

引用: 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.

“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

徐凤银^{1,2} 王勃³ 赵欣⁴ 云箭⁵ 张双源^{1,2} 王虹雅^{1,2} 杨贇^{1,2}

(1 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司; 2 中石油煤层气有限责任公司; 3 应急管理部信息研究院;

4 中国煤炭地质总局勘查研究总院; 5 中国石油集团安全环保技术研究院有限公司)

摘要: 面对丰富的煤层气资源, 经过30多年的勘探开发, 中国煤层气开发已经走向规模化发展的道路, 但总体进展较为缓慢, 产销量与资源总量总体不相匹配。文章系统梳理中国煤层气发展历史、政策扶持和产业现状, 分析煤层气产业发展面临的问题及原因, 并在此基础上提出了中国煤层气业务可持续发展的技术对策及管理措施与建议。研究表明: (1) 中国煤层气资源研究精细程度不足; (2) 基础理论研究及现场先导性试验工作缺乏; (3) 企业管理模式不完善, 勘探投入不足, 缺少足量专业技术人员。针对这些问题提出了三大关键性技术对策: (1) 加强资源有效性地质研究; (2) 强化技术攻关和综合配套集成; (3) 优选适应性的开发模式和现场实施方案。同时, 结合近年来的政策法规和企业发展现状, 给出了三方面管理措施与建议: (1) 做好现有政策的落实和管理; (2) 强化企业内部的综合管理; (3) 转变对煤层气开发效益的认识, 促进煤层气产业真正成为国民经济重要的补充能源。通过采取以上措施, 将有可能破解中国煤层气开发的技术难题, 推进煤层气业务高质量发展。

关键词: 煤层气; 产业; 技术; 管理; 战略

中图分类号: TE122.11

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.03.002

Thoughts and suggestions on promoting high quality development of China's CBM business under the goal of “double carbon”

Xu Fengyin^{1,2}, Wang Bo³, Zhao Xin⁴, Yun Jian⁵, Zhang Shuangyuan^{1,2}, Wang Hongya^{1,2}, Yang Yun^{1,2}

(1 Zhonglian CBM State Engineering Research Center Co., Ltd.; 2 PetroChina Coalbed Methane Co., Ltd.; 3 Information Research Institute of Emergency Management Department; 4 General Prospecting Institute of China National Administration of Coal Geology; 5 CNPC Research Institute of Safety and Environment Technology Co., Ltd.)

Abstract: China has abundant coalbed methane (CBM) resources. Through more than 30 years of exploration and development, CBM industry in China has entered the stage of large-scale development, but the overall progress is relatively slow, which is characterized by the far less production and sales volumes than the total amount of CBM resources. This paper systematically describes the development history, policy and industry status of China's CBM industry, analyzes the corresponding problems and reasons, and further puts forward the technical and management countermeasures and suggestions for the sustainable development of CBM business. Results show the following deficiencies: (1) No detailed CBM geological study; (2) lack of the basic theoretical research and field pilot test work; (3) incomplete enterprise management mode, insufficient exploration investment, and lack of professional and technical personnel. In view of these problems, three key technical countermeasures are put forward: (1) Enhance geological evaluation of CBM resource; (2) Strengthen technical research and

基金项目: 国家自然科学基金项目“基于煤层气高效排采的煤层水响应机理及产出水动力模型研究”(41872179); 国家科技重大专项“煤层气高效增产及排采关键技术研究”(2016ZX05042)。

第一作者简介: 徐凤银(1964—), 男, 陕西佳县人, 博士, 1993年毕业于中国矿业大学, 教授, 博士生导师, 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司总经理、中石油煤层气有限责任公司副总经理, 现主要从事石油、天然气、煤层气勘探开发技术与管理。地址: 北京市海淀区地锦路7号院1号楼1-5层, 邮政编码: 100095。E-mail: xufy2008@petrochina.com.cn

通信作者简介: 王勃(1979—), 男, 陕西西安人, 博士, 2013年毕业于中国矿业大学, 高级工程师, 现主要从事煤层气勘探开发综合地质、技术研发等方面的研究工作。地址: 北京市朝阳区芍药居35号中煤信息大厦, 邮政编码: 100029。E-mail: wangbo1230038@163.com

收稿日期: 2020-10-15; 修改日期: 2021-04-14

integrated supporting technologies; (3) Optimally select appropriate CBM development mode and field engineering scheme. Furthermore, three management measures and suggestions are proposed on the policies and regulations in recent years and the current situation of CBM companies: (1) Implement the existing policies and strengthen management; (2) Intensify the comprehensive management within the enterprise; (3) Change the understandings on the benefits of CBM development, so as to promote the CBM industry to become an important supplementary energy for the national economy. The above measures will solve the problems and promoting high-quality development of CBM business in China.

Key words: coalbed methane, industry, technology, management, strategy

0 引言

全球煤层气资源总量超过 $260 \times 10^{12} \text{m}^3$, 中国埋深在 2000m 以浅的煤层气资源量为 $30.05 \times 10^{12} \text{m}^3$, 占全球煤层气资源总量的 11.6%, 资源潜力巨大, 前景可期^[1-2]。但多数资源的有效动用程度低, 单井产气量低, 开发技术适应性差, 加之管理措施的不完善, 导致煤层气产业发展总体缓慢。基于此, 以中国石油天然气集团有限公司(简称中国石油)为例, 认真剖析了煤层气勘探开发过程中存在的主要问题和原因所在, 系统提出了推动产业高质量发展的技术途径、管理对策与措施建议。

1 发展历史与现状

1.1 历史回顾

中国早在 1983 年就开展煤层气前期评价和勘探工作, 戴金星等提出沁水盆地的煤成气具有含气远景, 该区可形成中、小型气田^[3]。随后在沁水盆地中北部施工 9 口煤层气普查探井, 其中阳 1 井获得工业气流, 自此掀开了煤层气勘探开发的新篇章。

1992 年以来, 石油、煤炭、地矿三大系统进行煤层气勘探活动。在潘庄井田施工 7 口井组, 试采均获成功^[4]; 1996 年中国石油天然气总公司与地质矿产部、煤炭工业部联合成立了中联煤层气有限责任公司, 同时取得国务院对外合作权, 标志着煤层气开发已经正式被列为新的能源产业。2005 年, 国务院决定成立煤层气国家工程研究中心, 国家发展改革委出台了一系列优惠政策, 中国石油在樊庄区块施工 6 口评价井及晋试 1 井组, 试采均获成功, 之后在沁水盆地樊庄区块钻开发井 100 口, 点燃了煤层气规模开发的“星星之火”, 为后续的“燎原之势”奠定基础^[4]。2008 年 9 月, 中石油煤层气公司成立, 对推动全国煤层气产业发展起到了重要作用。2003—2013 年, 沁水和鄂东两大煤层气产业基地形成; 2014 年以来, 煤层气勘探开发由“低收益回报、低效”向“提高效

益、效率”转变^[5]。截至 2017 年年底, 中国已发现沁水、韩城、保德、临汾、川南、延川南、潘庄、枣园等 26 个煤层气田; 获批煤层气采矿权 13 个, 面积为 1991.88km^2 ^[6-7]。

1.2 政策扶持

国家层面上, 先后出台价格优惠、税收优惠、开发补贴、发电补贴、资源管理、矿权保护、对外合作等多方面优惠政策。“十一五”以来, 连续设立国家科技重大专项, 进行技术攻关。特别是在多次试行天然气统一市场和价格管理的政策背景下, 对于煤层气仍然保持市场调节和价格浮动。省级层面上, 煤层气产业在各省经济中所占比例差别很大, 各地煤层气产业的发展也不均衡, 山西将煤层气产业列为战略性新兴产业; 新疆、贵州等地近年来煤层气产业发展迅速, 相继出台有关政策措施, 鼓励和扶持煤层气产业的发展, 但有待于进一步完善和加强。企业层面上, 中国石油十分重视煤层气产业发展, 在市场配置、技术服务、管理体制和人员调动等方面都给予了大力支持: 一是将煤层气作为主营业务重要组成部分和战略发展经济增长点; 二是设定“十三五”末实现煤层气年商品量 $45 \times 10^8 \text{m}^3$ 目标; 三是成为煤层气业务技术主导者、标准规范制定者和行业发展领跑者; 四是设立“煤层气勘探开发关键技术与示范工程”重大科技专项, 予以推动产业快速发展。

1.3 产业现状

经过 30 多年的不断探索, 中国煤层气产业在勘探开发技术、市场规模方面均取得进展, 但产业发展普遍存在“勘探程度低、单井产气量差、产气量爬坡期长”等瓶颈。

煤层气勘探方面, 据不完全统计, 截至 2020 年年底, 中国累计钻直井 19540 口、水平井 1677 口, 投产 12880 口, 累计探明煤层气地质储量 $9302 \times 10^8 \text{m}^3$ 。勘探领域也不断取得新进展, 从中—高煤阶煤层气的勘探开发拓展到中—低煤阶煤层气的勘探开发, 勘探深

度从 2000m 以浅逐渐拓展到 2500m 以浅^[8]。目前, 中国煤层气资源探明率仅为 2.4%, 远低于天然气资源探明率 (15%)。全国煤层气主要集中分布在 9 个大型聚煤盆地, 但实现规模开发的仅有沁水盆地和鄂尔多斯盆地, 勘探开发程度极不均衡, 可供规模开发的优质资源比例小, 急需寻找后备接替区。

煤层气开发方面, 2020 年全国煤层气产量为 $58.2 \times 10^8 \text{m}^3$, 较 2018 年增加了近 9%, 2018 年主要煤层气企业煤层气产量占比见图 1, 其中中国石油为 $19.63 \times 10^8 \text{m}^3$, 晋煤集团为 $14.3 \times 10^8 \text{m}^3$, 中海油中联公司为 $14.82 \times 10^8 \text{m}^3$, 中石化为 $3.47 \times 10^8 \text{m}^3$, 其他为 $1.19 \times 10^8 \text{m}^3$; 截至 2018 年全国累计产煤层气 $343 \times 10^8 \text{m}^3$, 总投资超过 1000 亿元。2018 年, 沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘已建产能规模约为 $90 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$, 但产能到位率仅为 59.4%, 低品位储量动用难, 日产量低于 500m^3 的井数占总生产井数的 56%, 未能实现效益开发。

煤层气技术方面, 以中国石油为例, 截至 2018 年年底, 已建成沁水、鄂东两大生产基地, 形成煤层气地质选区评价、地球物理、钻完井、压裂、排采、地面集输、经济评价七大技术系列 100 项具体技术。以煤层气直井压裂技术为例, 中国煤层气压裂技术经历了借鉴国外、借鉴砂岩、借鉴页岩及煤层研发 4 个阶段, 经过不断地探索、试验及推广, 形成了“大流量、中砂比、变排量”以活性水压裂为主, 以低温破胶 VES、瓜尔胶、氮气泡沫等为辅的压裂工艺技术 (表 1), 助推了煤层气产业的发展。

总体来说, “十三五”期间, 煤层气产业在技术上初步实现了从二维地震向三维地震、从直井 (丛式井) 向水平井、从中浅层 (埋深小于 1500m) 向中深层的三大转变。但是, 由于中国煤层气开发地区普遍存在地质条件复杂、不同地区开发技术适应性差异大等问题, 重复照搬现有技术方法, 不能有效提高单井产量。如沁南区块东部井区总体煤层埋藏较深、渗透率低、含气量中等、煤阶中等、碎裂结构煤发育; 表现为直斜井压裂裂缝延伸差、支撑剂多堆积在井眼附近、裸眼多分支水平井井眼更易坍塌, 常规开发技术表现为不适应^[9]。因此, 需要通过不断的技术研究和改进, 解决低产气井工程技术不适应性问题的。

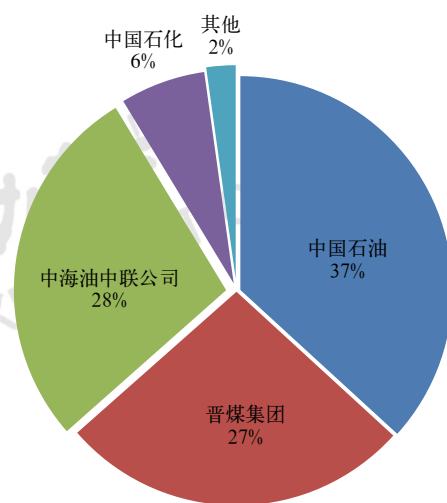


图 1 2018 年主要煤层气企业煤层气产量占比图

Fig.1 Annual CBM production of major CBM companies in 2018

表 1 中国煤层气直井压裂技术发展历程

Table 1 Development of fracturing technology of vertical CBM well in China

时间	压裂液类型	压裂液量 / m^3	砂量 / m^3	排量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	备注
1994—2004 年	冻胶、活性水	200~450	30~40	4~6	借鉴国外, 解堵压裂
2005—2008 年	活性水、VES 清洁压裂液、氮气泡沫、冻胶	400~600	40~80	5~7	借鉴砂岩, 高砂比压裂
2009—2011 年	活性水	550~900	30~50	6~9	借鉴页岩, 缝网压裂
2011 年至今	活性水、低温破胶 VES 清洁压裂液、瓜尔胶、氮气泡沫	400~1000 (大流量)	40~60 (中砂比)	3~8 (变排量)	产品、工具进步, 创新技术试验及推广

2 存在问题及原因分析

中国煤层气产业发展总体缓慢, 与期望目标相差较大, 引起业内外普遍关注^[10-16]。分析其原因, 既有客观的, 也有主观的, 主要表现在资源条件、技术适应性和管理模式 3 个方面。

2.1 资源条件及其研究精细程度

全国煤层气产业发展未达到人们预期, 业内外都很关心资源问题, 而且说法不一。官方公布的 2000m 以浅的 $30.05 \times 10^{12} \text{m}^3$ 煤层气资源量中, 高煤阶煤层气占 32%, 中煤阶煤层气占 37%, 低煤阶煤层气

占31%^[17]；按照现有技术条件估计，可采资源量为 $12.5 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。

长期以来，受一些基础理论研究成果和初期勘探结论的影响，煤层气勘探开发主要集中在中—高煤阶煤层气分布区，对低煤阶煤层气分布区的勘探开发投资严重不足。以中国石油为例，矿权区内煤层气资源量为 $13.4 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，可采资源量为 $5.79 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，沁水、鄂东两个盆地的煤层气可采资源量超过 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ ^[18-19]，多年来的勘探开发精力主要集中在这两个中—高煤阶煤层气盆地。二者的地面煤层气总产量占全国产量的90%以上^[6]。

可采资源量与实际采出资源量偏差较大。由于对资源赋存复杂地质条件的研究精度不够，储量计算标准和规范与实际可开发性之间存在偏差，即使是已经探明的煤层气储量区，投入开发后，在技术层面上仍然存在较大的不确定性，可接替开发后备区块的地质认识不到位，导致目前已有探明储量动用率较低。以樊庄区块为例，不同部位受储量品质差异、研究精细度及可靠性等影响，单井平均产能到位率差异极大，区块南部为160%，区块北部只有68%，相应的日均产气量大于 1000m^3 以上井数的比例分别为68%和44%^[4]。

2.2 技术适应性

截至目前，针对简单地质条件下煤层气开发的技术问题已经解决。但是，对于复杂地质条件的煤层气开发问题，存在两大关键的技术难题尚未解决。

一是煤层气地质基础理论没有大的突破，对不同时代、不同地区煤层气地质条件的差异性研究不够，特别是对煤储层本身的精细评价不到位，导致与地质条件相适应的勘探开发井型、井网部署具有一定盲目性。以郑庄东大井区为例，前期布井因未精细刻画区块的断层性质、产状、规模及陷落柱分布特点，导致煤层钻遇率低；后期利用AVO反演、吸收与衰减属性、多属性聚类分析及子波分解与重构等技术，精细评价区块的含气性及构造特征，据此部署9口水平井，并根据新三维地震资料调整7口水平井井位和轨迹，新完钻水平井钻探效果（钻遇率）明显提高^[20]。

二是现场先导性试验工作量不够，在储量申报获批后未开展煤层气开发前期评价工作，导致与不同煤层气地质条件相适应的钻井、压裂、排采配套技术没有完全形成，使得单井日产气量过低或废弃井过多，一时难以达到预期目标。以樊庄区块为例，在开发早期阶

段，未开展三维地震采集与解释工作，且二维地震范围也很有限，在钻遇的2000余口直井中有1000余口井低产。其中，33%的井钻遇断层、陷落柱，15%的井钻遇构造煤发育区，27%的井钻遇应力集中区，25%的井钻遇低渗透区^[21]。后期采取疏导式开发工程技术、现场先导试验可控水平井技术、耦合降压排采技术、低前置比快速返排压裂技术等，试验的新井单井具有见气时间短、提产能力强的产气特征，先导试验单井日增产气量达到 $200 \sim 1000 \text{m}^3$ （图2），试验见到了一定效果^[13]。

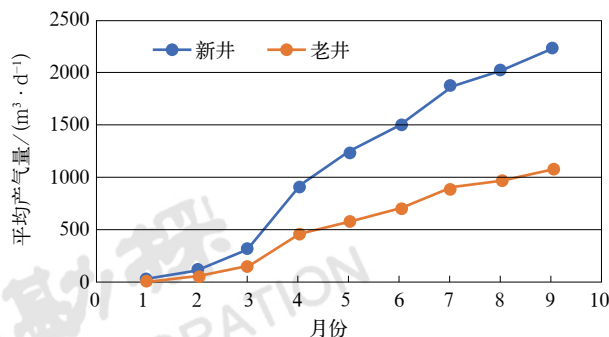


图2 樊庄新井与老井同期产气量对比图^[13]

Fig.2 Comparison of CBM production between new wells and adjacent old wells in Fanzhuang Block^[13]

2.3 管理模式

由于历史原因，多数资源条件相对好的区块掌控在合作开发商手中，而这些区块的勘探开发投资明显不足。统计分析中国煤层气勘探历年投入数据，2012年勘探投资力度最大，为6.36万元/ km^2 ，自此呈下降趋势，2017年仅为3.24万元/ km^2 ^[7]。

同时，煤层气专业技术人员总体数量少、力量薄弱，与煤层气开发难度大的现状匹配度较低；投资者对开发煤层气综合效益的认识不够全面，对煤层气开发难度大的认识不到位，导致投资热情不足，出现时冷时热的局面。

此外，尽管出台了相关的技术标准，但标准执行与创新科技融合、现场实际应用的匹配度不够，尚需通过不断完善标准化体系来提升企业的标准化管理模式，实现科技转化，助推煤层气产业的高质量发展。

3 技术关键与对策

3.1 加强资源有效性的地质研究

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、构造变动多样和复杂等一系列特点，

对煤层的破坏作用强烈,成藏条件复杂,气藏类型多样^[22]。含煤地层和不同煤层,甚至是同一煤层,横向、纵向均具有很强的非均质性。与美国、加拿大相比,中国煤层气总体开发难度要大得多。这些特点客观存在且无法改变,必然给高效开发带来许多挑战。因此,资源有效性研究就成为实现煤层气高效开发的前提和基础,对寻求与之相适应的技术措施起决定性作用。解决这一难题的技术关键与对策是:有区别地扎扎实实分3个层次开展工作,真正搞清现有煤层气资源赋存条件及其可开发性。

第一个层次:对于公认的资源条件好、即将投入开发的成熟区块,以开发方案作为上钻主要依据的同时,还应针对不同煤层的非均质性,在区块内部

具体确定井位时,进行横向、纵向上的精细描述和分区分类评价,选择与地质条件相适应的井型和井网(图3)^[23],确保钻探成功率,利用成熟开发技术开展产能建设。例如,沁水盆地南部煤储层具有煤阶高、吸附能力强、含气量高、孔隙度低、双峰态孔隙结构、渗透率低、压力梯度低等特点。根据这些地质特点,以煤层吸附解吸模型、渗流理论为指导,建立“复合V形”(由多个类似V形分支井组成)井型模型,利用数值模拟技术对水平井井型基本要素进行对比论证,优选参数,优化井底结构指标,投产“复合V形”井102口,产气井78口,单井日均产气量为4498m³,约为直井的4.6倍,产气效果显著^[20]。

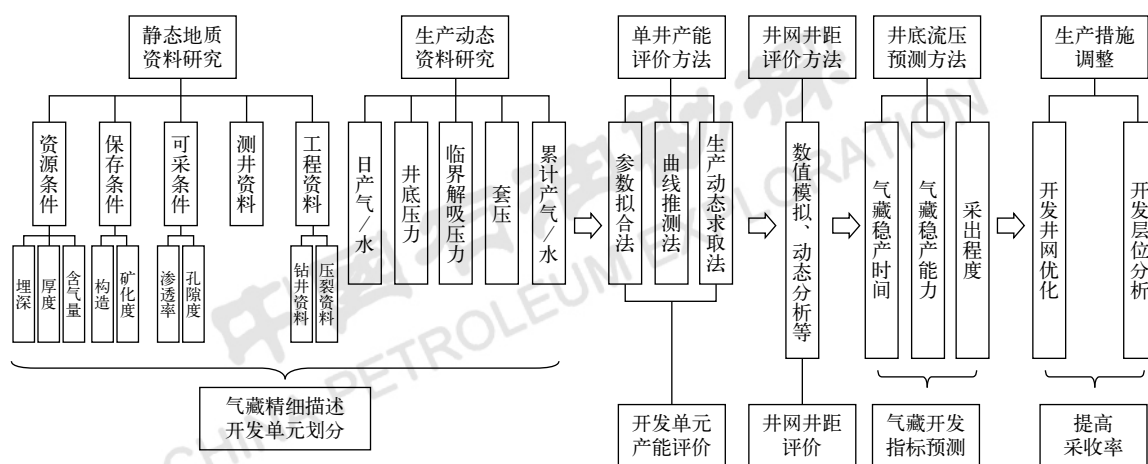


图3 煤层气藏精细描述与产能评价技术路线流程图^[23]

Fig.3 Technology roadmap of CBM reservoir fine description and productivity evaluation^[23]

第二个层次:对于现有煤层气探明储量区,不能简单按照探明储量数量和分布确定开发方案,而要进一步重新评估储量的有效性。按照现有标准提交的煤层气探明储量仍有很多不确定性,必须针对探明储量区开展开发前期评价工作,规范煤层气勘探开发程序,重新进行试采评价,确定适用性技术,优选具备开发条件的可靠区块编制开发方案。在此基础上,借鉴第一个层次的相关做法开展产能建设,力求实现高效开发。例如,保德煤层气田作为全国首个探明的中—低煤阶煤层气田,2011年探明煤层气地质储量为 $183.63 \times 10^8 \text{m}^3$,技术可采储量为 $91.82 \times 10^8 \text{m}^3$;2018年9月,按照储量规范,结合煤层气自身的产出机理和开发特点,利用动态资料,采用体积法对2011年提交的探明储量进行复算,复算结果显示煤层气探明储量增加 $29.86 \times 10^8 \text{m}^3$,技术可采储量增

加 $19.12 \times 10^8 \text{m}^3$ ^[24]。

第三个层次:对于其他经过资源评价且拥有矿权的区块,应系统性地开展新一轮资源精细评价,针对现有配套技术成果,进一步寻求新的“甜点区”或可开发区。特别要注重认识和评价煤层形成过程中伴生并运移到煤系地层其他岩层中的“煤系气”,这部分资源数量大、分布广,很容易成为煤层气的重要补充资源,在充分开展储层精细描述和开发前期评价工作的基础上,寻求合理的开发途径,使其尽快变为有效储量和产量。例如,黔西松河井田煤储层具有高温、超压、高含气量的特点,适宜进行煤层气地面开发,而“煤系气”主要赋存于龙潭煤系多个煤层及邻近细砂岩、粉砂岩中,具备多煤层共采、“煤系气”共采的资源及开发条件^[25]。

目前,若要真正扭转煤层气产业进展缓慢的局

面,关键是需要打破长期以来对具备煤层气资源条件的众多地区形成的一些固有认识和结论,重新开展上述3个层次的工作,避免受到以往一些不符合客观实际结论的影响,或贻误战机,或盲目上钻造成浪费。特别是随着深部煤层气勘探开发工作的深入,资源量将会发生数量级的变化。例如,对于中国石油矿权区来说,煤层气资源量大于 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ 的盆地有鄂尔多斯、沁水、准噶尔、滇黔桂、吐哈、二连、海拉尔、伊犁等,总面积为 $12.66 \times 10^4 \text{km}^2$,可采资源量约为 $3.42 \times 10^{12} \text{m}^3$ ^[26],需要重新开展资源的分级分类和地质条件的评价,分层次优选出有利开发区。

3.2 强化技术攻关和综合配套集成

煤层气开发是一项复杂的系统工程,不能简单地依靠某一单项技术。经过多年的攻关和探索,目前国内外已经形成了地质评价、地球物理、钻完井、压裂改造、排采、地面集输、经济评价七大技术系列^[20,27-37]。这些技术本身都具有一定的创新性,也在煤层气勘探开发中发挥了重要作用。但是,受煤层气地质条件复杂、开发难度大、投资效益低等多种因素的影响,一些先进的单项技术,包括“甜点区”预测、井身轨迹优化、煤储层保护、水平井筛管完井、多分支水平井钻井、分段压裂、定量化自动化排采、橇装化集输、采出水处理等,没有得到及时、高效地普及和推广应用,更没有很好地实现配套集成和综合应用。因此,需要开展地质、工程的一体化评价,即在精细刻画地质特征的基础上,对工程技术的适用性进行分类评价,集成和构建合理、科学的配套技术系列和模式。

井身轨迹优化方面,针对鄂东地区深层煤层渗透性差、煤系地层砂岩储层分布变化大等难题,采用煤层气小曲率半径定向井优化技术,在韩城区块成功试验2口小曲率半径定向井,2口井在煤层以上100m左右造斜,入层井斜角达 $84^\circ \sim 88^\circ$,煤层进尺由常规定向井的6m左右增加到90~100m,大幅增加了煤层的泄压面积,产气量明显提高^[23]。

排采方面,针对资源潜力较高的低产、低效井和受煤矿开采影响面临关停的井,可采用负压排采技术,井口安装负压设备,通过降低套管压力,增大煤层与井筒内生产压差,达到气井增产目的。利用该技术在鄂尔多斯盆地东缘保德区块王家岭煤矿附近的保4-08井组开展试验,该井组位于煤矿回采面附近,产气量呈明显衰减趋势。安装负压排采设备并试验

30d后,井组日产气量由 2640m^3 上升至 3578m^3 ,单井产量提高30%以上,目前稳定在 3100m^3 ,试验效果明显^[23]。

技术配套集成和综合应用方面,以郑庄区块为例,华北油田于开发初期在该区块实施裸眼多分支水平井40余口,由于该技术存在“成井率低、井眼易垮塌”等特点,导致整体产气效果差,单井产气量小于 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 的水平井占51%,单井平均日产气量约为 3000m^3 ^[38]。为提高产气效果,华北油田专业技术人员在剖析产气量影响因素的基础上,科学分类地开展储层评价,集成井身轨迹优化、煤储层保护、水平井筛管完井、多分支水平井钻井、分段压裂等技术,构建了高煤阶煤层气高效开发工程技术模式。将该区拟实施的裸眼多分支水平井技术改为单支水平井+分段压裂技术,实施的6口井增产效果明显^[39]。

煤层气开发缓慢的关键在于单项技术的配套集成和综合应用不到位,而寻求技术配套集成和综合应用的前提就是精细研究资源地质条件。因此,关键对策仍然是在加大资源条件研究力度的基础上,紧密围绕“如何提高单井产量和整体采收率”主题,从资源评价、方案优选、钻完井、压裂、排采等各个环节入手,下大功夫进行不同煤层单采或合采的综合性技术试验和集成配套创新,见到效果后普遍推广,最大限度地提高单井产量和综合采收率。

3.3 优选适应性的开发模式和现场实施方案

煤层气开发的基本特点是低产、多井、见效缓慢,但综合开发效益的高低取决于技术应用和综合管理的精细程度。提高综合开发效益的技术关键是开发模式的合理选择,也就是根据不同地质条件,选择合理的井网井型和相适应的开发技术。其中,特别要充分考虑煤层在横向、纵向上构造破坏程度的差异性和非均质性,进行井位的动态调整。同一区块内部,同一空间位置纵向上的不同煤层,或同一煤层的不同位置,甚至同一煤层内部的小层之间,煤体结构、煤岩煤质也会千差万别,必须采用不同的针对性技术措施,才能形成相适应的开发配套技术和开发效果,真正获得高产或高效。以鄂尔多斯盆地东缘韩城区块为例,在对地质、压裂及排采等动态资料分析的基础上,提出了跨层压裂、封层堵水等适用性的老井挖潜技术,试验井应用效果显著,9口老井采用跨层压裂改造,平均井底压力由0.13MPa提高到1.43MPa,

平均日产气量由 40m^3 提高到 2491m^3 ，平均日产水量由 0.39m^3 提高到 4.01m^3 ，最高产气井（韩1井）日产气量为 5431m^3 （图4）^[40]，累计产气量提高了 $3500 \times 10^4\text{m}^3$ 。

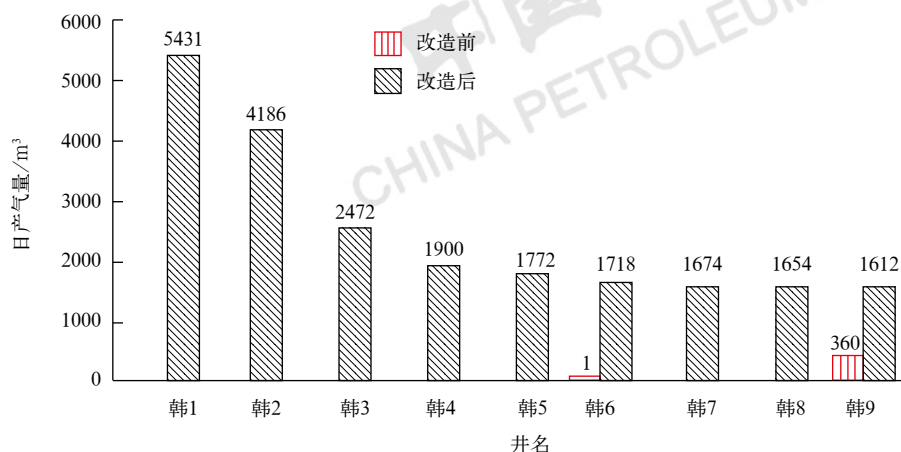


图4 韩城区块9口老井改造前后日产气量对比图^[40]

Fig.4 Comparison of daily CBM production before and after fracturing treatment of nine wells in Hancheng Block^[40]

在总体开发方案确定后，井位部署前还必须对区块内部进行进一步系统性分区研究，确定更为精细的地质特点和差异性，有区别地选择井型和相对应的钻井工艺，以及后续的压裂、排采技术措施，尽量做到“一类一井一措施”，避免大批量、同方案、同模式、同时上钻。按照这一思路，可以对以往做过勘探试验的区块重新进行新一轮评价，力争在某些区块真正意义上获得突破，从而带动和扩大到其他区块，解放出更多以往被否定的区块。对于中国石油来说，即使在沁水和鄂东地区已投入开发的低效区块，也可以重新开展“煤储层地质非均质性”的精细研究，以便“激活”低产区或不产气井。以郑庄区块为例，华北油田在该区建立水平井、直井盘活模型，据此部署44口水平井和166口直井，实现了耦合降压生产，区块产气量大幅提升，日产气量由 $45 \times 10^4\text{m}^3$ 上升至 $60 \times 10^4\text{m}^3$ ^[41]。

4 管理措施与建议

国内煤层气产业发展30多年的历史证明，煤层气业务受到很多复杂因素的制约。既要面对复杂多变的地质条件，又要攻克许多技术难题，还要放眼多方面的利益所在。只有加强管理，持之以恒，不断加大投入，才是尽快扩大产业规模，降低开发成本，提高开发效益，实现可持续快速发展的前提。

4.1 做好现有政策的落实和管理

多年来，国家出台了一系列政策法规。在价格方

面，煤层气价格按市场经济原则，由供需双方协商确定，国家不限价（国办通〔1997〕8号）。在税收方面，对煤层气勘探开发作业的设备等免征进口关税和进口环节增值税（财关税〔2006〕13号），实行增值税先征后退政策（财税〔2007〕16号）。在开发补贴方面，关于《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》的补充通知（财建〔2019〕298号）规定，2018年补贴标准为0.3元/ m^3 ，自2019年起按照“多增多补”的原则，对超过上年开采利用量的，按照超额程度给予梯级奖补，相应地对未达到上年开采利用量的，按照未达标程度扣减奖补资金；同时，对取暖季生产的非常规天然气增量部分，给予超额系数折算，体现“冬增冬补”。在资源管理方面，从事煤层气勘查开采的企业，2020年前可按国家有关规定申请减免探矿权使用费和采矿权使用费，对地面抽采煤层气暂不征收资源税（财税〔2007〕16号）。在矿权保护方面，“坚持采气采煤一体化，依法清理并妥善解决煤层气和煤炭资源矿业权交叉问题”（国办发〔2006〕47号）。这些政策看起来比较全面，但没有完全落实，有些甚至只停留在名义上，没有形成良好的氛围，导致煤层气开发总体成本高，投资及市场环境差、效益低，特别在当前天然气市场不稳定情况下，更是缺乏竞争性，制约着企业投资积极性。

一是进一步发挥政府职能，积极推进地面煤层气抽采产业发展、煤矿瓦斯防治及废弃煤矿瓦斯综合治理一体化合作；完善相关政策措施，制定煤层气、煤炭开发统一规划，做到无缝衔接；切实按照沁南、潞

安、三交等合作模式落实好“先采气、后采煤”要求,实现资源充分利用,最好是煤炭企业着重煤矿井下瓦斯抽采,其他公司着重地面开采。二是全国建立统一的信息管理系统,强化信息渠道,实现资源共享,避免无序竞争和重复性投资。包括两个方面:企业内部应加强煤层气田的数字化建设,国家层面应加强行业技术与产业信息的统计和交流发布;建立煤层气各个技术环节统一的行业规范和标准。

4.2 强化企业内部的综合管理

煤层气开发的特殊性决定了它与油气田勘探开发的管理模式完全不同,无论是技术人员,还是管理人员,都必须经过长期的实践探索和培养,应具备过硬的煤层气专业技术和管理素质,需要付出比传统油气田开发更多的努力。

建议:一是企业内部应做好现有队伍的培养和稳定管理。深入挖掘现有专业人员潜力,充分调动积极性,使人尽其才。特别应培养一批具备较高专业水平的技术骨干和管理骨干,使其全身心地投入到煤层气事业当中;二是积极推动合作区块的开发节奏,使煤层气企业之间强强联合,取长补短,提升项目执行力;三是节奏可以加快,程序不能逾越,严格按照勘探开发程序,扩大后备区块和可开发资源接替;四是积极拓展煤层气市场和争取各级政府支持。

4.3 转变对煤层气开发效益的认识

煤层气除了作为补充能源外,其应用可以减少煤矿瓦斯事故、降低环境污染、实现碳中和目标等重要的社会效益和生态效应。因此,对煤层气投资与回报效益的认识应是综合性或系统性的,政府层面和企业投资者都应从如何有利于加快煤层气行业发展的角度出发,充分调动企业的积极性。对于中国石油这种同时承担经济责任、社会责任和政治责任的煤层气开发企业来说,在强调投资回报的同时,还应兼顾企业的社会责任和政治担当。

建议:一是对煤层气企业的考核方式应综合考虑社会和政治两方面的特殊因素,而不应简单以获取利润来衡量。国家层面为什么很在乎煤层气产量,出台那么多优惠政策扶持,很大程度上体现的就是社会和政治意义,并不完全依靠煤层气作为补充能源。那么,对煤层气业务特殊的政策和投资额度,与其带来的社会和政治影响相比确实也是微不足道的。二是按照国家下达的煤层气产业发展规划应坚持持续投资。规划

的顺利实现必须靠足够的投资来保证,而企业对煤层气的投资决策不能简单以回报率来决定,应坚持综合性、战略性、长远性,切勿受一时一地市场的影响而或冷或热,确保投资综合效果。三是应全过程综合衡量低成本战略。成本控制应主要依靠技术进步,重点在于提高单井产量,减少低效井或空井,降低技术应用的操作成本,延长煤层气井产气寿命,提高整体开发效益。

5 结语

总之,煤层气开发难度大、见效慢、意义极其重大,产业发展任重道远。目前正面临资源有效性认识不足,技术适应性不强,管理模式有待提高等问题。因此,建议以扎实的理论与技术为指导,结合大量实践及正确的管理思路,从煤层气自身特殊条件和客观规律出发,按照煤层气勘探开发程序,开展开发地质研究与资源有效性精细化评价、钻井—压裂—排采等综合性配套集成工程技术攻关及地质—工程一体化开发技术研究等工作。同时,转变管理思路,加强现有优惠政策的落实,强化企业内部的综合管理体制,建立现代化企业管理制度,积极利用实现碳达峰、碳中和目标的有利时机,开展 UCG(煤炭地下气化)、CCUS(二氧化碳捕集与封存)和大数据技术综合应用与评价,实施全过程低成本战略。

参考文献

- [1] 穆福元, 仲伟志, 朱杰. 中国煤层气产业进展与思考[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
Mu Fuyuan, Zhong Weizhi, Zhu Jie. CBM industry progress in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [2] 门相勇, 韩征, 高白水, 等. 我国煤层气勘查开发现状与发展建议[J]. 中国矿业, 2017, 26(增刊 2): 1-4.
Men Xiangyong, Han Zheng, Gao Baishui, et al. Present situation and development suggestion of CBM exploration and development in China[J]. China Mining Magazine, 2017, 26(S2): 1-4.
- [3] 戴金星, 戚发厚. 从煤成气观点评价沁水盆地含气远景[J]. 石油勘探与开发, 1981, 8(6): 19-33.
Dai Jinxing, Qi Fahou. Evaluation of gas potential in Qinsui Basin from the viewpoint of coal formed gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 1981, 8(6): 19-33.
- [4] 赵贤正, 朱庆忠, 孙粉锦, 等. 沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J]. 煤炭学报, 2015, 40(9): 2131-2136.
Zhao Xianzheng, Zhu Qingzhong, Sun Fenjin, et al. Practice of coalbed methane exploration and development in Qinsui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(9): 2131-2136.
- [5] 朱庆忠, 左银卿, 杨延辉. 如何破解我国煤层气开发的技术难题——以沁水盆地南部煤层气藏为例[J]. 天然气工业, 2015, 35(2):

- 106–109.
- Zhu Qingzhong, Zuo Yinqing, Yang Yanhui. How to solve the technical problems in the CBM development: a case study of CBM gas reservoir in the southern Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015,35(2):106–109.
- [6] 中华人民共和国石油天然气勘查开采区块登记状况图册编纂委员会. 中华人民共和国石油天然气勘查开采区块登记状况图册[R]. 北京: 中华人民共和国自然资源部, 2018.
- Compilation Commission of the Registration Status of Oil and Gas Exploration and Production Blocks of the PRC. The registration status of oil and gas exploration and production blocks[R]. Beijing: Ministry of Natural Resources of the PRC, 2018.
- [7] 门相勇, 韩征, 宫厚健, 等. 新形势下中国煤层气勘探开发面临的挑战与机遇[J]. *天然气工业*, 2018,38(9):10–16.
- Men Xiangyong, Han Zheng, Gong Houjian, *et al.* Challenges and opportunities of CBM exploration and development in China under new situations[J]. *Natural Gas Industry*, 2018,38(9):10–16.
- [8] 李辛子, 王运海, 姜昭琛, 等. 深部煤层气勘探开发进展与研究[J]. *煤炭学报*, 2016,41(1):24–31.
- Li Xinzi, Wang Yunhai, Jiang Zhaochen, *et al.* Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016,41(1):24–31.
- [9] 朱庆忠, 刘立军, 陈必武. 高煤阶煤层气开发工程技术的适应性及解决思路[J]. *石油钻采工艺*, 2017,39(1):92–96.
- Zhu Qingzhong, Liu Lijun, Chen Biwu. Inadaptability of high-rank CBM development engineering and its solution idea[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017,39(1):92–96.
- [10] 陈永武, 胡爱梅. 中国煤层气产业形成和发展面临的机遇与挑战[J]. *天然气工业*, 2000,20(4):19–23.
- Chen Yongwu, Hu Aimei. Opportunities and challenges for the formation and development of coalbed methane industry in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2000,20(4):19–23.
- [11] 张遂安, 张典坤, 彭川, 等. 中国煤层气产业发展障碍及其对策[J]. *天然气工业*, 2019,39(4):118–124.
- Zhang Suian, Zhang Diankun, Peng Chuan, *et al.* Obstacles to the development of China's coalbed methane industry and countermeasures[J]. *Natural Gas Industry*, 2019,39(4):118–124.
- [12] 罗平亚. 关于大幅度提高我国煤层气井单井产量的探讨[J]. *天然气工业*, 2012,33(6):1–6.
- Luo Pingya. Discussion on greatly increasing single well production of coalbed methane in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2012,33(6):1–6.
- [13] 朱庆忠, 杨延辉, 左银卿, 等. 中国煤层气开发存在的问题及破解思路[J]. *天然气工业*, 2018,38(4):96–100.
- Zhu Qingzhong, Yang Yanhui, Zuo Yinqing, *et al.* Problems and solutions in CBM development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2018,38(4):96–100.
- [14] 秦勇, 申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. *石油学报*, 2016,37(1):125–136.
- Qin Yong, Shen Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016,37(1):125–136.
- [15] 孙茂远, 范志强. 中国煤层气开发利用现状及产业化战略选择[J]. *天然气工程*, 2007,28(3):1–5.
- Sun Maoyuan, Fan Zhiqiang. Development and utilization status of coalbed methane in China and selection of industrialization strategy[J]. *Natural Gas Engineering*, 2007,28(3):1–5.
- [16] 牛彤, 晁坤. 我国煤层气产业发展中存在的问题与对策[J]. *太原理工大学学报: 社会科学版*, 2011,29(4):23–26.
- Niu Tong, Chao Kun. Problems and Countermeasures in the development of coalbed methane industry in China[J]. *Journal of Taiyuan University of Technology: Social Science Edition*, 2011,29(4):23–26.
- [17] 穆福元, 王红岩, 吴京桐, 等. 中国煤层气开发实践与建议[J]. *天然气工业*, 2018,38(9):55–60.
- Mu Fuyuan, Wang Hongyan, Wu Jingtong, *et al.* Practice and suggestions on CBM development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2018,38(9):55–60.
- [18] 庚勤, 陈浩, 王权, 等. 煤层气技术可采资源量预测方法研究[J]. *中国煤层气*, 2016,13(5):3–7.
- Geng Meng, Chen Hao, Wang Quan, *et al.* Study on prediction method of recoverable resources of coalbed methane technology[J]. *China Coalbed Methane*, 2016,13(5):3–7.
- [19] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. *中国石油勘探*, 2020,25(2):1–13.
- Li Guoxin, Zhu Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020,25(2):1–13.
- [20] 赵贤正, 杨延辉, 孙粉锦, 等. 沁水盆地南部高阶煤层气成藏规律与勘探开发技术[J]. *石油勘探与开发*, 2016,43(2):303–309.
- Zhao Xianzheng, Yang Yanhui, Sun Fenjin, *et al.* Rules of high rank coalbed methane accumulation and exploration and development technology in the south of Qinshui Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016,43(2):303–309.
- [21] 朱庆忠, 杨延辉, 陈龙伟, 等. 我国高煤阶煤层气开发中存在的问题及解决对策[J]. *中国煤层气*, 2017,14(1):3–6.
- Zhu Qingzhong, Yang Yanhui, Chen Longwei, *et al.* Problems and countermeasures in the development of high rank CBM in China[J]. *China Coalbed Methane*, 2017,14(1):3–6.
- [22] 王勃, 巢海燕, 郑贵强, 等. 高、低煤阶煤层气藏地质特征及控气作用差异性研究[J]. *地质学报*, 2008,82(10):1396–1401.
- Wang Bo, Chao Haiyan, Zheng Guiqiang, *et al.* Study on reservoir forming characteristics and difference of gas control effect of high and low rank coalbed methane[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2008,82(10):1396–1401.
- [23] 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.
- [24] 张雷, 郝帅, 张伟, 等. 中低煤阶煤层气储量复算及认识——以鄂尔多斯盆地东缘保德煤层气田为例[J]. *石油实验地质*, 2020,42(1):151–159.
- Zhang Lei, Hao Shuai, Zhang Wei, *et al.* Recalculation and understanding of middle and low rank coalbed methane reserves: a case study of Baode Coalbed Methane Field on the eastern edge of Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020,42(1):151–159.
- [25] 易同生, 周效志, 金军. 黔西松河井田龙潭煤系煤层气一致密气成藏特征及共探共采技术[J]. *煤炭学报*, 2016,41(1):212–220.
- Yi Tongsheng, Zhou Xiaozhi, Jin Jun. Reservoir forming characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane & tight gas in Songhe Field, western Guizhou[J]. *Journal of China*

- Coal Society, 2016,41(1):212-220.
- [26] 国土资源部油气资源战略研究中心. 煤层气资源动态评价[M]. 北京:地质出版社, 2017.
- MLR Strategic Research Center for Oil and Gas resources. Dynamic evaluation of coalbed methane resources[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2017.
- [27] 徐凤银, 李曙光, 王德桂. 煤层气勘探开发的理论和技术发展方向[J]. 中国石油勘探, 2008,13(5):1-6.
- Xu Fengyin, Li Shuguang, Wang Degui. Theory and technology development direction of coalbed methane exploration and development[J]. China Petroleum Exploration, 2008,13(5):1-6.
- [28] 王玫珠, 王勃, 孙粉锦, 等. 沁水盆地煤层气富集高产区定量评价[J]. 天然气地球科学, 2017,28(7):1108-1114.
- Wang Meizhu, Wang Bo, Sun Fenjin, *et al.* Quantitative evaluation of coal bed methane enrichment and high yield area in Qinshui Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017,28(7): 1108-1114.
- [29] 朱卫平, 甄怀宾, 刘曰武, 等. 煤层气复杂渗流机制下水平井压裂参数优化研究[J]. 中国石油勘探, 2019,24(6):822-830.
- Zhu Weiping, Zhen Huaibin, Liu Yuewu, *et al.* Study on optimization of fracturing parameters for horizontal wells under complex flow mechanism of coalbed methane[J]. China Petroleum Exploration, 2019,24(6):822-830.
- [30] 高德利, 鲜保安. 煤层气多分支井身结构设计模型研究[J]. 石油学报, 2007,28(6):113-117.
- Gao Deli, Xian Baoan. Study on structural design model of multi branch shaft of coalbed methane[J]. Journal of Petroleum, 2007,28(6):113-117.
- [31] 唐建信, 张鑫, 宋鸿璐, 等. 偏心电位法测定煤层气井裂缝参数的尝试和探讨[J]. 中国石油勘探, 2020,25(6):129-134.
- Tang Jianxin, Zhang Xin, Song Honglu, *et al.* Trial and discussion on measuring fracture parameters of coalbed methane wells by eccentric potential method[J]. China Petroleum Exploration, 2020,25(6):129-134.
- [32] 崔树清, 王凤锐, 刘顺良, 等. 沁水盆地南部高阶煤层多分支水平井钻井工艺[J]. 天然气工业, 2011,31(11):18-21,119.
- Cui Shuqing, Wang Fengrui, Liu Shunliang, *et al.* Drilling technology of multi branch horizontal well in high rank coal seam in South Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011,31(11): 18-21,119.
- [33] 张聪, 李梦溪, 王立龙, 等. 沁水盆地南部樊庄区块煤层气井增产措施与实践[J]. 天然气工业, 2011,31(11):26-29,120.
- Zhang Cong, Li Mengxi, Wang Lilong, *et al.* Stimulation measures and practice of coalbed methane wells in Fanzhuang block, southern Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(11):26-29,120.
- [34] 秦勇, 汤达祯, 刘大锰, 等. 煤储层开发动态地质评价理论与技术进展[J]. 煤炭科学技术, 2014,42(1):80-88.
- Qin Yong, Tang Dazhen, Liu Dameng, *et al.* Theory and technology progress of dynamic geological evaluation of coal reservoir development[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(1):80-88.
- [35] 秦义, 李仰民, 白建梅, 等. 沁水盆地南部高阶煤层气井排采工艺研究与实践[J]. 天然气工业, 2011,31(11):22-25,119-120.
- Qin Yi, Li Yangmin, Bai Jianmei, *et al.* Research and practice of high rank coalbed methane drainage technology in the south of Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011,31(11): 22-25,119-120.
- [36] 田炜, 陈洪明, 梅永贵, 等. 沁水盆地南部樊庄区块地面集输工艺优化与思考[J]. 天然气工业, 2011,31(11):30-33,120-121.
- Tian Wei, Chen Hongming, Mei Yonggui, *et al.* Optimization and consideration of surface gathering and transportation technology in Fanzhuang block in the south of Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011,31(11): 30-33,120-121.
- [37] 李铭, 孔祥文, 夏朝辉, 等. 澳大利亚博文盆地煤层气富集规律和勘探策略研究——以博文区块 Moranbah 煤层组为例[J]. 中国石油勘探, 2020,25(4):65-74.
- Li Ming, Kong Xiangwen, Xia Zhaohui, *et al.* Study on coalbed methane enrichment laws and exploration strategies in the Bowen Basin, Australia: a case of Moranbah coal measures in the Bowen block[J]. China Petroleum Exploration, 2020,25(4):65-74.
- [38] 朱庆忠, 刘立军, 陈必武, 等. 高阶煤层气开发工程技术的不适应性及解决思路[J]. 石油钻采工艺, 2017,39(1):92-96.
- Zhu Qingzhong, Liu Lijun, Chen Biwu, *et al.* Inadaptability of high-rank CBM development engineering and its solution idea[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017,39(1): 92-96.
- [39] 朱庆忠, 杨延辉, 王玉婷, 等. 高阶煤层气高效开发工程技术优选模式及其应用[J]. 天然气工业, 2017,37(10):27-34.
- Zhu Qingzhong, Yang Yanhui, Wang Yuting, *et al.* Optimal geological-engineering models for highly efficient CBM gas development and their application[J]. Natural Gas Industry. 2017,37(10):27-34.
- [40] 王成旺, 冯延青, 杨海星, 等. 鄂尔多斯盆地韩城区块煤层气老井挖潜技术及应用[J]. 煤田地质与勘探, 2018,46(5):212-218.
- Wang Chengwang, Feng Yanqing, Yang Haixing, *et al.* Potential-tapping technology and its application in old CBM wells in Hancheng block of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2018,46(5):212-218.
- [41] 朱庆忠, 鲁秀芹, 杨延辉, 等. 郑庄区块高阶煤层气低效产能区耦合盘活技术[J]. 煤炭学报, 2019,44(8):2547-2555.
- Zhu Qingzhong, Lu Xiuqin, Yang Yanhui, *et al.* Coupled activation technology for low-efficiency productivity zones of high-rank coalbed methane in Zhengzhuang block, Shanxi, China[J]. Journal of China Coal Society, 2019,44(8):2547-2555.