]。③优化能源结构、补充清洁能源。中国天然气消费量预计将由 2020 年的 $3 163 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增加到 2025 年的 $4 200 \times 10^8 \text{ m}^3$, 到 2035 年, 预计可达到 $6 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上^[10], 煤层气产业的规模发展将进一步补充天然气缺口, 助力完善能源结构, 降低天然气对外依存度。

1.3 国家煤层气产业基地关键技术进展

中国煤层气成藏条件复杂、煤储集层品质差、非均质性强, 国外成熟技术无法照搬。经过近 40 年的艰难探索与发展, 中国煤层气勘探开发理论与技术取得明显进展。在“十二五”和“十三五”国家科技重大专项和中石油、中国海洋石油集团有限公司 (简称中海油)、中国石油化工集团公司 (简称中石化) 和新华燃气 (原晋煤集团) 等企业重点项目支撑下, 地质、钻井、压裂、排采四大关键核心技术体系不断突破, 有效支撑了鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地两大国家煤层气产业基地规模建产和效益开发。

1.3.1 鄂尔多斯盆地东缘

1.3.1.1 气藏动态分析及开发指标预测技术

通过研究煤层气藏静态和动态特征、产能影响因素、煤层气开发规律等影响因素, 从煤层气藏精细描述指标体系建立、煤层气产能评价、开发指标预测和井网井距优化等不同角度进行分析评价^[11-12]。

①煤层气藏精细描述技术。根据煤层气藏的地质特征和开发特点, 建立煤层气藏精细描述指标体系, 包括静态和动态两大类指标, 共 18 项特征参数, 建立煤层气藏精细描述技术规范 and 流程, 包括 7 个步骤、3 表 9 图 3 模型 (见表 2)。在静态特征描述和动态特征

表 2 煤层气藏精细描述指标体系、技术流程和成果类型表^[11-12]

指标体系		技术流程		成果类型	
静态参数	动态参数	步骤	表	图	模型
构造	储集层压力	静态特征描述	储集层特征统计表	煤层顶部构造图	构造-地层模型
煤层厚度	解吸压力	动态特征描述		煤层埋深图	
煤岩类型和煤体结构	套压和流压	开发单元划分		煤层含气量图	
含气量和等温吸附常数	压降半径	地质模型建立	排采成果统计表	煤层厚度图	储集层属性模型
储集层物性	解吸半径	开发单元评价		煤层临储比图	
顶底板特征	单位压降产气量	剩余储量评价	剩余储量计算表	水文单元划分图	剩余储量分布模型
水文特征	产气量	开发调整建议		宏观煤岩类型分布图	
埋深与地应力	产水量			压降分布图	
岩石力学	剩余可采储量			动态渗透率变化图	

描述的基础上，细开发单元，建立地质模型，精细评价开发单元，落实剩余储量，提出开发调整建议，有效解决煤层气已开发区优质资源分布预测和可动用储量评价难题。

②煤层气井产能评价技术。在分析煤层气资源条件、保存条件、排采特征等产能影响因素基础上，量化煤层气井单位面积等效资源量、临储比、单位压降产气量等产能评价指标，建立参数拟合法、曲线类比法、动态分析法等方法（见表3），分别从气井静态物质基础、动态发展能力和实际生产表现3个角度评价煤层气井产能。综合运用3种方法得出煤层气单井稳定产能，再从单井到区块，求取总体稳产能力。该方法有效解决煤层气井合理配产难题。

表3 煤层气产能评价指标体系和分析方法表^[11-12]

影响因素	分析指标	评价角度	产能评价方法
资源条件	单位面积等效资源量	静态物质基础	参数拟合法
保存条件	局部构造高差等效高度 矿化度值 临储比		
排采特征	历史最高产水量	动态发展能力	曲线类比法
	见套压产水量 井底压力		
	单位压降产气量	实际生产表现	动态分析法

③煤层气开发指标预测技术。构建了煤层气开发指标体系，包括煤层气开发过程中的产水、产气、压力/干扰、递减、采收5方面特征16项指标（见图1）。基于煤层气藏精细描述和产能评价成果，综合运用预测模型、现代产量分析和数值模拟等方法，预测不同生产阶段的煤层气开发指标，有效解决了煤层气开发指标预测难题。

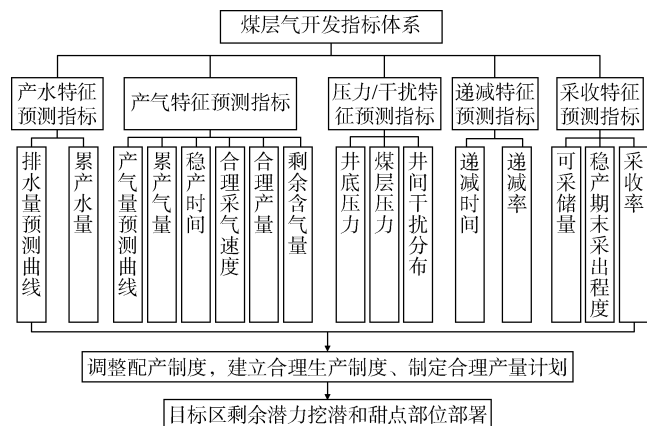


图1 煤层气开发指标体系图^[11-12]

④煤层气井网井距优化技术。根据煤储集层条件和排水降压-解吸-产气特点，建立煤储集层地质模型，

综合采用煤岩评价（考虑不同煤岩类型裂缝扩展和煤层气产出特征差异性）、动态分析（评价已有井网井距合理性）、数值模拟（不同渗透率、不同井距条件下的采收率预测）和经济评价（效益对比）等方法进行评价优化，提出合理的井网井距，解决了煤层气井网井距的定量化评价难题（见图2）。

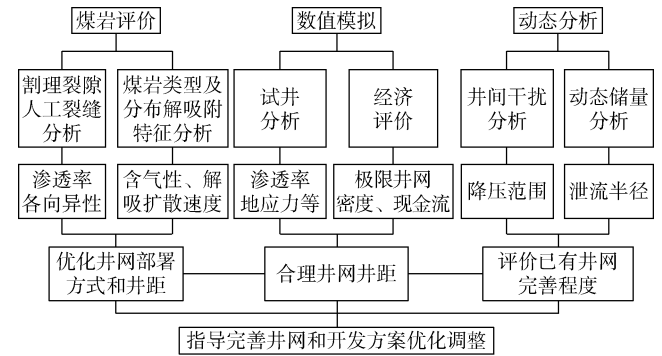


图2 煤层气井网井距优化技术流程图^[11-12]

以上技术成功应用于保德区块开发调整优化，部署完善井网井43口和滚动扩边井192口，实现了连片开发。预测了保德区块煤层气开发指标，指导排采生产制度，使保德气田成为煤层气高效开发和全生命周期增产增效的标杆，达产7年后，目前仍然保持 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 稳定年产量。

1.3.1.2 煤层气优快钻井技术

精细研究煤层气钻井井型及钻完井工艺的地质适应性，重点开展深部（层）煤层气优快钻井、水平井钻井优化设计攻关研究^[13]，完善煤系钻完井技术，破解了深部（层）煤层气快速钻井、低成本开发难题。通过优化煤层气水平井结构设计，实现“三开”变“二开”，解决了煤层气开发深度逐步增加、提速提效的难题；建立煤系气水平井小井眼钻井技术，解决了上部地层井眼垮塌问题，较常规井眼缩减成本35%以上，平均机械钻速提高24.6%。该工艺技术在大宁—吉县地区成功应用，平均建井周期缩短32%。

1.3.1.3 压裂改造技术

“体积酸压”技术、“极限体积压裂”技术和水平井低成本少段多簇改造技术的探索和实践，揭开了深部（层）煤层气勘探开发重大突破的序幕。

①“体积酸压”技术。精细研究煤储集层地质条件，发现深部（层）煤储集层虽然物性差，但煤体结构好、机械强度高、酸液溶蚀效果较好，有利于酸压改造。按照地质-工程一体化研究思路，在构建应力场、渗流场、温度场基础上，结合酸化“化学场”，优化改造工艺，研发酸化压裂液体系和配套技术，构建远端

溶蚀缝网为主、中部剪切缝网为主、近井强支撑缝网为主的“剪切+溶蚀+支撑”组合缝网体积酸压工艺^[1, 14]（见图3），有效解决了深部（层）煤储集层不易形成体积缝网而难以形成大面积有效解吸和实现规模有效开发的瓶颈问题。

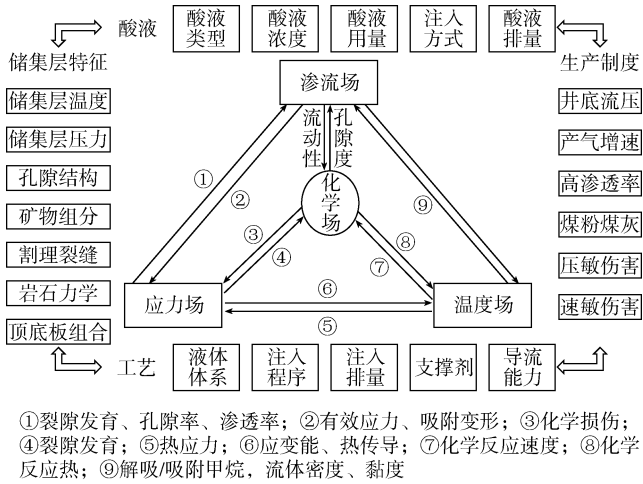


图3 体积酸压工艺技术体系示意图

②“极限体积压裂”技术。随着地质工程认识的深入和影响改造效果主控因素的明确，要实现深部（层）煤层气规模效益开发，必须在压裂理念和技术上实现转变，形成“超大、超密、充分支撑体积缝网”的“极限体积压裂”技术^[15]。该技术通过控液增砂、大幅度提高排量、优化压裂液黏度，实现超大规模加砂；通过高频次、高差异的压力变化造就超密体积缝网；通过优化支撑剂粒径组合和大规模加砂实现充分支撑，单段砂量突破 500 m³，排量由 8~12 m³/min 增加至 16~22 m³/min，颠覆了常规煤层气储集层改造方式。

③水平井低成本少段多簇改造技术。确定储集层地质参数，优选储集层改造体积模型（SRV），拟合水平井历史生产数据，在最大压裂改造程度下，评价水平井的最佳分段分簇方案。

段长优化：计算不同分段条件下 5 年累产气量，当水平段长为 1 000 m 时，累产量与裂缝长度相关性最大，最高累产量处于 9 段与 10 段之间，段数过高时，累产量不变（见图 4）。

簇数优化：在固定段长条件下，增加簇数具备更多优势，裂缝高度受控，增加有效裂缝扩展范围；同等加砂规模裂缝导流能力增加更利于提高深部（层）特低渗煤储集层的解吸程度。

少段多簇压裂工艺与常规分段分簇压裂工艺相比，压裂段长度提升 53.4%，射孔簇数提升 108.7%，

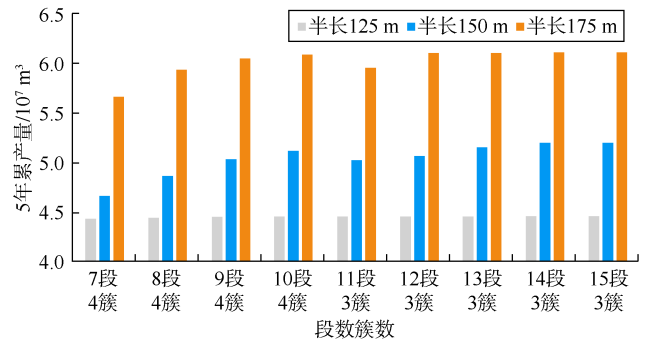


图4 不同分段条件下5年累产气量对比图

每百米改造成本降低 38.8%，实现了深部（层）煤层气水平井压裂的降本增效。在大宁—吉县区块开展现场试验，实施 10 口直井、2 口水平井，直井平均日产量超 2 000 m³，水平井日产量突破 10 000 m³，为大规模开发深部（层）煤层气提供了重要技术储备。

1.3.1.4 煤层气排采关键技术

研究影响煤层气井生产效果的主控因素，从煤层气排采机理入手，形成了双控制逐级排采区域降压、多目标量化排采设计、排采举升及配套工艺技术。

①双控制逐级排采区域降压技术。针对煤储集层特性和地层供液能力，制定与储集层条件相适应的排采工作制度，通过控制产水量和产气量，实现对压力和煤粉的管理，以达到保护储集层、扩大泄压面积和提高单井产量的目的。

②多目标量化排采设计技术。围绕实现煤层气降压传播最快、渗透性降低最小、解吸面积最大、单井累计产量最高等多个目标，在实验基础上，建立起综合考虑煤岩基质收缩、应力敏感、压力传播和裂缝应力敏感影响的煤层气定量化排采数学模型，综合多目标要求，设计最优井底流压下降路径，解决了煤层气排采制度定量化设计难题。该技术在保德、韩城等区块 50 口老井生产动态拟合与预测中，符合率超过 90%，推动了排采控制由定性向定量转变。

③排采举升及配套工艺技术。根据不同井型、地质情况，结合不同设备的特点，建立了排采设备选型综合评价体系，形成煤层气排采设备选型软件，进行设备选型和下泵设计。针对无杆举升技术，研制液压多机联动柱塞泵和多相混抽泵两套无杆举升设备，实现了多机联动，具有远程独立调参、占地小等优点。保德区块 3 口井现场试验取得了良好效果，保 1-4 向 2 井检泵周期延长 11.6 个月，日产气量由 781 m³ 提升至 3 070 m³。

针对煤层气井腐蚀、偏磨等修井难题，筛选出 8 项防腐防磨工艺技术进行有效结合，形成 5 套防腐防

磨综合治理方案。鄂尔多斯盆地东缘韩城、临汾、保德等区块平均检泵周期由 534 d 延长至 761 d, 延长了 42.42%; 修井作业由 1 198 井次降低至 905 井次, 降幅 24.46%; 修井作业费用降幅 40.55%。

④全生命周期一体化采气工艺技术。针对深部(层)煤层气“超低渗透、高解吸压力、超高矿化度”特点, 结合现场生产实践, 直井采用有杆泵“四防工艺”、水力射流泵防垢工艺、增压气举工艺。水平井采用全生命周期一体化采气工艺(见图 5)^[16], 一趟管柱实现“自喷生产+速度管柱+增压气举+柱塞气举”排水采气, 初期利用自身能量生产、中期采用柱塞气举工艺、后期增压气举配合柱塞, 实现各阶段转换零作业, 有效保障气井连续稳定生产, 降低排采设备及运行维护成本。

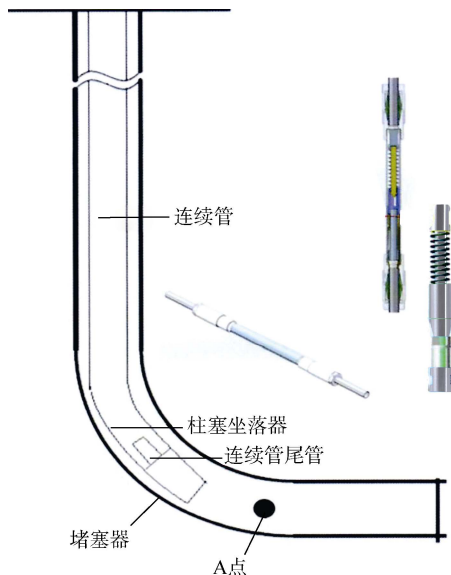


图 5 全生命周期井筒工艺设计示意图

1.3.2 沁水盆地

1.3.2.1 大直径水平井应力释放采气技术

“十三五”期间, 针对沁水盆地南部特低渗透区块无法有效开发难题, 形成了大直径水平井应力释放采气技术。在直井周边, 沿着最大主应力方向, 部署大直径水平井, 采用水力喷射造穴成井工艺, 模拟煤矿巷道应力释放, 改善煤层渗透性, 提高单井产量^[1]。在沁水盆地南部郑庄区块 3 号煤层开展试验, 郑试 34 平 5 井高密度造穴施工 60 次, 压裂 3 次(间歇实施), 造穴长度 207.9 m, 造穴半径 0.40~0.49 m。最终效果还在进一步观察。

1.3.2.2 可控温注氮驱替增产技术

沁水盆地南部很多生产十年以上的煤层气开发井产量呈现下降趋势, 依靠压裂、抽排技术实现稳产的

难度逐渐加大。因此, 借鉴油井注水驱替采油的思路, 利用氮气对煤层甲烷的驱替、置换作用, 形成了可控温注氮驱替增产技术。研发高温/可控温注气工艺, 向煤层注入高温氮气, 促进甲烷解吸、运移, 实现煤层气井长期稳产, 提高采收率^[1]。在沁水盆地南部樊庄区块以“两注十采、协同驱替”的方式开展现场试验, 采收率提高 5.4%, 取得了良好效果。

1.3.2.3 薄煤层多层合采低成本开发技术

针对沁水盆地南部薄煤层发育的情况(单层厚度 0.2~1.0 m), 采用多层合采开发模式, 形成了薄煤层多层合采低成本开发技术^[17]。薄煤层发育较少且与 3 号、15 号主力煤层距离较近时采用厚、薄煤互层合压或投球分压工艺进行压裂改造; 多薄煤层跨度较小或储集层物性差异不大时, 采用一级压裂工艺进行压裂改造; 多薄煤层跨度较大或储集层物性差异较大时, 采用两级压裂方式进行压裂改造。该技术在沁水盆地南部潘庄区块取得了良好应用效果: 薄煤层与 3 号、15 号煤层合压试验单井平均产量超过 5 000 m³/d, 9 号煤层与其他超薄煤层合压试验单井平均产量超过 4 500 m³/d。

1.3.2.4 煤矿采空区煤层气地面开发技术

针对沁水盆地晋城煤矿采空区煤层气地面开发过程中面临的采空区积水、上覆岩层承压涌水等原因导致的地面钻井不产气或抽采气量低问题, 提出采空区井布置原则和抽采技术^[18]。煤矿采空区井布井原则: ①应在采空区积水区域之外布井。②房柱式采煤形成的采空区应避开保护煤柱布井并最终完钻至采空区空间内。③长臂式垮落法采煤形成的采空区, 最优钻井区域为“0”形圈边界连线和采场边界之间靠近终采线一侧。抽采技术: ①煤矿采空区井排水采气一体化抽采系统, 解决了采空区上覆岩层承压涌水造成煤层气产量下降问题, 采空区井煤层气抽采量增加 33.3%。②水力冲孔, 解决了钻井岩屑造成的采空区裂隙带岩层渗透率下降问题, 采空区井日均抽采量最高增长率为 11.30%。

与“十二五”期间相比, “十三五”期间煤层气勘探开发技术的重大突破引领实现了“三大拓展”: ①由二维地震向三维地震拓展。②由直井(丛式井)向水平井拓展。③由中浅部(层)(小于 1 500 m)向深部(层)(大于 1 500 m)勘探开发拓展。

1.4 深部(层)煤层气勘探开发成效

2015 年以前, 国内煤层气开发主要集中在煤层埋深小于 1 500 m 区域。2015 年以来, 在国家科技重大

专项支持下，中石油在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县等区块、中海油在鄂尔多斯盆地东缘临兴—神府等区块开展了深部（层）煤层气攻关研究试验，正式开始了中国 1 500 m 以深煤层气勘探开发。

鄂尔多斯盆地东缘石炭系—二叠系深部（层）煤层具有原生结构煤为主、热演化程度高、含气量高、含气饱和度高、游离气丰富、水动力条件弱等有利成藏条件，同时又具有基质渗透率低、孔隙连通性差等不利成藏条件。通过研究典型构造、沉积、水文地质等成藏条件，结合开发动态资料，建立了鄂尔多斯盆地东缘深部（层）煤层气微幅褶皱、单斜与水动力耦合、断层与水动力耦合、鼻状构造等 4 类成藏模式^[19]。深部（层）煤层气藏具有“束缚游离气与吸附气共存”特点^[20]。在深部温度 65 °C、地层压力 22 MPa 条件下，甲烷密度为 127.28 kg/m³，游离气以高压压缩气状态赋存于微裂隙及微孔中，最大可占总含气量的 50% 以上。这一认识极大地颠覆了传统煤层气赋存理论，即煤层气主要以吸附态赋存于煤基质孔隙表面。

2020—2021 年，中石油煤层气公司在大宁—吉县区块累计探明深部（层）煤层气地质储量 1 121.62×10⁸ m³，成为中国首个埋深超 2 000 m、地质储量超 1 000×10⁸ m³、高丰度的整装大型煤层气田。在吉深 6-7 平 01 水平井，首次试验大规模极限体积压裂。平均单级液量近 3 000 m³，砂量近 350 m³，单段排量为 18 m³/min。2021 年 12 月光套管投产即获高产，最高日产气量为 10.1×10⁴ m³，连续生产 260 多天，累计产气量超过 1 400×10⁴ m³，平均日产气量为 5.82×10⁴ m³。该井试采成功，标志着中国埋深大于 2 000 m 的深部（层）煤层气勘探开发获得重大突破，成为深部（层）煤层气水平井的典范，也成为深部（层）煤层气开发的标志性成果。

据初步预测，全国 2 000 m 以深的煤层气资源量约 40×10¹² m³^[21]，资源潜力巨大。随着深部（层）煤层气领域勘探开发取得重大突破，原有 1 500 m 以深煤层气开发效果不理想的认识不再成为制约单井产量和产业发展的主要因素，这一判断使得中国煤层气总资源量有望在现有 30.05×10¹² m³ 基础上成倍增加，为煤层气产业规模快速发展提供了新动能。

2 煤层气产业发展中存在的问题

受资源禀赋复杂、理论基础薄弱等因素影响，中国煤层气产业发展与国家能源规划、经济社会期望还存在较大差距。主要问题表现为“三低一小一不实”。

2.1 勘探程度低

截至 2021 年底，全国煤层气资源探明率仅为 2.29%，勘探程度远低于常规天然气。可供规模开发的优质资源比例小，后备接替区严重不足。发展区域上，煤层气主要集中在 9 个大型聚煤盆地，除沁水和鄂尔多斯盆地实现规模开发外，其他 7 个盆地前景广阔。发展领域上，高、中、低阶煤煤层气资源量占比分别为 31%，37%，32%；低阶煤煤层气资源量占比最高，但尚未实现规模开发。开发深度上，1 500~2 000 m 煤层气资源量约 9.47×10⁸ m³，占总资源量的 31.51%，目前尚未实现有效开发；2 000 m 以深煤层气资源量更为可观，这也是实现未来煤层气产业战略的主体和关键。

2.2 技术适应性低

2.2.1 地质条件复杂

中国煤层气资源具有成煤条件多样、成煤时期多、煤变质作用叠加、构造变动多样等一系列特点，成藏条件复杂、气藏类型多样，含煤地层和不同煤层（甚至是同一煤层）纵、横向非均质性强。

2.2.2 成熟技术无法照搬

已形成的煤层气地质选区评价、地球物理、钻完井、压裂、排采、地面集输、经济评价等 7 大技术系列近 100 项具体技术，由于各区块地质条件差异性较大，这些成熟技术无法照搬。

2.2.3 中浅部（层）资源条件研究精度不够

煤层气地质基础理论研究有待进一步深化，不同时代、不同地区煤层气地质条件差异性研究不够；受到前期理论研究认识和勘探实践效果的影响，勘探开发主要集中在中高阶煤分布区，低阶煤区投资严重不足；勘探阶段可采资源量与实际采出资源量偏差较大，可采储量计算方法不完善，与实际可开发性之间存在较大偏差；由于开发动用技术存在一定的不确定性，导致已探明储量动用率较低。

2.2.4 深部（层）煤层气勘探开发处于起步阶段，技术不成熟

深部（层）煤层气赋存状态不清、成藏理论不明、有利区优选方法尚不系统。深部（层）煤储集层沉积、成岩、成储特征认识不深，原位赋存状态复杂，赋存特征不清。

深部（层）煤层气资源评价方法不完善，现行煤层气资源评价方法主要针对吸附气，没有考虑游离气，煤层气有利区评价方法主要针对中浅部（层）煤层气地质条件，对深部（层）煤层气不适用。

以“人工油气藏”理论为指导^[22]，基于渗流机理的深部（层）煤层气“人造气藏”优化设计亟待攻关。

考虑“游离+吸附”的深部(层)煤层气 EUR(单井最终可采储量)评价方法尚未建立。亟需开展适合深部(层)煤层气水平井部署方位及段簇优化设计、基于“极限动用”理念的井网井距优化设计等攻关研究。

工程风险地质模型及深部煤岩安全快速钻井、高效完井关键技术尚未建立。鄂东缘深部(层)煤层气水平井采用二开井身结构,上部漏失层与下部泥页岩、深部煤层同一裸眼段共存,且压差大,易造成钻井复杂,亟需开展基于地震、测井、录井基础上的钻井工程风险预测模型研究,指导井身结构及轨道优化,避让或预防风险层,提高钻速,降低钻井周期。

基于地质工程一体化的设计指标缺乏依据,精准且系统的工艺技术体系尚未建立。依据有限地质资料的压裂设计,不能准确预测缝网形态与大小,从而使压裂规模与水平井井距、段长的适配性不清,影响深(部)层煤层气资源有效利用及效益开发。

缝网孔渗特征、流动规律待明晰,井筒举升、维护技术不适应。深部(层)煤层气生产初期以游离气自喷为主,生产中后期为解吸气,必须要人工举升,深部(层)煤层地层水矿化度超高。为此,需做好生产井防垢、防腐、防砂、防煤粉和井筒故障快速修复等方面技术攻关,形成适合深部(层)煤层气井专用井筒维护与修复技术系列,实现高效连续长期生产。

泡沫管控技术不成熟、常规集输工艺能耗大。泡沫助排工艺生产过程中,泡沫流体的物理化学特性随工况而发生变化,目前没有对应的经验公式和算法模型,现采取的化学消泡和物理消泡的方法效果不佳。

2.3 投资回报率低

统计分析中国煤层气勘探历年投入,2012年,勘探投资强度达到高峰,为 6.36×10^4 元/ km^2 ,此后呈下降趋势。截至目前,勘探开发总投资达 $1\,000 \times 10^8$ 元以上,沁水、鄂尔多斯盆地东缘建产规模 $142 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,产能到位率58%,低品位储量动用难。单井产量总体偏低,未达到开发设计要求,日产量低于 500 m^3 的井数占总生产井数约50%,未能实现效益开发,投资回报率低。

2.4 发展规模小

煤层气开发属于技术密集型产业,具有高投入、高风险、单井产量低、投资回收期长的特点,与其他化石能源相比竞争力不足,投资者信心和热情普遍不足。“十三五”时期,随着勘探开发投资和工作量不断缩减,产业发展迎来巨大挑战。虽然“十四五”初期发展势头有所提升,但产业发展速度与丰富的资源潜力相比相差甚远,产业总体规模在化石能源产业结构

中比重小的现状未曾改变。

截至2021年底,中国煤层气地面开发累计产气量 $566.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,2021年全国煤层气地面开发产量为 $82.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,主要生产企业只有中石油、中海油、新华燃气(原晋煤集团)和中石化4家国有企业。2021年全国煤层气产量仅占全国天然气总产量的4%,产业规模在拉动投资和调整能源结构中的作用不足。

2.5 管理不落实

煤层气作为一种开发难度大、技术要求高的非常规资源,对管理有很高的要求。目前,煤层气从业人员力量薄弱,专业技术人员数量少、专家分散,与产业发展战略需求极不匹配;投资者对煤层气综合开发效益和安全、环保及清洁能源等多维属性的认识与开发“初心”不匹配,评价、考核不够精准;已出台多项倾斜、优惠政策,但执行、落实不到位^[1,2,23];各种技术标准与现场实际应用的匹配度不够,科技成果转化力度和效益不明显。

3 双碳背景下煤层气发展战略

3.1 “双碳”目标下的能源结构

当前,低碳化发展已成全球共识,能源结构正在由高碳向低碳甚至无碳转变。自从“双碳”目标提出以来,中国正加快化石能源清洁高效利用,大力发展可再生能源,推进能源产业绿色、低碳、和谐发展。能源体系将从传统的煤炭、石油、天然气等化石能源为主,逐步转变为以太阳能、风能、水能、地热能等可再生能源为主导、多能互补的新格局。

中国2020年 CO_2 排放量为 $98.94 \times 10^8 \text{ t}$,占全球30.93%;一次能源消费总量 $49.8 \times 10^8 \text{ t}$ 标准煤,占世界一次能源消费总量的26.13%。非化石能源占比为15.66%^[24]。推动实现“双碳”目标,为煤层气产业发展和科技创新提供了重要契机和有效路径。

2030年碳达峰前,化石能源仍是消费主体。煤炭、石油、天然气、可再生能源和核电5大主体能源中,煤炭依然是中国能源安全的压舱石和稳定器^[25]。2030年后,一次能源需求进入峰值平台期。碳达峰不是能源达峰,碳中和不是零碳。未来一段时间,化石能源仍将发挥重要作用,化石能源清洁高效利用、可再生能源大规模利用是实现“双碳”目标的必经之路。可再生能源具有能量密度低、时空分布不均衡、不稳定、成本较高等特点,短时间内替代化石能源、成为能源主体还有较大困难。2030年后,产业升级、能效提升、节约循环促使一次能源需求步入峰值平台期,达到

42.2×10⁸ t 标准油或 60.3×10⁸ t 标准煤。2060 年碳中和前,非化石能源发展进入提质提量期,推动存量结构的优化调整,逐步占能源结构的主导。预计到 2060 年,煤炭占比降至 7.1%;石油、天然气降至 19.7%,非化石能源达到 73.2% (见图 6)。

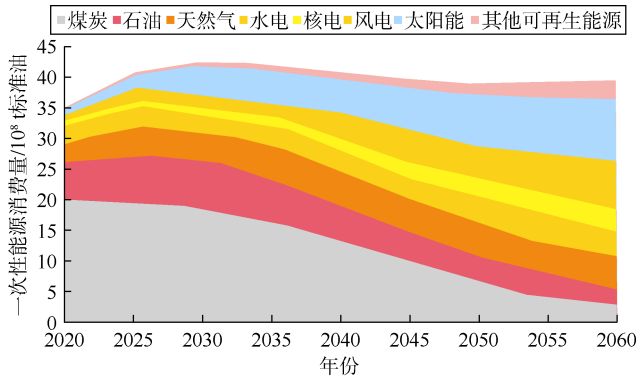


图 6 中国一次能源消费结构趋势图^[25]

3.2 加快天然气（煤层气）发展符合“双碳”目标

2021 年,中国天然气表观消费 3 726×10⁸ m³,一次能源占比 9.5%^[24]。国内生产资源占比 54%,进口资源占比 46%,在 2000—2021 年年均增长 164×10⁸ m³,年均增速 13%,按照国内外能源一般发展规律,仍将保持快速增长,未来需求潜力可达到 7 000×10⁸ m³。

天然气在大气环境“减污降碳”中发挥重要作用。其清洁低碳、灵活易储、高效等特性,相对煤炭可减排 SO₂、CO₂、NO_x (氮氧化物) 分别为 100%, 40%, 50%。天然气发电具有低碳、高效、稳定、启停快、变负荷能力强等特征,天然气发电 CO₂ 排放量比煤炭低近 50%,是“双碳”目标下唯一保持需求增长的化石能源 (见图 7)。未来天然气总产量与需求量有较大差距,完全有利于加快发展。

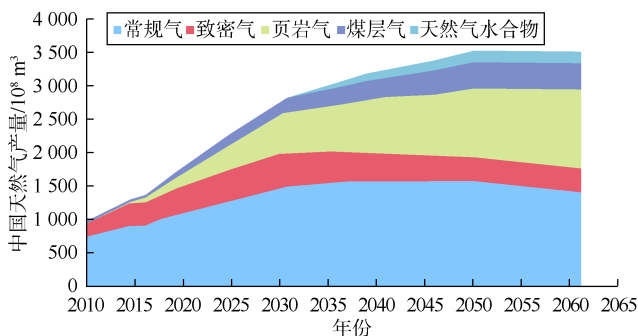


图 7 中国天然气产量结构趋势图^[25]

3.3 煤层气产业发展战略

“双碳”背景下,中国煤层气产业已经进入一个新阶段,正处于发展史上最有利时期^[4,6]。深入分析中

国煤层气产业发展技术现状和存在问题,结合“双碳”目标背景下产业发展机遇和资源与技术基础,提出中国煤层气产业应按照近期和长远“两步走”发展战略。第 1 步 2030 年之前的近期可分为两个阶段:第 1 阶段到 2025 年,实现理论与技术的新突破,完成国家“十四五”规划目标 100×10⁸ m³,坚定产业发展信心;第 2 阶段到 2030 年,形成针对大部分地质条件的适用性技术,进一步扩大产业规模,实现年产 300×10⁸ m³,在天然气总产量中占有重要地位。第 2 步为 2030 年之后的长远时期,逐步实现 1 000×10⁸ m³ 大产业战略。提出这一战略目标的主要依据是基于技术和管理两方面的对策。

4 煤层气发展对策

4.1 中浅部（层）煤层气精细有效开发

4.1.1 老区煤层气精细开发

中国中浅部（层）煤层气一直面临着单井产量低、综合开发效益差的矛盾。如何提高单井产量、区块产量、EUR (单井最终可采储量),迫在眉睫。随着技术进步,有必要开展精细开发,以便尽可能提高采收率,获得全生命周期的开发效益最大化。根据气田开发现状,精细开发途径可采用以下 3 种方式。

一是综合治理。在基本不改变气田开发规模、立足现有开发并网基础上,针对影响气田开发的局部矛盾,通过实施储集层改造、补射新层、井筒地面等各类工艺措施,达到改善气田开发效果的目的。这种情况是常见的实施途径,这里不作为重点讲述。

二是二次开发。用新的开发理念、开发方式和开发技术,增加可动用储量,大幅度提高储量控制程度、动用程度、提高采收率、延缓气田递减,实现老气田持续稳产。二次开发核心是细分小层,深挖细掘剩余潜力分析,做细纵向上开发层系合理性评价,平面上并网完善程度评价,优化层系划分与组合,重构并网,提高并网完善程度,提高储量控制程度、动用程度、解吸程度,最终实现提高采收率、提质增效的目的。

三是地质-工程一体化。建立储集层资源品位、储集层工艺品质等综合评价的地质工程一体化极限体积压裂改造技术,实现 6 个目标:①压得开,地层最小主应力低,高排量可产生较高净压力,有效压开主裂缝,充分利用顶底板和内夹矸等脆性岩层诱导裂缝扩展。②铺得远,优选支撑剂粒径和规模,在控制裂缝高度前提下提高施工排量,确保支撑剂有效运移到裂缝远端。③撑得住,确保裂缝导流能力。④排得

出,提高砂比,减少压裂液的注入量。⑤低污染,加入模拟地层水、确保高分子材料降解等组合模式,降低成本和对地层污染。⑥低成本,从管理模式、原材料使用、地质工艺匹配性等方面综合控制成本。

4.1.2 新区新领域煤层气有效开发

从发展区域上来看,中国煤层气地质资源量超过 1.0×10^{12} m³的大型含煤层气盆地(群)共有10个,包括鄂尔多斯、沁水、滇东黔西(云南东部和贵州西部)、准噶尔、天山、川南黔北(四川南部和贵州北部)、塔里木、海拉尔、二连、吐哈等,总资源量 25.55×10^{12} m³,占全国的85.02%^[7]。目前已投入规模建产并实现有效开发的产业基地主体位于沁水盆地和鄂尔多斯盆地,其他8个盆地(群)的煤层气规模开发没有大的进展,但勘探亮点颇多,具有实现规模有效开发的资源基础,发展前景广阔。

从发展领域上来看,中国高阶煤、中阶煤和低阶煤煤层气地质资源量分别为 9.32×10^{12} , 11.12×10^{12} , 9.62×10^{12} m³,分别占全国的31%, 37%和32%^[7]。目前,以沁水盆地南部为代表的高阶煤煤层气和鄂尔多斯盆地东缘中北部为代表的中阶煤煤层气已经实现规模有效开发,但以吐哈盆地、海拉尔盆地和二连盆地等为代表的低阶煤煤层气尚未实现规模有效开发,是中国煤层气未来发展的重要方向^[7, 26]。

4.2 深部(层)煤层气规模效益开发

通过在大宁—吉县区块和鄂尔多斯盆地东缘其他区块深部(层)煤层气地质综合研究和工程技术攻关试验,突破了1500 m以深煤层气开发效果不理想的固有认识,为深部(层)煤层气资源的效益动用探索了有效途径,极大地增强了深部(层)煤层气规模效益开发的信心^[2, 3, 27]。但是,深部(层)煤层气效益开发也面临巨大挑战,亟需针对高效开发的系列难题开展技术攻关。

一是成藏理论与有利区优选:针对深部(层)煤层气赋存状态不清、成藏理论不明、方法尚不系统等问题,主要攻关方向:①物性预测,包括煤岩表征、储集层物性定量特征。②含气量测试,包括赋存特征、含气量测试方法。③富集成藏规律,包括富集成藏主控因素、成藏效应研究。④有利区优选,包括资源评价、有利区预测。

二是开发甜点评价及技术优化:针对精细地质模型、开发甜点评价标准尚未建立,部分开发指标缺乏依据等问题,主要攻关方向:①气藏精细描述与三维地质建模,包括微构造及地质环境刻画、含水性、采

出水化学特征、三维精细地质建模、有利储集层模式构建^[28]。②开发甜点评价与优选,包括高产主控因素及控制机理、甜点评价指标体系、甜点优选、潜力预测。③开发规律与技术政策优化,流动规律与渗流模型、压降扩展与储量评估、井网井距优化、产能评价与预测。

三是地质-工程一体化“人造气藏”优化设计:深部(层)煤层气与页岩气类似为“人造气藏”,作为地质与工程的桥梁,深部(层)煤层岩石力学、流体力学、工程力学等基础研究攻关可为最大动用资源和“选好甜点、定好井、打好井、压好井”奠定基础。

四是水平井优快钻完井技术:针对工程风险地质模型及深部(层)煤层气安全快速钻井、高效完井关键技术尚未建立等问题,主要攻关方向:①井下风险及可钻性预测,包括地层物性及力学特性表征、井筒风险表征及评价。②多约束地质导向,包括多约束条件轨迹优化设计、井眼轨迹控制决策系统。③高效防漏防塌钻井液,包括井壁稳定调控技术、防塌处理剂、防漏防塌快脱气钻井液体系。④低成本优快钻井技术,包括经济型井筒压力监测及控制系统、优快钻进技术体系。⑤高效密封固井技术,包括水平井固井质量主控因素、高效密封固井工作液及固井工艺技术。

五是水平井大规模(超大规模)压裂(储集层改造)关键技术:针对地质工程一体化设计指标缺乏依据,精准且系统的工艺技术体系尚未建立等问题,主要攻关方向:①缝网形成及扩展机理,包括机理研究、物理模拟试验、工艺适应性研究。②缝网仿真模拟软件,包括地质参数建模、数值模拟软件、产量及经济性评价。③大规模缝网压裂工艺技术体系,包括入井材料优化、施工参数优化、压后评估。④应力释放增产工艺,包括机理研究、物理模拟试验、动态演化特征、复合增产技术。

六是排采关键技术:针对缝网孔渗特征、流动规律待明晰,井筒举升、维护技术不适应。主要攻关方向:①流动机理与动态仿真,包括压后渗透率变化特征、全过程流动机理、排采动态仿真、排采控制方法。②一体化排采(举升)技术,包括高效排采(举升)工艺、排采连续性提升技术、积砂规律及处理技术。

七是集输关键技术:针对泡沫管控技术不成熟、常规集输工艺能耗大,主要攻关方向:①泡沫流体力学理论及仿真,包括泡沫流模型、井筒及管道静态仿真模拟、消泡工艺。②井场压力交换技术,包括压力变化特征与影响规律、压力交换集输技术。③大数据

分析与移植,包括静态成果跨平台集成与移植、数字孪生、机器学习。

4.3 煤系“多气合采”立体开发

中国煤系分布范围广、厚度大,煤系气资源占全国天然气地质资源总量的60%以上^[29]。以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例,8[#]和5[#]煤层上下发育多套含气地层,具有煤层气和致密砂岩气、页岩气、灰岩气等多层叠置发育特征,预测资源量超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,将煤层与致密砂岩、页岩等层段作为一个整体目标,开展多气立体综合勘探开发,可进一步提高资源利用率,实现综合效益最大化。

“十一五”到“十三五”期间,虽然在煤层气、致密砂岩气开发方面取得了初步进展,但煤系气综合开发、规模效益开发的主体技术尚未形成,制约煤系气资源的综合高效利用,需要持续加大攻关力度,形成“多气合采”立体开发关键技术,以技术突破带动国内煤系气综合开发^[30]。

主要攻关方向:①开展层系优选及产能预测方法研究,进一步落实层间干扰机理与控制因素,明确产能递减规律,完善地质选层标准。②加大多目的层优快钻完井工艺攻关,优化钻井液体系和钻井提速工艺,建立基于井筒完整性的个性化钻井设计技术。③深化多岩性高效体积压裂工艺攻关,落实多岩性力学参数评价及裂缝扩展机理,完善有效支撑体积压裂工艺^[31]。④优化一体化排水采气技术,持续开展井筒压力流态和生产动态分析,完善1机对多井增压气举和同心管多通道气举排水采气工艺技术。

4.4 提高采收率及煤层(岩)原位转化技术

提高采收率及煤层(岩)原位转化技术是未来煤层气或煤系气开发的重要组成部分,主要有7种技术发展方向。

一是微生物开发技术(MECBM):将培养基溶液或驯化富集后的优良菌种(水解菌、发酵菌、产甲烷菌)注入地下煤层或其他岩层,通过厌氧发酵将煤的一部分有机质转化为以甲烷为主的气体(次生生物成因煤层气),同时利用微生物代谢过程中产生的酸溶解岩石,达到增大岩石孔隙、提高渗透率的目的。微生物开发技术具有经济性、环保性特点。主要攻关方向:微生物增产机理研究,微生物井下增产工艺研究^[32]。

二是二氧化碳驱替煤层气(CO₂-ECBM)技术:二氧化碳捕集、利用与埋存是实现碳中和的托底技术^[33]。二氧化碳驱替煤层气(CO₂-ECBM)技术具有提高煤层气采收率和埋碳减排双重效益,应用前景广阔。利

用CO₂高于CH₄在煤层吸附能力的特点(大约是2~10倍),向煤层中注入一定量的CO₂,利用竞争吸附将煤层CH₄置换出来。CO₂的注入降低了CH₄的分压,进一步促使CH₄的解吸,提高煤层气井的单井产量和采收率。该技术一方面能实现CO₂埋存,另一方面可提高煤层气井产量。主要攻关方向:CO₂驱替煤岩CH₄提高采收率机理,不同环境对CO₂驱替煤岩CH₄采收率的影响规律,井下注气工艺研究。

三是储集层微波加热增产工艺技术:微波加热具有加热体积大、加热速度快、穿透力强等优点。利用该技术可迅速提升煤储集层温度,促进甲烷解吸运移,蒸发孔隙裂隙中的水缓解水锁和贾敏效应,产生高温扩大煤储集层中孔隙裂隙网络、提高渗透率,提升煤层气产量^[34]。主要攻关方向:微波辐射作用下煤层气双解吸扩散和渗透率模型,微波作用下煤层温度与气体解吸量定量关系,微波穿透煤层的深度及作用范围研究,物理模拟实验装置研发。

四是超声波促采技术:超声波增产技术是近几十年来发展起来的一种新型物理增产方式,主要利用振动频率大于20 KHz超声波在机械振动效应、热效应以及空化效应作用机理下,疏通产气通道、催生出裂缝,提高煤储集层温度,促进煤基质表面吸附气体的解吸,具有无污染、受储集层条件约束小、设备简单低成本的优势^[35]。主要攻关方向:超声波作用下煤层气解吸扩散和渗透率模型,不同功率超声波作用下煤层气解吸量变化规律,超声波机械振动效应、热效应以及空化效应对煤层影响范围研究,物理模拟实验装置研发。

五是煤层气高温注热增产技术:将高温蒸汽注入煤层,利用高温促使甲烷解吸,加速扩散运移,且煤岩受热体积膨胀破裂、失水破裂,扩大裂缝体系,提高煤储集层渗透率^[36]。主要攻关方向:煤层气热采物理模拟实验装置研发,高温300℃下煤的吸附解吸规律研究,煤层气藏热采理论研究,煤层气热采数值模拟模型,高温蒸汽对煤和岩石物性及渗透率影响,注热施工工艺。

六是高能激光破岩技术:激光具有高效、可控性好等特征,当高能激光传输至煤岩表面时,热作用产生复杂的物理化学变化,有助于裂缝的发育,提高渗透性,在射孔、提升破岩效率、造穴完井等工艺中有着良好的应用前景^[37]。主要攻关方向:激光物理模拟实验装置研发,井下传输技术,激光和煤岩相互作用规律,井下造穴工艺。

七是煤炭地下气化技术(UCG):在地下创造适当

的工艺条件,使煤有控制的燃烧,通过煤的热解以及煤与氧气、水蒸汽发生的一系列化学反应,产生氢气、一氧化碳和甲烷等可燃气体^[38]。该技术实现了煤炭地下密闭开发,气态产物为富含甲烷、一氧化碳和氢气的粗煤气,无固体废弃物排放,具有流程短、安全性高、环境友好等特点。主要攻关方向:高温固井,粗煤气换热提纯,喷淋降温,运行监测,产能评价,复杂工况作业等。

4.5 管理对策

重点要聚焦资源、技术、人才、政策和投资 5 大要素,按照“以技术创新为核心,五位一体、协同创新”的原则强化配套管理。①资源是基础,应加强基础地质研究,分层次夯实和扩大有效资源;系统性开展新一轮煤层气资源精细评价,进一步寻求新的“甜点区”;特别要注重认识和评价煤系其他岩层中的“煤系气”。②技术是关键,要紧围绕“全生命周期提高开发效益的价值链条”,创新和集成科学的配套技术;寻找与地质“甜点区”相适应的“甜点技术”,反复试验示范,直到“激活”老区、开拓新区,实现高效开发。③人才是根本,要充分调动行业内外力量加以强化,打破单位界限,借助于国家重大科技计划,制定优越的人才激励机制,充分发挥大型企业的主力与引领作用,构建科技创新联盟,吸引更多不同专业背景高素质人才形成攻关团队,切实解决创新求变和能岗匹配问题。④政策是导向,应从煤矿安全、生态环境和清洁能源“一举三得”的使命综合评价煤层气开发价值,提高财政补贴;各级政府应加强对煤层气业务的协调力度,简化审批流程,缩短企业建设项目投产周期,提升企业盈利、竞争能力,强化开发政策制定和落实,为企业创造有利发展环境。⑤投资是保障,政府和企业都要坚持战略定力,坚定煤层气规模效益开发的信心,避免煤层气产业投资时冷时热、大起大落;持续设立煤层气国家专项,强化技术攻关和产业升级改造,带动行业健康发展;积极推动对外合作项目加大投资力度,加快勘探开发进程。

5 结论

经过近 40 年的发展,中国煤层气勘探开发理论与技术取得明显进展,地质、钻井、压裂、排采等 4 大关键核心技术体系不断突破,煤层气产业已经初具规模,煤层气开发的能源补充、煤矿安全、生态环境保护“一举三得”效益也实现了同步发展。

受资源禀赋复杂、理论基础薄弱等因素影响,中

国煤层气产业发展与国家能源规划目标相比还存在较大差距,主要问题表现为“三低一小一不实”,即勘探程度低、技术适应性低、投资回报率低、发展规模小、管理不落实。

深部(层)煤层气勘探开发近期取得重大突破,深度已不再是制约煤层气单井产量和效益开发的核心要素,中国煤层气总资源量有望在现有 $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 基础上成倍增加,为煤层气产业规模快速发展提供了新动能。

在“双碳”目标背景下,中国煤层气产业已经进入一个新阶段,正处于发展史上最有利时期。据此,中国煤层气产业应按照近期和长远“两步走”发展战略。第 1 步为 2030 年之前的近期,可分为两个阶段:第 1 阶段到 2025 年,实现理论与技术的新突破,完成国家“十四五”规划目标年产煤层气 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,坚定产业发展信心;第 2 阶段到 2030 年,形成针对大部分地质条件的适用性技术,进一步扩大产业规模,实现年产 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$,在天然气总产量中占有重要地位。第 2 步为 2030 年之后的长远时期,逐步实现 $1\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 大产业战略。

中国煤层气产业发展应坚持“技术+管理双轮驱动”战略对策,实现技术与管理的同步拉动,促进煤层气产业高质量发展。技术上,重点瞄准“中浅部(层)煤层气精细有效开发、深部(层)煤层气规模效益开发、煤系多气合采立体开发、提高采收率及煤层(岩)原位转化”等 4 大领域,按照全生命周期、地质工程一体化的模式开展攻关。管理上,深入聚焦“资源、技术、人才、政策、投资”五大要素,围绕“以技术创新为核心,五位一体、协同创新”的理念,开展全方位、一体化管理。

致谢:本文研究和撰写过程中,王凤林、王成旺、李宇新等同志为本文提供了大量基础资料,在此表示衷心感谢!

参考文献:

- [1] 徐凤银,闫霞,林振盘,等.我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):1-14.
XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1-14.
- [2] 门相勇,娄钰,王一兵,等.中国煤层气产业“十三五”以来发展成效与建议[J].天然气工业,2022,42(6):173-178.
MEN Xiangyong, LOU Yu, WANG Yibing, et al. Development achievements of China's CBM industry since the 13th Five-Year Plan

- and suggestions[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 173-178.
- [3] 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(1): 115-130.
XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Difficulties and countermeasures in theory and technology of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(1): 115-130.
- [4] 孙钦平, 赵群, 姜馨淳, 等. 新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(1): 65-76.
SUN Qinqing, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(1): 65-76.
- [5] 徐继发, 王升辉, 孙婷婷, 等. 世界煤层气产业发展概况[J]. *中国矿业*, 2012, 21(9): 24-28.
XU Jifa, WANG Shenghui, SUN Tingting, et al. The introduction of world CBM development[J]. *China Mining Magazine*, 2012, 21(9): 24-28.
- [6] 徐凤银, 王勃, 赵欣, 等. “双碳”目标下推进中国煤层气业务高质量发展的思考与建议[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(3): 9-18.
XU Fengyin, WANG Bo, ZHAO Xin, et al. Thoughts and suggestions on promoting high quality development of China's CBM business under the goal of “double carbon”[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(3): 9-18.
- [7] 张道勇, 朱杰, 赵先良, 等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1598-1604.
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1598-1604.
- [8] 张超林, 王恩元, 王奕博, 等. 近 20 年我国煤与瓦斯突出事故时空分布及防控建议[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(4): 134-141.
ZHANG Chaolin, WANG Enyuan, WANG Yibo, et al. Spatial-temporal distribution of outburst accidents from 2001 to 2020 in China and suggestions for prevention and control[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(4): 134-141.
- [9] 柳君波, 徐向阳, 霍志佳, 等. 中国煤炭格局变化对煤矿甲烷排放的影响及原因[J]. *生态经济*, 2021, 37(7): 176-182.
LIU Junbo, XU Xiangyang, HUO Zhijia, et al. Influence of coal pattern change on coal mine methane emission in China[J]. *Ecological Economy*, 2021, 37(7): 176-182.
- [10] 徐博, 金浩, 向悦, 等. 中国“十四五”天然气消费趋势分析[J]. *世界石油工业*, 2021, 28(1): 10-19.
XU Bo, JIN Hao, XIANG Yue, et al. Analysis of natural gas consumption trend in China during the 14th Five-Year Plan[J]. *World Petroleum Industry*, 2021, 28(1): 10-19.
- [11] 徐凤银, 肖芝华, 陈东, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展方向[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(10): 205-215.
XU Fengyin, XIAO Zhihua, CHEN Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(10): 205-215.
- [12] 徐凤银, 张伟, 李子玲, 等. 鄂尔多斯盆地保德区块煤层气藏描述与提高采收率关键技术[J]. *天然气工业*, 2023, 43(1): 96-112.
XU Fengyin, ZHANG Wei, LI Ziling, et al. Coalbed methane reservoir description and enhanced recovery technologies in Baode block, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(1): 96-112.
- [13] 高德利, 毕延森, 鲜保安. 中国煤层气高效开发井型与钻完井技术进展[J]. *天然气工业*, 2022, 42(6): 1-18.
GAO Deli, BI Yansen, XIAN Baoan. Technical advances in well types and drilling & completion for high-efficient development of coalbed methane in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 1-18.
- [14] 李曙光, 王红娜, 徐博瑞, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气井酸化压裂产气效果影响因素分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 165-172.
LI Shuguang, WANG Hongna, XU Borui, et al. Influencing factors on gas production effect of acid fractured CBM Wells in deep coal seam of Daning-Jixian Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 165-172.
- [15] 马新华. 非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(2): 326-336.
MA Xinhua. “Extreme utilization” development theory of unconventional natural gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 326-336.
- [16] 曾雯婷, 葛腾泽, 王倩, 等. 深层煤层气全生命周期一体化排采工艺探索: 以大宁-吉县区块为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(9): 78-85.
ZENG Wenting, GE Tengze, WANG Qian, et al. Exploration of integrated technology for deep coalbed methane drainage in full life cycle: A case study of Daning-Jixian Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 78-85.
- [17] 米洪刚, 朱光辉, 赵卫, 等. 沁水盆地潘庄煤层气田地质工程一体化应用实践[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(1): 120-126.
MI Honggang, ZHU Guanghui, ZHAO Wei, et al. Application practice of geology and engineering integration in Panzhuang CBM Field, Qinshui Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 120-126.
- [18] 周显俊, 李国富, 李超, 等. 煤矿采空区煤层气地面开发技术及工程应用: 以沁水盆地晋城矿区为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(5): 66-72.
ZHOU Xianjun, LI Guofu, LI Chao, et al. Ground development technology and engineering application of CBM in coal mine goafs: A case study of Jincheng mining area in Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(5): 66-72.
- [19] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 30-42.
XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep (layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 30-42.
- [20] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(9): 59-67.
LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 59-67.
- [21] 秦勇, 申建, 史锐. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(1): 371-387.

- QIN Yong, SHEN Jian, SHI Rui. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(1): 371-387.
- [22] 邹才能, 丁云宏, 卢拥军, 等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 144-154.
- ZOU Caineng, DING Yunhong, LU Yongjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 144-154.
- [23] 张抗, 张立勤, 刘冬梅. 近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 15-28.
- ZHANG Kang, ZHANG Liqin, LIU Dongmei. Situation of China's oil and gas exploration and development in recent years and relevant suggestions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 15-28.
- [24] 刘明亮, 卫浩, 盖玉龙, 等. 中国、美国、欧盟及世界一次能源消费现状与展望[J]. 煤化工, 2022, 50(2): 1-5.
- LIU Mingliang, WEI Hao, GAI Yulong, et al. Current situation and outlook of primary energy consumption in China, US, EU and the world[J]. Coal Chemical Industry, 2022, 50(2): 1-5.
- [25] 中国石油经济技术研究院. 2060年世界与中国能源展望报告(2021版)[R]. 北京: 中国石油经济技术研究院, 2021.
- CNPC ETRI. World and China energy outlook report 2060 (Version 2021) [R]. Beijing: CNPC ETRI, 2021.
- [26] 匡立春, 温声明, 李树新, 等. 低煤阶煤层气成藏机制与勘探突破: 以吐哈—三塘湖盆地为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 33-42.
- KUANG Lichun, WEN Shengming, LI Shuxin, et al. Accumulation mechanism and exploration breakthrough of low-rank CBM in the Tuha-Santanghu Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 33-42.
- [27] 周德华, 陈刚, 陈贞龙, 等. 中国深层煤层气勘探开发进展、关键评价参数与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 43-51.
- ZHOU Dehua, CHEN Gang, CHEN Zhenlong, et al. Exploration and development progress, key evaluation parameters and prospect of deep CBM in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 43-51.
- [28] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. 煤炭学报, 2022, 47(2): 893-905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of microstructure to coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(2): 893-905.
- [29] 毕彩芹, 胡志方, 汤达祯, 等. 煤系气研究进展与待解决的重要科学问题[J]. 中国地质, 2021, 48(2): 402-423.
- Bi Caiqin, Hu Zhifang, Tang Dazhen, et al. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems[J]. Geology in China, 2021, 48(2): 402-423.
- [30] 秦勇, 申建, 沈玉林, 等. 苏拉特盆地煤系气高产地质原因及启示[J]. 石油学报, 2019, 40(10): 1147-1157.
- QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin, et al. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(10): 1147-1157.
- [31] 张遂安, 刘欣佳, 温庆志, 等. 煤层气增产改造技术发展现状与趋势[J]. 石油学报, 2021, 42(1): 105-118.
- ZHANG Suian, LIU Xinjia, WEN Qingzhi, et al. Development situation and trend of stimulation and reforming technology of coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1): 105-118.
- [32] 牛显, 牛煜, 索永录. 煤层原位微生物群落结构和功能预测研究[J]. 煤炭工程, 2022, 54(8): 149-156.
- NIU Xian, NIU Yu, SUO Yonglu. Microbial community structure and function prediction of in-situ coal samples[J]. Coal Engineering, 2022, 54(8): 149-156.
- [33] 袁士义, 马德胜, 李军诗, 等. 二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 828-834.
- YUAN Shiyi, MA Desheng, LI Junshi, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 828-834.
- [34] 张永利, 涂钰滢, 董毓斌, 等. 微波辐射作用下构造煤渗透率变化规律研究[J]. 太原理工大学学报, 2022, 53(6): 1004-1013.
- ZHANG Yongli, TU Yuying, DONG Yubin, et al. Permeability variation of tectonic coal under microwave radiation[J]. Journal of Taiyuan University of Technology, 2022, 53(6): 1004-1013.
- [35] 姜永东, 宋超, 王苏健, 等. 超声波激励下煤层气解吸扩散特性的研究[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(3): 174-179.
- JIANG Yongdong, SONG Chao, WANG Sujian, et al. Study on desorption and diffusion characteristics of coalbed methane under ultrasonic excitation[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(3): 174-179.
- [36] 杨兆中, 袁健峰, 朱静怡, 等. 煤层气注热增产研究进展[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 617-625.
- YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHU Jingyi, et al. Thermal injection stimulation to enhance coalbed methane recovery[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 617-625.
- [37] 张建阔. 激光破岩试验及激光技术在石油工程中的应用[J]. 石油机械, 2017, 45(3): 16-20.
- ZHANG Jiankuo. Experimental study on laser rock breaking and discussion on its application in petroleum engineering[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(3): 16-20.
- [38] 韦波, 李鑫, 田继军, 等. 国内外煤炭地下气化试验及其对新疆煤炭地下气化的启示[J]. 煤炭科技, 2022, 43(4): 27-35.
- WEI Bo, LI Xin, TIAN Jijun, et al. Underground coal gasification trials at home and abroad and its enlightenment to Xinjiang underground coal gasification[J]. Coal Science & Technology Magazine, 2022, 43(4): 27-35.

第一作者简介: 徐凤银(1964-), 男, 陕西佳县人, 博士, 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司教授级高级工程师, 主要从事煤炭、煤层气、石油、天然气地质研究与管理工。地址: 北京市海淀区地锦路7号院1号楼, 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 邮政编码: 100095. Email: xufy518@sina.com.cn

联系作者简介: 侯伟(1981-), 男, 山西潞城人, 博士, 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司高级工程师, 主要从事石油天然气地质研究工作。地址: 北京市海淀区地锦路7号院1号楼, 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 邮政编码: 100095. E-mail: houweinan@163.com

收稿日期: 2022-12-24 修回日期: 2023-04-20

(编辑 衣英杰)