

### 中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考

叶建平

引用本文:

叶建平. 中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 114–127.

YE Jianping. China's CBM exploration and production and associated technological advancements: A review and reflections[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(1): 114–127.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.11.0723>

### 您可能感兴趣的其他文章

#### Articles you may be interested in

##### 鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发历程与启示

Exploration and development process of coalbed methane in eastern margin of Ordos Basin and its enlightenment

煤田地质与勘探. 2022, 50(3): 30–41 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.12.0823>

##### 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

Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin

煤田地质与勘探. 2023, 51(1): 115–130 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.06.0503>

##### 鄂尔多斯盆地神木佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力

Deep coalbed methane resources in the Shennmu–Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation

煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 70–80 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.07.0436>

##### OVT域处理技术在沁水盆地深部煤层气勘探中的应用

The application of OVT domain processing technology in deep CBM exploration in Qinshui Basin

煤田地质与勘探. 2020, 48(6): 93–102 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2020.06.013>

##### 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示

Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin

煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 1–12 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0645>

##### 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示

Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications

煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 23–32 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0698>



叶建平. 中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 114–127. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.11.0723

YE Jianping. China's CBM exploration and production and associated technological advancements: A review and reflections[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(1): 114–127. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.11.0723

移动阅读

# 中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考

叶建平

(中国海洋石油有限公司, 北京 100010)

**摘要:** 【目的和方法】整理研究大量科技文献和煤层气勘探开发项目技术资料, 对比分析煤层气关键技术发展脉络和最新进展, 回顾了 30 多年来我国煤层气勘探开发历程, 讨论了煤层气勘探开发面临的理论和技术挑战, 提出了未来煤层气发展方向。【进展】结果显示, 深层(深部)煤层气吸附态、游离态转换变化是一个重大理论认识, 勘探开发思想认识的突破和近钻头地质导向技术、水平井分段多级体积压裂技术的创新应用, 成就了我国深层煤层气开发的新局面, 深层煤层气成藏机理及成藏模式、勘探开发评价方法及其煤层气生产规律的认识是近年来的重要进展, 地质工程一体化是开展有利区预测评价、井位部署、适配性技术研发等的有效方法。丛式水平井井组部署及其与直井/定向井组相结合的部署、水平井分段多级体积压裂改造、无杆举升智能化排采, 构成了当前最为先进的煤层气开采综合技术体系。薄煤层煤层气实现高效开采, 突破了煤层气开发厚度下限, 开辟了新层系。研究认为, 我国煤层气开发存在两大对象, 即以吸附气为主的煤层气藏和吸附气+游离气共存的煤层气藏, 两者在成藏机理、勘探开发技术、勘探开发思想上存在明显差异。【展望】未来我国煤层气勘探开发应该面向 4 个领域展开: 深层煤层气将成为未来煤层气勘探开发主要领域和技术攻关的主要方向, 要加大加快鄂尔多斯盆地深部、准噶尔盆地、吐哈盆地、塔里木盆地和四川盆地等地台型沉积盆地深层煤层气资源勘探和开发; 中深层煤层气是规模化开发的重要方向; 浅层煤层气是煤层气产业发展的压舱石, 需要继续做好稳产、接替工作; 低阶煤储层煤层气是一个潜在领域。

**关 键 词:** 煤层气; 勘探开发; 技术; 沁水盆地; 鄂尔多斯盆地

**中图分类号:** P618; TE132    **文献标志码:** A    **文章编号:** 1001-1986(2025)01-0114-14

## China's CBM exploration and production and associated technological advancements: A review and reflections

YE Jianping

(China National Offshore Oil Co., Ltd., Beijing 100010, China)

**Abstract:** [Objective and Methods] Based on extensive scientific and technical literature and technical data on coalbed methane (CBM) exploration and production projects, this study conducted a comparative analysis of the development process and latest advances in China's critical technologies for CBM exploration and production and reviewed the CBM exploration and production history of this country over the past three decades. Accordingly, this study discussed the theoretical and technical challenges in CBM exploration and production and proposed future development directions. [Advances] The results indicate that the insights into conversion between adsorbed and free deep CBM prove to be a significant theoretical understanding. The breakthroughs in the ideological understanding of exploration and production, as well as the innovative applications of near-bit geosteering drilling technology and multistage volume fracturing technology for horizontal wells, elevate China's deep CBM production to a higher level. Recent years have seen major advances in the accumulation mechanisms and modes of deep CBM, assessment methods for CBM exploration and production, and knowledge about CBM production regularity. The geology-engineering integration serves as an effective

收稿日期: 2024-11-22; 接收日期: 2024-12-05

作者: 叶建平, 1962 年生, 男, 浙江宁波人, 博士, 教授级高级工程师。E-mail: yejp01@163.com

© Editorial Office of *Coal Geology & Exploration*. OA under CC BY-NC-ND

method for the prediction and assessment of play fairways, well deployment, and the research and development of adaptive technologies. Presently, the most advanced comprehensive technology system for CBM production consists of the deployment of cluster horizontal well groups, the deployment of horizontal well groups combined with vertical and directional well groups, the multistage volume fracturing of horizontal wells, and the intelligent dewatering and CBM production using rodless lifting. Furthermore, the efficient CBM production of thin coal seams suggests a breakthrough in the lower limit of coal seam thickness for CBM production and the discovery of new target layers for CBM production. China's CBM production focuses primarily on CBM reservoirs dominated by adsorbed gas and those bearing both adsorbed and free gas. The two major CBM reservoir types differ significantly in gas accumulation mechanisms and the technologies and philosophies for CBM exploration and production. [Prospects] It is recommended that the future CBM exploration and production in China should center on four fields. Specifically, deep CBM will be the primary target for future CBM exploration and production and technological research, and it is necessary to intensify and accelerate the exploration and production of deep CBM resources in platform-type sedimentary basins such as the Ordos, Junggar, Turpan-Hami, Tarim, and Sichuan Basins. Large-scale production of moderately deep CBM is identified as an important direction. Shallow CBM, acting as the “ballast stone” for the development of the CBM industry, is supposed to keep continued stable production and serve as the replacement for current CBM resources. Additionally, CBM in low-rank coal reservoirs is a potential target for CBM exploration and production.

**Keywords:** coalbed methane (CBM); exploration and production; technology; Qinshui Basin; Ordos Basin

国家在2019年5月发布油气行业增储上产“七年行动计划”，各大煤层气公司积极落实中央关于加大油气勘探开发力度、保障国家能源安全的指示，加大煤层气投资规模，推进了我国“十四五”前期煤层气储量和产量的快速增长。全国2023年煤层气产量达到117.7亿m<sup>3</sup>，约占国内天然气供应的5%，增量占比达到18%，成为国内天然气供应的重要补充<sup>[1]</sup>。煤层气产量主要产自沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘，少量产自四川盆地南部、准噶尔盆地南缘。截至2023年底，全国煤层气探明储量累计达1.1万亿m<sup>3</sup>，主要分布于沁水盆地和鄂尔多斯盆地，与2020年相比增长了40%，特别是发现了大宁-吉县(以下简称大吉区块)、神府等千亿m<sup>3</sup>储量级大型深层(深部)煤层气田，昭示煤层气正在成为我国非常规天然气增产的一支重要有生力量。鉴于此，回顾我国煤层气勘探开发历程，评述煤层气勘探开发科技进步，不仅具有保存史料的历史价值，更为重要的是可能启迪未来探索方向，有助于我国煤层气规模效益开发的时代尽早到来。

## 1 中国煤层气勘探开发历程

我国煤层气勘探开发30多年来的探索历程跌宕起伏。经过了广大科技人员艰难摸索，勘探思路、勘探理念、勘探开发理论和认识逐渐变得清晰起来。

在20世纪90年代，煤层气勘探开发初期，以煤矿瓦斯富集理论为指导，选择开滦、淮南、松藻、铁法等高瓦斯煤矿区作为开发试验区，并在太行山东、两淮、东北、沁水盆地寿阳和晋城等煤矿区开展煤层气资源评价和勘探开发试验，取得了大量的煤层气地质评价资料和研究成果。

进入本世纪，随着煤炭开采安全问题日益突出，煤矿瓦斯抽采和煤层气资源开发得到国家高度重视，因此这一时期的指导思想是煤矿区瓦斯抽采和地面煤层气资源开发并行。地面煤层气勘探开发以寻找高渗富集区为思路，在全国范围煤层气分布区开展了大规模的勘探，发现了沁水盆地南部煤层气田并开始小规模的煤层气商业开发，建立了潘河国家级煤层气开发利用高技术产业化示范工程，高阶煤储层煤层气成功开发成为中国在全球煤层气开发界的一大特色，也是我国煤层气勘探开发思路转变的第一次重大成果。

2008—2020年，国家连续实施3期“大型油气田及煤层气开发”科技重大专项，建立了地质工程一体化、煤层气/致密砂岩气/页岩气“三气”共采等勘探思想，积极探索勘探开发技术，勘探成效显著，煤层气建产规模迅速增长，促进了我国煤层气产业的快速成长。在此期间，建成了沁水盆地和鄂尔多斯盆地2大煤层气产业基地，在新疆准噶尔盆地南缘、四川盆地南部也建成了小规模商业开发的煤层气田。煤层气生产规模不仅在高阶煤储层领域继续扩大，如沁南潘庄、樊庄、郑庄和鄂尔多斯盆地延川南、韩城等气田，中阶煤储层煤层气也取得规模化开发，如保德、柳林等气田，低阶煤储层煤层气开发也取得突破性进展，如淮南阜康气田。

从“十三五”后期至今，受益于油气行业增储上产“七年行动计划”的推进实施，煤层气产业形势发生重大变化。勘探理念发生转变，突破了煤层气吸附解吸渗流经典理论，形成了深层煤层气存在游离气以及吸附态、游离态相态转换变化的重大理论认识<sup>[2-5]</sup>；打破深度限制，形成了深层煤层气勘探开发新思想，积极探索大规模体积压裂新技术，并成功应用于鄂尔多斯盆地东缘深

层煤层气开发,由此打开了煤层气开发新的广阔领域。大吉区块 2022 年提交 762 亿 m<sup>3</sup> 探明储量,标志着深层煤层气开发时代到来。2023 年,发现神府深层煤层气田,提交 1 009 亿 m<sup>3</sup> 探明储量。同时,沁水盆地中深层煤层气开发取得新突破,郑庄、马必等气田实现了中深层煤层气田的大规模产能建设和开发。

在上述历程中,一些重大事件的发生,助推了我国煤层气产业的发展壮大。

(1) 2005 年 2 月,中联煤层气有限责任公司向国家发改委专题汇报了“煤层气开发利用情况及发展建议”。在这次会议上,国家发改委领导同意在国家“十一五”计划中列入煤层气发展专项规划,推出设立国家级煤层气开发利用高技术产业化示范工程、成立国家煤层气工程研究中心、制定适宜的经济扶持政策等一系列重大举措,加快了我国煤层气产业快速发展进程。之后,国家发改委连续制定了《全国煤层气(煤矿瓦斯)开发利用规划》3 个五年规划,国务院及其多个部委出台多项文件和具体政策,如《国务院办公厅关于加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的若干意见》(国办发〔2006〕47 号)、《国务院办公厅关于进一步加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的意见》(国办发〔2013〕93 号),有效指导和推动了煤层气产业的发展。

(2) 国家对煤层气科技攻关持续不断予以立项支持,科技进步推动了煤层气产业发展壮大。早在“七五”期间,煤层甲烷资源专题研究就列入国家科技攻关项目<sup>[6-8]</sup>;到“十五”期间,进一步设立“中国煤层气有利地区优选与勘探开发关键技术研究”项目<sup>[9]</sup>,以及重点基础研究计划项目(973 计划)“中国煤层气成藏机制及经济开采基础研究”<sup>[10]</sup>。“十一五”以来,设立“大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项,连续 3 个五年计划给予超级支持,围绕煤层气地质理论、富集规律、选区评价、工程技术、动态预测、煤矿瓦斯抽采利用、煤与煤层气协调开发等关键技术,开展了大量的技术攻关,在煤层气富集成藏理论、勘探开发配套技术、重大装备和工具、煤矿区煤层气立体抽采模式等关键技术上取得重大创新性成果<sup>[11-12]</sup>,建立了我国煤层气地质理论体系,建成了沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘 2 大煤层气产业基地,拓展了川南、新疆低阶煤煤层气商业开发,培养了大批煤层气基础理论研究和技术研发科技人才。

(3) 3 大石油央企(中国石油、中国海油、中国石化)成为煤层气勘探开发和科技研发的中坚力量。2017 年,国家能源局制定油气行业增储上产“七年行动计划”,大力提升油气勘探开发力度,煤层气迎来又一次发展良机。三大油公司的煤层气勘探开发和科研投资规模进一步加大,设立针对性的煤层气重大科研专项和示范工

程,解决勘探开发瓶颈技术,新区、新层系、新领域取得广泛突破。浅层煤层气田稳产、接替技术不断创新,中深层煤层气开发不断拓展,深层煤层气勘探开发取得突破。“十四五”以来,在 2020 年基础上全国煤层气探明储量增长 40%,发现了大吉、神府千亿立方米大型煤层气田;煤层气产量增长 104%。

(4) 中国煤炭学会和中国石油学会搭建了全国煤层气科技交流的最重要平台。从 2005 年至今,中国煤炭学会煤层气专业委员会和中国石油学会石油地质专业委员会联合,每年召开“全国煤层气学术研讨会”,出版会议论文集,创建了我国非常规天然气领域的品牌学术会议,对中国煤层气勘探开发科技发展功不可没。近年来,中国石油学会成立非常规油气专业委员会,中国地质学会成立非常规油气地质专业委员会,为推动煤层气学术交流提供了更多的途径。

## 2 中国煤层气勘探开发理论

### 2.1 经典煤层气勘探开发理论

在我国煤层气勘探开发初期,几乎全盘引进美国建立的经典煤层气勘探开发理论<sup>[13-17]</sup>。

例如,煤储层为孔隙-裂隙双重孔隙结构模型,在煤的基质孔隙中吸附甲烷气体,储层裂隙中赋存水,裂隙是流体渗流通道;煤层气以吸附气为主,部分呈游离状态储集在孔隙中,少量溶解于裂隙水中;煤对气体吸附遵循 Langmuir 方程,吸附量主要受储集层温度、压力控制,同时,煤级、煤岩组分、煤层埋藏深度、构造、水文等地质条件影响到煤层气富集成藏<sup>[18-21]</sup>。

再如,煤层气生产遵循达西定律,通过排水降压,实现储层甲烷气体的解吸并流出井筒<sup>[22]</sup>。影响煤层气产能的因素不仅包括上述的地质因素,同时工程因素和储层开采条件也十分重要,如压裂改造程度、地应力、煤体结构、临界解吸压力、含气饱和度、资源丰度等等。

在此基础上,持续不断地学习探索,创新研究,形成了适合我国具体地质条件的煤层气勘探开发技术和理论。

### 2.2 煤层气资源聚集区划

在煤层气勘探开发初期,科技人员做了大量全国性煤层气资源评价和地质研究工作。李明潮等<sup>[6]</sup>(1990)将我国煤层气赋存区划分为 3 类 2 个亚类以及少生中储、多生低储、多生高储、变生少储 4 种基本类型,提出水压圈闭和气压圈闭 2 种成藏类型。张新民等<sup>[7-8]</sup>基于煤变质程度和埋藏深度,结合后期构造变动等因素,将全国划分为 11 个 I 类远景区、21 个 II 类远景区和若干 III 类远景区。又进一步总结中国煤层气控气规律,将全国划分为辽吉黑、冀鲁豫皖、华南、晋陕蒙、云贵州

渝、北疆、南疆 7 个含气区。

中国煤田地质总局在第 2 次煤田预测中建立了我国煤炭资源分布区划, 划分为聚煤区、含煤区、预测区 3 级, 第 3 次煤田预测中又进一步划分为赋煤区、含煤区、煤田或煤产地、勘探区(井田)或预测区 4 级<sup>[23]</sup>。中国煤田地质总局<sup>[24]</sup>(1998)在全国煤层气资源评价研究中, 将全国煤层气资源展布划分为 5 大聚气区、30 个聚气带、115 个目标区, 系统论述了全国煤层气资源赋存规律和地质控制因素, 编制了 1 : 200 万中国煤层气资源图。国土资源部油气资源战略研究中心(2009)在新一轮煤层气资源评价研究中, 划分了 5 个大区、42 个含气盆地(群)、121 个含气区带, 分析了煤层气资源分布特征、勘探开发利用潜力<sup>[25]</sup>。

孙万禄等<sup>[26]</sup>(2005)以盆地分析思路, 讨论了煤层气盆地形成、演化和煤层气成藏条件及煤层气资源前景。

### 2.3 煤层气地质评价和气藏类型

#### 1) 煤层气区块评价思路和方法

煤层气区块评价贯穿勘探开发全过程。煤层气选区思路逐步发生变化, 从早期以煤矿瓦斯地质理论为指导, 优先选择高瓦斯矿区、瓦斯突出矿区, 到高渗富集成为地质选区评价的核心, 再发展到地质工程一体化选区思路, 地质“甜点”+工程“甜点”综合选区评价, 目前发展到基于“机器学习+三维地质建模”的精准选区技术<sup>[27]</sup>。

在评价方法上, 实现了从地质统计学、要素统计权重评分到多维度关键参数叠合法再到地质工程综合评价方法的转变。秦勇等<sup>[28]</sup>(1998)建立了“递进优选+一票否决+风险系数”有利区选区评价方法。原国土资源部在 2009 年新一轮油气资源评价中, 制定了煤层气资源综合评价体系及特征分类标准, 分资源和可采性、开发利用 2 类评价条件, 资源丰度、地质资源量、可采资源量、资源类别、煤系后期改造强度、市场需求、地形、基础设施等 8 项评价指标, 采用层次分析法, 对全国煤层气有利含气区带进行综合评价<sup>[25]</sup>。

开发单元划分评价越来越受到重视。通过地震微构造精细描述、煤体结构精细预测、单元地应力预测以及储层特性评价等技术方法进行开发单元划分, 包括构造单元、煤体结构单元、地应力单元、含气饱和度单元等。煤体结构、煤变质程度、地应力、临储比影响煤层气开发效果, 基于以上因素建立了 4 种工程地质模式, 根据 4 种工程地质模式的不同地质需求, 确定了与之配套的适用井型和改造方式, 建立了高阶煤层气高效开发工程技术优选方法与流程<sup>[29]</sup>。

#### 2) 煤储层评价和超饱和储层认识创新

在煤储层孔隙性、裂隙性、渗透性、含气性以及温度、压力等储层特性等方面, 研究成果非常丰富。早期

根据煤田地质勘探资料和煤层气参数井资料对重点研究区进行了储层评价, 随着研究的深入、煤层气勘探开发项目实施, 开展了孔隙结构、孔径形态、裂隙分类、煤级与裂隙关系、煤体结构与裂隙系统关系等方面广泛的储层评价研究<sup>[30-32]</sup>。利用测井技术分析煤体结构, 划分煤体结构类型及其与改造效果之间关系, 研究成果及时指导了煤层气勘探开发<sup>[33-36]</sup>。

渗透率指标是地质选区评价、产能评价的关键参数。主要利用注入/压降试井方法获取储层渗透率数据用于工程计算, 利用测井方法预测渗透性研究进展良好。研究表明, 渗透率与有效应力呈负指数关系, 受煤体结构、地应力、埋藏深度等地质条件影响显著。

含气性包括含气量、气成分、吸附常数、含气饱和度等指标。含气量采用绳索取心解吸法测定, 用于储层评价、储量估算。用测井技术估算含气量、游离气含量, 采用生产井排采初期阶段的临界解吸压力计算含气量仍然处于研究阶段<sup>[37-38]</sup>。

煤层含气饱和度概念上与油气饱和度不同, 它是原地含气量与储层压力下的吸附气量的比值。我国中浅层煤层气大多为欠饱和储层, 而深层煤层气具有饱和储层甚至超饱和储层特征。研究认为, 深部煤储层不仅具有吸附气, 还存在游离气, 这种游离气是由于地层温度升高吸附气解吸转化为游离气<sup>[4]</sup>。另有观点认为, 在准噶尔盆地深部, 煤层气不仅自生自储, 还有外部运移的气源, 而呈超饱和储层<sup>[39]</sup>。

煤层气随深度增加存在储层物性转换带, 沁水盆地深度 650 m 和 1 000 m 为 2 个储层物性转换深度, 小于 650 m 储层物性良好, 大于 1 000 m 则地应力、渗透率等开发条件显著变差<sup>[40]</sup>。研究了沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘地应力状态及其转换深度, 发现随深度增加地应力状态从伸张带转化为挤压带, 储层渗透率急剧变小<sup>[41-42]</sup>。

#### 3) 发现多种类型煤层气藏

通过学习美国煤层气开发理论, 结合常规油气地质理论, 提出了多种煤层气富集成藏类型和模式。赵庆波等<sup>[43-44]</sup>(1997, 2011)分析煤层气高产富集的基本条件和控制作用, 划分了压力封闭气藏、承压水封堵气藏、顶板水网络状微渗滤封堵气藏和构造圈闭气藏 4 大类煤层气气藏类型; 提出封盖层控制含气量、应力场控制渗透率、构造体和煤体控制富集带, 进一步提出了构造高点、上斜坡、凹中隆火山岩活动区、浅层低阶煤、深层断裂活动区 5 种煤层气高产富集类型。李勇等<sup>[45]</sup>(2017)提出了以构造、岩性、水动力和复合型圈闭为主导的气藏类型划分方案, 分别解剖了背斜、断层、向斜、地层-岩性、水力封堵和水力辅助型煤层气藏。

针对沁水盆地南部煤层气田,提出高热力场、弱水动力场、低应力场耦合煤层气成藏模式和沁南煤层气田气水两相流系统3大系统类型和6种水文地质单元,指出滞流区、汇流区有利于煤层气富集高产<sup>[46-47]</sup>。

从气藏流体特征差异出发,研究发现:晋城地区发育2种类型的煤层气藏,一种为含可动水少、游离气多、高饱和度煤层气藏,另一种为中等含水、游离气中等、中等饱和度煤层气藏;长治地区主要发育2种类型的煤层气藏,一种为含可动水多、含游离气中等、中低饱和度煤层气藏,另一种为含可动水多、含游离气少、低饱和度煤层气藏;指出煤层气藏地质类型、气水配置关系决定了煤层气水的产出特征<sup>[48]</sup>。

对低阶煤储层煤层气富集高产规律进行了较多研究<sup>[49-53]</sup>。早期侧重于低阶煤吸附气评价,认为封盖条件是低阶煤富集的关键地质因素,寻找巨厚煤层,以弥补含气量低的不足。后来研究认为,低阶煤储层煤层气成因以次生生物气成因为主,煤层气富集与气源、构造、水动力等密切相关。针对我国不同盆地类型,建立了3种典型低阶煤层气富集模式,包括多气源补给煤层气富集、斜坡区正向构造带煤层气富集、富煤区生物气+汇水承压区煤层气富集。

秦勇等<sup>[54-55]</sup>(2008, 2016)基于贵州织金-纳雍煤田的实测资料,提出“多层次叠置独立含煤层气系统”的学术观点。研究表明,上二叠统龙潭组煤层埋深-压力系数关系在垂向上分为截然不同的2套系统,层序地层格架中二级层序与含气量梯度的独立分段高度吻合。由此揭示,含煤地层地下流体在不同主煤层之间总体上缺乏交换,导致不同煤层群之间的煤层气系统相对独立。认为多层次叠置独立含气系统是沉积-水文-构造条件耦合控气作用的产物,在以三角洲-潮坪-潟湖沉积体系为主的多煤层含煤地层中,该类含气系统可能具有普遍意义。

陈贞龙<sup>[56]</sup>(2021)以延川南为例,提出了中深部煤层气“沉积控煤、构造控藏、水动力控气、地应力控渗及物性控产”5要素协同成藏模式。杨延辉等<sup>[57-58]</sup>(2024)以安泽区块为例,提出“构造控藏、沉积控储、保存控聚和裂缝控产”的中深部高阶煤储层煤层气成藏富集模式。

## 2.4 产能评价和煤层气勘探理论

早期认为,煤层气富集就高产,勘探侧重高含气区分布规律及预测评价研究,提出向斜富集模式<sup>[59]</sup>。然而,研究和现场试验表明,煤层气高产的条件需要煤层气富集加上煤储层高渗,应深化煤层气富集模式研究,揭示高产地质主控因素,分地质单元评价产能潜力,在“甜点”区布井。沉积控藏、水动力控气、构造控制的

富集区形成模式,低地应力、裂缝发育区、原生煤体结构的高渗区形成模式,构成了煤层气高渗富集勘探理论基本内容。

“高渗富集”勘探理论在勘探实践中探索出包括“静中找动、动中找静”理论、“向斜盆地翘起端找气”理论、“背斜翼部”理论、“热事件高变质带”理论、“低应力区”理论和“有效规避构造煤”理论等。近年来的实践证明,“高渗富集”理论是一个具有一定普遍性、机理性和可实现性的煤层气勘探理论<sup>[60-61]</sup>。

## 2.5 深层煤层气成藏特征和勘探开发理论

### 1) 深层煤层气成藏机理和成藏模式

事实上,煤层气可以分为吸附气为主的经典煤层气藏和吸附气与游离气共存的煤层气藏。换句话说,前者是一种欠饱和、欠压储层,后者是一种饱和-超饱和、正常压力-超压储层。这些认识突破了煤层气以吸附气为主的传统认知,有力支撑了煤层气勘探开发向深层拓展。

研究认为<sup>[3-5,39,55,62-64]</sup>,温度、压力、深度匹配作用导致深层煤层气达到吸附饱和,深层煤层吸附能力随着埋深增加而降低,一部分吸附气转化为游离气赋存。这种气体相态转变存在一个临界深度,不同盆地出现超饱和煤层气藏的临界深度不同,临界深度的差异主要取决于盆地的地温梯度和压力梯度。在中国稳定大型构造盆地具有深部超饱和煤层气藏形成条件,保存条件好的区域,中、高阶深部煤层具有高含气、富含游离气的特征。大吉区块煤层深度1 500~2 400 m,储层压力高,储层温度61.3~73.4 °C,含气饱和度高,游离气比例较高。准噶尔盆地白家海凸起煤层埋深900~5 400 m,含气饱和度高,平均211.93%,游离气占煤层总含气量的一半以上。

深层煤层气具有自生自储型和多源聚集型2种成藏类型。鄂尔多斯盆地东缘晚古生代煤层以深成变质为主,自生自储型<sup>[65]</sup>。准噶尔盆地西山窑组形成以自生自储为主、下生上储为辅的游离气为主的煤层气系统成藏模式<sup>[66-67]</sup>;八道湾组源内型、源外型含煤层气系统成藏条件优越,煤层气及煤系砂岩气资源丰富,具有较大的共采潜力<sup>[68]</sup>。

大吉区块具有“广覆式生烃、箱式封闭、微构造调整、自生自储、毯式成藏”的深部煤层气富集成藏规律,以及微幅褶皱与物性耦合控藏(I型)、微幅单斜与水动力耦合控藏(II型)、物性与水动力耦合控藏(III型)3类深部煤层气成藏模式<sup>[69]</sup>。神府区块则为“微相控煤、源热控烃、温压控态”的深部煤层气成藏模式<sup>[70]</sup>。

### 2) 深层煤层气勘探开发技术方法

大吉区块按照微幅构造形态和应力特征,精细划分4类构造单元,不同构造单元气井生产特征存在明显

差异。基于深部煤层气高产主控因素分析,分储层资源条件、构造保存条件、工程可改造条件3类11项参数,构建起深部煤层气高效开发的地质工程开发“甜点”指标体系和分类评价标准,划分落实核心建产区,认为资源富集条件、有效改造体积、水平段长、良好储盖组合条件是气井高产关键因素<sup>[71-72]</sup>。

大吉区块开发先导试验生产表明,资源丰度高、游离气占比高的深部煤层气区域,气井初期产量高;天然裂隙发育区更有利于形成复杂的网状缝网,有利于气井稳产<sup>[71]</sup>。微构造发育程度对气井产量具有明显控制作用,构造高部位成为有利勘探方向<sup>[73]</sup>。

深层煤层气开发试验获得成功,得益于大规模压裂改造技术的实践和应用,尤其是水平井分段多级体积压裂技术在深部煤层中的试验成功,为深层煤层气增储上产奠定了技术保障。

### 3) 深层煤层气生产规律初步认识

与浅层煤层气或欠饱和煤层气相比,深层煤层气具有压后返排时间短、见气早、初期产量高、递减快的生产规律,初期以游离气产出为主,中后期吸附气接替产出。由此,将大吉区块气井全生命生产周期划分为5个阶段<sup>[71]</sup>:(1)单相排液期,一般持续时间2 d;(2)气液同出期,产液量快速达到峰值,游离气开始产出;(3)气井稳定生产阶段,持续时间平均30 d左右,平均产气量超过10万m<sup>3</sup>,产液量迅速下降,气液比快速上升至0.5万m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>以上;(4)递减期;(5)低压低产期。生产初期采用自喷生产,中后期采用人工举升工艺生产;单井生产1 a累计产量达到3 000万m<sup>3</sup>,首年日产气量递减率可达56%。

临兴区块深层煤层气井分为过饱和气藏自喷井、过饱和气藏排采井和欠饱和气藏排采井3类,生产特征差异较大<sup>[74]</sup>。过饱和气藏自喷井划分为高产阶段、稳产阶段与低压控产阶段,过饱和气藏排采井划分为提产阶段、稳产阶段和递减阶段,欠饱和气藏排采井划分为排水阶段、提产阶段、稳产阶段和递减阶段。

### 4) 深层煤层气成为勘探开发新领域

继鄂尔多斯盆地东缘大吉气田深层煤层气开发取得突破,建成了具备150万t油气当量的年产能力的大型深层煤层气田之后,神府区块发现了千亿立方米大型深层煤层气田,2022年启动神府和临兴2个深层煤层气开发示范区建设。2022年初,鄂尔多斯盆地北部绥德河底区块也获得深层煤层气探明储量。

据预测,鄂尔多斯盆地深层煤层气的有利含气区面积为6.9万km<sup>2</sup>,资源量预计为13.80万亿m<sup>3</sup><sup>[75]</sup>。深层煤层气资源量巨大。在大牛地气田、苏里格气田针对深层石炭-二叠系煤层开展压裂排采,均取得高产。大

牛地气田阳煤1HF水平井,压裂测试产量日产10.4万m<sup>3</sup>。苏里格气田钻探了纳林1H、佳南1H、米172H等井,水平井压裂测试日产量5万~10万m<sup>3</sup>,显示了鄂尔多斯盆地深部深层煤层气具有高产稳产能力。

准噶尔盆地最早进行深层煤层气勘探并取得成功。在准东白家海凸起,1992年彩17井侏罗系八道湾煤层2 816~2 829 m深度,测试煤层气产量8 500 m<sup>3</sup>/d,无水。2005年彩504井西山窑组煤层2 567~2 583 m,压裂后自喷,产气量稳定在7 300 m<sup>3</sup>/d。2020年,又开展了水平井试验,彩探1H井获2万m<sup>3</sup>/d较高产量。

近期,四川盆地渝东南地区阳1、阳2等直井,压裂产气,煤层气日产气量6 000~12 000 m<sup>3</sup>,其中阳2井峰值日产气量1.8万m<sup>3</sup>。

## 3 中国煤层气勘探开发技术探索创新

### 3.1 钻完井技术

煤层气钻井技术进步主要体现在水平井钻井技术的创新。煤层气水平井在井身结构、钻井液体系、近钻头地质导向及井眼轨迹精确控制等方面开展了持续探索和优化。

#### 1) 井身结构优化

沁水盆地郑庄、安泽等气田,水平井采用二开全通径井身结构设计、漂浮下套管及配套工具、近钻头导向等工艺,实现了技术优化升级。研发了专用可降解清洁聚膜钻井液体系,实现成膜封堵和仿生固壁。渗透率恢复率高,钻井事故复杂率下降。水平进尺最长达2 001 m,水垂比3.67,为常规位移水平井的2倍,钻井周期缩短,水平井平均日产1万m<sup>3</sup><sup>[76-79]</sup>。

潘河气田15号煤层水平井为三开结构,二开采用高分子聚合物钻井液,三开采用胍胶钻井液。完井方式为筛管完井,无压裂作业,螺杆泵排采生产。

神府气田深层煤层气水平井优化设计井身结构,将前期三开水平井优化为二开结构,形成“优化设计一趟钻”技术,缩短了钻井周期,提高了作业效率;采用强抑制性低固相聚合物钻井液体系,实现防漏低密度钻进,有效解决了钻进过程中井壁稳定和承压能力低之间的矛盾,进一步保障了井下的安全;水平段钻井液密度控制在1.15~1.30 g/cm<sup>3</sup>,黏度为35~63 mPa·s,失水量控制为4 mL;采用“地质模型+导向测井工具+轨迹优化+随钻实时决策”系列技术,实现井眼轨迹精细控制<sup>[80]</sup>。

#### 2) 钻井液体系优化和储层保护

从储层保护出发,早期在二开井段实施低固相/无固相聚合物钻井液体系、可降解钻井液体系,在煤层段采用清水(清洁盐水)钻井液。尽管低固相/无固相钻井液可以减少固相颗粒对储层的伤害,但是其中的聚合物

进入煤层后却难以降解,有可能造成储层污染,而清水钻井液易造成井壁失稳。之后进行了一系列钻井液优化和改进,针对地层岩性和煤层特点,研制应用低固相聚合物泥浆体系。针对神府区块钻遇层系多,不同地层岩性差异大,深部煤层裂隙发育,导致钻井液易漏失,并伴随煤层垮塌,易卡钻,研制了强抑制性低固相聚合物泥浆体系<sup>[80-81]</sup>。

大吉区块煤层微裂缝发育,水平井水平段地层易坍塌,降摩减阻及井眼净化困难,选用强抑制强封堵高润滑的水基钻井液体系,提高钻井液封堵防塌能力,实现了煤层水平段 2 031 m 最长安全钻进<sup>[82]</sup>。

沁南潘河气田 15 号煤层,在煤层气水平井三开段采用胍胶钻井液和生物酶破胶剂,井壁稳定性良好;配合生物酶破胶剂可以实现低温破胶,具有较好的储层保护效果,可实现煤层长水平段钻井的顺利施工<sup>[83]</sup>。

### 3) 近钻头地质导向钻井系统

常规随钻测井(LWD)导向工具测量点位于钻头之后较远位置,很难保证钻头始终在煤层中钻进。而近钻头地质导向钻井系统靠近钻头半米距离,测量参数的位置比常规随钻测量(MWD)提前 15 m 以上,用近钻头地质、工程参数测量和随钻控制手段可保证实际井眼穿过煤层并取得最佳位置。近钻头地质导向钻井系统的研制和应用,是一项重大的技术突破。它是把钻井技术、测井技术及油藏工程技术融为一体,形成带有近钻头地质参数、近钻头工程参数及其他辅助参数的短节,包含地层构造模型、参数解释和钻井设计控制 3 个主要模块的地面软件系统适时做出解释和决策,实施随钻控制。

近钻头地质导向钻井系统为煤层气水平井的高效钻井提供了根本保证,水平井的开发已不仅是单纯的轨迹控制,它是集油藏工程、地质设计、钻进技术、随钻测井于一体的综合应用。近钻头地质导向钻井系统已在沁水盆地、鄂尔多斯盆地的煤层气水平井,尤其是深层煤层气水平井的广泛应用,大大提高了对顶底板地层、构造、煤储层含气性的判断和钻头在煤储层内轨迹的控制能力,从而提高煤层钻遇率、钻井成功率和钻井时效<sup>[84-87]</sup>。

## 3.2 丛式水平井组部署技术创新

煤层气井井型早期以直井为主,随着山地、黄土塬等地形条件和征地限制,发展了定向井及其丛式井组。如今,在单层煤层厚度和资源丰度具备条件下,开发方案一般选择单支水平井井型,与直井/定向井结合进行部署。

煤层气开发的水平井最先学习引进美国 CDX 公司的羽状水平井技术,在沁南樊庄区块没有试验成功。2005 年,国土资源部“全国油气资源战略选区和调查评

价项目”在沁水盆地南部成庄区块试验了多分支水平井(DS01-1V 井)技术,最高产量达到 11 916 m<sup>3</sup>/d,获得成功。2006—2007 年,在潘庄区块实施了 PZP01、PZP02、PZP03 三组 6 口井组成的多分支水平井井组,井组稳定日产量达到(30~35)万 m<sup>3</sup>,其中单井最高日产量达到 10 万 m<sup>3</sup>。之后,多分支水平井在保德、韩城、柿庄南、樊庄等区块推广应用。其中,樊庄区块实施了 40 口井,取得较好的效果,也对多分支水平井的适用性、存在问题进行了研究分析。发现多分支水平井对煤的力学性质、煤层构造复杂性有严格适用条件,排采、修井难度较大,在我国复杂煤层地质条件下实用性较差。在此期间,引进了澳大利亚 U 型水平井(水平对接井)技术。

随着地质导向钻井技术和无杆举升排采技术的不断进步,新的 L 型水平井得到有效推广应用,在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘普遍使用,单井产量良好,多个气田的井型均将 L 型水平井作为主要井型。沁水盆地郑庄区块钻井 193 口,产能 1.51 亿 m<sup>3</sup>,产能到位率 97%;平均日产气水平井 7 000 m<sup>3</sup>、直井 1 800 m<sup>3</sup><sup>[79]</sup>。潘庄气田、潘河气田由直井开发更改为 L 型水平井,以丛式水平井组部署,开发 15 号煤层,水平井煤层气日产量平均在 1 万 m<sup>3</sup> 以上。柿庄南区块在原有直井井网中加密 L 型水平井,提高了单井产量和储量动用率。柿庄北和寿阳区块试验 L 型水平井分段压裂技术,目前稳产阶段单井日产气量均达 5 000 m<sup>3</sup> 以上,为直井/定向井 5~10 倍。L 型水平井技术提振了对中深层煤层气开发的信心。

在 L 型水平井普遍推广应用过程中,开发井部署思路发生重大转变。由直井或丛式井组向 L 型水平井井组(即丛式水平井组)部署转变,不仅提高了单井产量,也提高了储量动用率,气田产能建设达产率也得到显著提高。

按照气水分异理论,煤层气由吸附态转变为游离态过程中,游离态煤层气在浮力作用下向高部位聚集,而煤层孔隙内的水在重力作用下向低部位聚集,即气水分异现象。依据气水分异理论,提出了合理布局开发井网、先施工低部位的生产井等方案,以提高规模开发效果<sup>[88]</sup>。

对于薄煤层和中厚煤层,以及煤层群/组发育的煤系,宜采用直井、定向井完井。如潘河气田薄煤层开发,采用直井井型,层组压裂排采生产;贵州织金、松河等地区,采用直井完井、煤层段/组压裂,多层合采,均取得较高产量。

煤层气井型和井位部署技术是我国煤层气开发的重大创新,如果说直井/定向井丛式井组是为了解决山地地形复杂井场难建、征地困难和环保等问题,而水平

井丛式井组则是从效率和效益出发的更高层次的煤层气开发解决方案。

### 3.3 煤层气水平井分段多级体积压裂技术

实践证明,我国煤层气增储上产高效开发,要归功于勘探开发技术的不断进步。最近几年直井大规模压裂技术、L型水平井分段多级体积压裂技术的探索和应用,转变压裂思路,创新水平井压裂工艺,使煤层气单井产量不断提升,气田达产率不断提高,中深层、深层煤层气资源正在实现效益开发。

煤储层压裂技术经历了漫长的探索发展过程。煤弹性模量低,泊松比高,塑性强,易破碎,易压缩,镶嵌严重,造成大量压裂砂聚集在近井地带,有效支撑缝短,砂不能随压裂液运移至裂缝远端实现有效支撑。如何延长人工裂缝,成为压裂设计和施工的主要目标。如今的实践证明,仅仅造长缝还不够,采用大规模体积压裂的思路,是煤层压裂的正确之道。因此,压裂的技术思路从造长缝为主到转向压裂再到体积压裂的转变,压裂规模从大排量、大液量、中等加砂强度,到变排量、适度液量、适度砂比,到如今的大液量、大砂量、高加砂强度压裂。如沁南地区,前期一般直井加砂强度在6~8 m<sup>3</sup>/m,总液量在500 m<sup>3</sup>左右。采用L型水平井后,目前,水平段长度一般在1 000~1 200 m,分段分簇,总液量达到上万立方米,加砂量达到几千立方米。再如大吉气田,深层煤层气直井压裂液增加1倍,加砂量增加12.3倍,产气量增加4.2倍;水平井单段压裂液增加2.8倍,加砂量增加8.6倍,产气量增加9.2倍<sup>[71]</sup>。

“十三五”时期,针对低煤阶煤层厚、强滤失性特点,提出“大液量、超高排量铺砂、变砂比加砂”思路。

压裂理念针对不同煤储层条件呈现多元化趋势。压裂液和压裂工艺也有众多技术探索,包括水力携砂压裂、氮气泡沫压裂、清洁压裂液压裂、空气动力、裸眼洞穴、二氧化氮增能、潜在酸压裂、低浓度胍胶压裂、滑溜水+清洁压裂液压裂、深层煤层气酸化压裂等。直井压裂主流技术工艺仍然是套管射孔、水力携砂压裂。当前的L型水平井采用复合压裂液为主,如滑溜水+清洁压裂液,或活性水+低浓度胍胶压裂液。水平井分段压裂工艺采用优质储层段集中射孔,低前置液-快速返排,水平井连续油管带底封拖动分段改造、扩径喷枪一体化分段压裂,扩大了裂缝网络,减少了储层伤害,提高了时效,降低了作业成本。

在内蒙古吉尔嘎郎图低阶煤储层煤层气勘探中,优化出了低温胍胶压裂液配方以及多项工艺技术配套措施,这对低温浅层煤层气井选择压裂液及工艺措施具有一定的指导作用。

### 3.4 煤层气井排采技术向无杆举升智能化方向发展

煤层气井存在吐煤粉、产水量变化大、偏磨等问题,选择与气井特性相匹配的泵型尤为重要。直井常用有杆泵或电潜泵、螺杆泵,排水量较低、井眼轨迹尚好的井选用有杆泵排采方式,对于煤粉含量较高、井眼轨迹较好、排水量适中的井,可考虑采用螺杆泵开发,高含水量、斜井、井眼轨迹相对较差的煤层气井,需要优先选用潜水电泵进行排采<sup>[89]</sup>。水平井斜度大、偏磨严重,目前采用无杆管式泵和射流泵等无杆举升工艺技术,智能化排采。

排采制度方面,根据气田储层特点和气井特点,合理制定排采工作制度。如神府气田因地制宜地提出“快速返排-多级控压-阶梯稳步提产”的排采思路,形成欠饱和井、饱和井两大类排采制度,明确不同排采阶段的目标原则,根据产气量特征可将生产井分为压后自喷、排采即见气和常规排采3类,建立3类井底流压下降模式,支撑探井达产稳产<sup>[70]</sup>。

樊庄气田多分支水平井排采生产过程划分为稳定降液、控压排水、控压放气、稳定生产和衰减5个阶段,根据每一个阶段的排采特征制定了合理的排采工作制度;提出了以减少各排采阶段产层渗透率损失为主要目的,建立以井底流压为控制核心的变速排采管控模型、定量化排采指标的疏导式排采技术<sup>[90-91]</sup>。

延川南气田以储层压力、临界解吸压力和井间干扰压力为井底流压关键控制节点,将整体排采制度划分为5个阶段,分别是井底流压快速调整阶段、井底流压缓慢调整阶段、井底流压基本一致阶段、同步降压排采阶段和井间干扰阶段,各个阶段分别调整井底流压值,实现了良好产气效果<sup>[92]</sup>。

同时,利用大数据和智能化排采管控,实现实时采集、识别、记录设备生产运行中各项参数,建立智能动态专家数据库,自动耦合生成最优工作制度,成为煤层气排采的一项新技术。

### 3.5 薄煤层煤层气成为开发新层系

沁水盆地南部潘庄和潘河气田薄煤层煤层气的经济高效开采,得益于低品位、难动用薄煤层煤层气资源实现低成本、高效开采,突破了煤层气开发厚度下限,开辟了中高煤阶薄煤层天然气开发新层系。该区为老气田,已生产近20 a,主要目的层为3号和15号煤层,煤层埋深浅,一般为300~600 m,2个主煤层之间发育7层薄煤层,单层厚度小于0.8 m,仅一层厚度约1.25 m,累计厚度约4.75 m,相邻煤层间距5~15 m,含气量高、渗透率较好。

潘河气田以“厚层兼顾薄层,多层优于少层”为原则,各薄煤层纵向紧邻,压力系统一致,划分出3套煤层

压裂组合,采用直井多层压裂,建立了不同组合压裂技术优化准则,多层次立体开发动用,多口单井稳产1万m<sup>3</sup>/d<sup>[93]</sup>。

潘庄气田薄煤层以直井和定向井为主、水平井为辅的混合井型开发模式,通过厚、薄煤互层综合地质评价,厚、薄煤层组合压裂或薄煤层组合压裂,建立了薄煤层多层次合采最优立体开发模式;3、15号煤层与其他薄煤层合压试验单井平均产量超过5 000 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/d<sup>[94]</sup>。

### 3.6 地质工程一体化已成为共识

针对沁南樊庄、郑庄区块煤体结构类型多样的复杂地质条件,提出煤层气疏导式高效开发理论及配套工程技术<sup>[95]</sup>,以“疏通”和“引导”为主导思想,实现储层与井筒的充分沟通和流体的高效率产出。工程技术由“裸眼水平井、直井大液量压裂,憋压扩展”向“可控水平井、直井减少储层污染”转移,实现了煤层气勘探开发方式的重大转变。在煤层深达1 300 m的沁水盆地马必东区块,从2017年开始分步推进4亿m<sup>3</sup>产能建设,实现高效规模建产。

采用丛式水平井组部署、分级多段压裂、无杆举升排采,形成水平井+技术<sup>[96]</sup>,有效扩大了排泄半径,提高煤层气采收率,提高煤层气储量动用率。在地质工程一体化理念指导下,提出“直井取资料、水平井求产量”的地质工程一体化井位部署技术思路,“室内研究提前预判,现场实施及时调整”地震-地质工程一体化技术,使评价井位设计符合率、工业气流井实现率、水平井煤层钻遇率、水平段长度都得到显著提升,完钻水平井单井日产气量翻番,单井EUR提升。

在“人造气藏”开发理论指导下,建立了地质工程一体化背景下的深层煤层气高效开发技术体系<sup>[72]</sup>。构建井网与缝网高度弥合的人造气藏可有效提高采收率,增加改造规模和水平段长度,单井产量实现同比提高,加砂规模和产气量分别提高8.6倍和9.2倍,水平井首月平均产气量与压裂液泵入地层的总液量和总砂量具有明显正相关关系,深层煤层气呈现单井初期产量高、递减快的生产特征。

## 4 思考与探讨

### 4.1 理念重大更新

唯物辩证法的认识论和方法论表明,对一个事物的认识需历经从实践到认识,再由认识到实践的多次反复才能完成,认识具有无限性。因此,需与时俱进、开拓创新。大道之简,科学研究应使复杂问题简单化,从千丝万缕中抽提规律。譬如,煤层气水平井开始采用复杂

井型结构的多分支水平井、高难度对接工艺的U型水平井,这些逐渐被工艺技术相对简单的L型水平井所取代。煤层气勘探一直以经典吸附气理论为指导,随着研究的深入逐渐认识到煤层气相态随着深度的增加将发生相态转化,煤层气勘探开发不再受深度限制,具有中国地质特征的煤层气勘探开发理论初步形成。

煤层气勘探开发思想将与常规油气殊途同归,煤层气富集成藏与常规天然气成藏理论具有类似的特点,但也有自己的特殊性。浮力成藏理论和圈闭学说以及源控油气理论、含油气系统理论等,构成了油气地质学的理论基础,成功指导了近百年来全球常规油气的勘探和开发,使油气勘探有了明确的方向和目标。煤层气研究和勘探开发工作具有强烈的“煤”特点,如煤阶、吸附和解吸、煤岩煤质、煤体结构、割理裂隙、煤岩力学性质、煤层发育特征、煤相等,这些独特性深刻影响着煤层气赋存富集状态、成藏模式、渗流产出难易程度。另一方面,煤层气与非常规天然气的共同特征是大面积分布的连续性的油气资源,非浮力作用下聚集气藏,无边界。煤层气藏仍然要强调生烃潜力、储集条件、封闭能力,需要深入研究裂隙系统、地应力状态、沉积相、地质构造、水文地质等对成藏、产能的作用。因此,煤层气勘探开发应该从“煤”特性出发,借鉴常规油气成藏理论,非常规天然气与常规油气相结合,探索形成煤层气勘探开发理论。以大型油气盆地为方向,寻找大中型煤层气田为目标,落实规模化煤层气开发。

### 4.2 面临的挑战

我国最近发布了《能源法》,“鼓励规模化开发致密油气、页岩油、页岩气、煤层气等非常规油气资源”。如何实现规模化开发,是摆在广大煤层气工作者面前的紧迫任务。行业普遍认知,我国煤层气资源丰富,但资源禀赋较差,低压、低渗、低饱和储层发育,单井产量低。然而,这些地质特点不应成为开发的障碍。应该认识到,制约煤层气开发最大的因素是勘探开发思想,只有解放勘探思想,才能实现煤层气规模化开发。深层煤层气开发的突破,就是一个解放思想的典型例子。

我国煤层气规模化开发面临的挑战主要有:第一,煤层气成藏地质理论不成熟,煤储层评价方法不系统,可压性指标体系不清晰,产能评价缺少可靠手段,储层产能无法有效预测;第二,煤层气勘探开发技术不易复制,勘探方法和技术有限,探索性的多,技术不成熟;第三,煤层气资源探明率低,储量动用率较低。我国几大油气盆地,如鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、四川盆地以及内蒙古断陷盆地群,除了鄂尔多斯盆地东缘外,其他盆地几乎没有进行煤层气全面勘探,煤层气资源量巨大,深层煤层气资源不清。

### 4.3 勘探开发主要方向

我国非常规油气勘探开发再次面临新的战略高度,煤层气勘探开发进入新的发展阶段,未来的煤层气勘探开发聚焦在如下4个方面。

第一,深层煤层气勘探开发。鄂尔多斯盆地2 000 m以深深层煤层气开发的突破,开拓了一个煤层气勘探开发新领域。深层煤层气资源量巨大,煤储层饱和—超饱和,煤层气井初期产量高,累计产量大,项目经济效益良好,将成为未来煤层气勘探开发主要领域和技术攻关的主要方向。油气矿权人或煤层气矿权人应该加快深层煤层气的勘探,特别是鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地、塔里木盆地和四川盆地深部勘探。这种地台型沉积盆地油气资源丰富,煤层不仅是石油天然气的主要烃源岩,自生自储的煤层气资源也十分丰富。盆地深部构造改造较弱,煤层裂隙系统保存较好,对煤储层压裂改造十分有利,因此也有利于煤层气井获得高产。

第二,中深层煤层气勘探开发。埋深1 000~2 000 m的欠压欠饱和煤储层开发难度较大,主要难题是盆地或盆缘构造改造强烈,煤层原生结构遭受破坏,低渗低压低饱和储层发育,煤层气以吸附气为主。但是,沁水盆地南部郑庄、马必、安泽和柿庄南等区块已实现规模建产,为这一领域的勘探开发提供了信心,其勘探开发技术可供借鉴推广。中深层煤层气资源量巨大,分布广泛,是我国煤层气规模化开发的重要方向。

第三,浅层煤层气勘探开发。埋深1 000 m以浅的煤层气储层与中深层一样,以吸附气为主,储层物性较差,埋深较浅,渗透性有所改善,因此需要寻找高渗富集可采性较好的有利区。同时,这一领域已经有大量已开发煤层气田,是煤层气产业发展的压舱石。通过不断技术探索,在老气田稳产治理中已经形成了增加新层、调整开发方案及扩大产量规模、水平井嵌入加密井网、老井增产改造4类稳产技术类型<sup>[96]</sup>。老气田的稳产接替、滚动开发等方面仍有很多瓶颈技术亟待解决。

第四,低阶煤储层煤层气资源勘探开发。在我国,以内蒙古东部早白垩世断陷盆地群和新疆早-中侏罗世油气盆地为代表的低阶煤储层煤层气资源量巨大,占全国2 000 m以浅煤层气资源量的34.5%<sup>[25]</sup>,是煤层气产业发展的潜在领域。低阶煤储层煤层气开发在内蒙古锡林浩特吉尔嘎郎图区块、新疆准噶尔盆地南缘取得了突破,对巨厚煤层、高陡煤层、煤层群的地质条件,取得了选区评价、储层评价预测、钻完井和压裂改造、排采工艺等方面的技术和经验,为未来规模化开发提供了基础。

## 5 结论

(1) 在30多年发展历程中,我国煤层气勘探开发指

导思想逐渐发生变化,新的理论和认识逐渐形成。早期以煤矿瓦斯富集理论为指导,选择高瓦斯煤矿区作为开发试验区;之后,以煤层气吸附解吸渗流经典理论为指导,形成煤层气富集高渗勘探理论,建成了沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘2大产业基地;再到地质工程一体化、煤系“三气”共采等勘探思想的形成,积极探索勘探开发技术;进一步发展到突破煤层气经典理论,形成深层煤层气存在游离气以及吸附态、游离态相态转换变化的重大理论认识,开创了深层煤层气新领域。

(2) 煤层气井型和井位部署技术是我国煤层气开发的重大创新,如果说直井/定向井丛式井组是为了解决山地地形复杂井场难建、征地困难和环保等问题,而水平井丛式井组则是从效率和效益出发的更高层次的煤层气开发解决方案。

(3) 丛式水平井井组部署及其与直井/定向井组相结合的部署、水平井分段多级体积压裂改造、无杆举升智能化排采,构成了当前最为先进的煤层气开发综合技术体系。其中被称为油气行业重大技术的近钻头地质导向钻井系统、水平井大规模体积压裂技术在煤层气L型水平井的成功应用和推广,支撑了这一先进技术体系成型,成为了关键核心工程技术。

(4) 深层煤层气成为重大新领域,突破了煤层气开发深度限制;而薄煤层煤层气的高效开发,突破了煤层气开发厚度下限,这是当前煤层气产业2项重大进展。初步认识了深层煤层气成藏机理、初步形成了深层煤层气勘探开发技术方法和生产规律。

(5) 未来煤层气勘探开发方向面向4个领域。深层煤层气将成为未来煤层气勘探开发主要领域和技术攻关的主要方向。中深层煤层气是规模化开发的重要方向。浅层煤层气已经有大量已开发气田,是煤层气产业发展的压舱石,需要继续做好稳产、接替工作。低阶煤储层煤层气是我国煤层气勘探开发的一个潜在领域。

## 利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

## 参考文献(References)

- [1] 国家能源局. 2023年煤层气产量达到117.7亿立方米[EB/OL]. (2024-01-25) [2024-11-16]. [https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c\\_1310761983.htm](https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761983.htm).
- [2] 秦勇,宋全友,傅雪海.煤层气与常规油气共采可行性探讨:深部煤储层平衡水条件下的吸附效应[J].*天然气地球科学*,2005,16(4):492-498.  
QIN Yong, SONG Quanyou, FU Xuehai. Discussion on reliability for co-mining the coalbed gas and normal petroleum and natural gas: Absorptive effect of deep coal reservoir under condition of

- balanced water[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(4): 492–498.
- [3] 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.
- [4] 秦勇. 中国深部煤层气地质研究进展[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1791–1811.  
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1791–1811.
- [5] 康永尚, 闫霞, 皇甫玉慧, 等. 深部超饱和煤层气藏概念及主要特点[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1781–1790.  
KANG Yongshang, YAN Xia, HUANGFU Yuhui, et al. Concept and main characteristics of deep oversaturated coalbed methane reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1781–1790.
- [6] 李明潮, 张五济. 中国主要煤田的浅层煤成气[M]. 北京: 科学出版社, 1990.
- [7] 张新民, 张遂安, 钟玲文, 等. 中国的煤层甲烷[M]. 西安: 陕西科学技术出版社, 1991.
- [8] 张新民. 中国煤层气地质与资源评价[M]. 北京: 科学出版社, 2002.
- [9] 冯三利, 胡爱梅, 叶建平. 中国煤层气勘探开发技术研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
- [10] 宋岩, 张新民, 柳少波, 等. 中国煤层气地质与开发基础理论[M]. 北京: 科学出版社, 2012.
- [11] 张君峰, 毕彩芹, 汤达祯, 等. 中国煤层气勘探开发探索与实践[M]. 北京: 地质出版社, 2020.
- [12] 徐凤银, 陈东, 梁为, 等. 煤层气(煤矿瓦斯)勘探开发技术进展及发展方向[M]. 北京: 科学出版社, 2020.
- [13] MCLENNAN J D. A guide to determining coalbed gas content[J]. The AusIMM Bulletin: Journal of the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, 1996(8): 58.
- [14] SAULSBERRY J L, SCHAFER P S, SCHRAUFNAGEL R A, et al. A guide to coalbed methane reservoir engineering[M]. Chicago: Gas Research Institute, 1996.
- [15] HOLLUB V A, SCHAFER P S. A guide to coalbed methane operations[M]. Chicago: Gas Research Institute, 1992.
- [16] 地质矿产部华北石油地质局. 煤层气译文集[M]. 郑州: 河南科学技术出版社, 1990.
- [17] 秦勇. 中国煤层气产业化面临的形势与挑战(I): 当前所处的发展阶段[J]. 天然气工业, 2006, 26(1): 4–7.  
QIN Yong. Situations and challenges for coalbed methane industrialization in China (I): At the current stage of growing period[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(1): 4–7.
- [18] RIGHTMIRE C T, EDDY G E, KIRR J N. Coalbed methane resource[M]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1984.
- [19] BOYER C M, BAI Qingzhao. Methodology of coalbed methane resource assessment[J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 35(1–4): 349–368.
- [20] AYERS W B, KAISER W R, LAUBACH S E, et al. Geologic and hydrologic controls on the occurrence and producibility of coalbed methane[R]. Austin: The University of Texas at Austin, 1991.
- [21] JOHNSON R C, FLORES R M. Developmental geology of coalbed methane from shallow to deep in Rocky Mountain Basins and in Cook Inlet–Matanuska Basin, Alaska, U. S. A. and Canada[J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 35(1/2/3/4): 241–282.
- [22] MASTALERZ M, GLIKSON M, GOLDING S D. Coalbed methane: Scientific, environmental and economic evaluation[M]. Dordrecht: Springer Netherlands, 1999.
- [23] 程爱国, 林大扬. 中国聚煤作用系统分析[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2001.
- [24] 中国煤田地质总局. 中国煤层气资源[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1998.
- [25] 国土资源部油气资源战略研究中心. 全国煤层气资源评价[M]. 北京: 中国大地出版社, 2009.
- [26] 中国石化新星石油公司华北石油局. 中国煤层气盆地[M]. 北京: 地质出版社, 2005.
- [27] 桑树勋, 李瑞明, 刘世奇, 等. 新疆煤层气大规模高效勘探开发关键技术领域研究进展与突破方向[J]. 煤炭学报, 2024, 49(1): 563–585.  
SANG Shuxun, LI Ruiming, LIU Shiqi, et al. Research progress and breakthrough directions of the key technical fields for large scale and efficient exploration and development of coalbed methane in Xinjiang[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(1): 563–585.
- [28] QIN Yong, YE Jianping, LIN Dayang. Geological seeking for potential CBM-accumulating zones and districts in China[C]//Proceedings of the 99 International Symposium on Mining and Science and Technology, Xie Heping and Golosinski T S (ed). Rotterdam: Balkema Publishers, 1999: 243–246.
- [29] 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.
- [30] 秦勇, 傅雪海, 叶建平, 等. 中国煤储层岩石物理学因素控气特征及机理[J]. 中国矿业大学学报, 1999, 28(1): 14–19.  
QIN Yong, FU Xuehai, YE Jianping, et al. Geological controls and their mechanisms of coal-reservoir petrography and physics of coalbed methane occurrence in China[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 1999, 28(1): 14–19.
- [31] 周荣福, 傅雪海, 秦勇, 等. 我国煤储层等温吸附常数分布规律及其意义[J]. 煤田地质与勘探, 2000, 28(5): 23–26.  
ZHOU Rongfu, FU Xuehai, QIN Yong, et al. Distribution regularities and significance of isothermal adsorption constants in coal reservoir, China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2000, 28(5): 23–26.
- [32] 傅雪海, 秦勇, 叶建平, 等. 中国部分煤储层解吸特性及甲烷采收率[J]. 煤田地质与勘探, 2000, 28(2): 19–22.  
FU Xuehai, QIN Yong, YE Jianping, et al. Desorption properties of some coal reservoirs and methane recovery recovery rate in China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2000, 28(2): 19–22.
- [33] 傅雪海, 姜波, 秦勇, 等. 用测井曲线划分煤体结构和预测煤储层渗透率[J]. 测井技术, 2003, 27(2): 140–143.  
FU Xuehai, QIANG Bo, QIN Yong, et al. Classification of coal-body structure and prediction of coal reservoir permeability with log curves[J]. *Well Logging Technology*, 2003, 27(2): 140–143.
- [34] 肖航, 张占松, 郭建宏, 等. 基于随机森林结合地球物理测井资料的煤体结构识别方法及应用[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(24): 10174–10180.  
XIAO Hang, ZHANG Zhansong, GUO Jianhong, et al. Coal structure identification method based on random forest combined with geophysical logging data and its application[J]. *Science Techno-*

- logy and Engineering, 2021, 21(24): 10174–10180.
- [35] 郭建宏, 杜婷, 张占松, 等. 基于支持向量机与地球物理测井资料的煤体结构识别方法[J]. 物探与化探, 2021, 45(3): 768–777.  
GUO Jianhong, DU Ting, ZHANG Zhansong, et al. The coal structure identification method based on support vector machine and geophysical logging data[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2021, 45(3): 768–777.
- [36] 邢力仁, 柳迎红, 郭广山, 等. 不同煤体结构条件下煤层压裂与产气效果分析[C]//2019年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2019.
- [37] 秦瑞宝, 叶建平, 李利, 等. 基于机器学习的煤层含气量测井评价方法: 以沁水盆地柿庄南区块为例[J]. 石油物探, 2023, 62(1): 68–79.  
QIN Ruibao, YE Jianping, LI Li, et al. Artificial-intelligence and machine-learning models of coalbed methane content based on geophysical logging data: A case study in Shizhuang south Block of Qinshui Basin, China[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2023, 62(1): 68–79.
- [38] 宋佳佳, 孙建孟. 游离态煤层气含量计算方法研究[C]//2017年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2017.
- [39] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 38–49.  
GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 38–49.
- [40] 叶建平, 张守仁, 凌标灿, 等. 煤层气物性参数随埋深变化规律研究[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(6): 35–39.  
YE Jianping, ZHANG Shouren, LING Biaocan, et al. Study on variation law of coalbed methane physical property parameters with seam depth[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(6): 35–39.
- [41] 孟召平, 田永东, 李国富. 沁水盆地南部地应力场特征及其研究意义[J]. 煤炭学报, 2010, 35(6): 975–981.  
MENG Zhaoping, TIAN Yongdong, LI Guofu. Characteristics of in-situ stress field in southern Qinshui Basin and its research significance[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(6): 975–981.
- [42] 李勇, 汤达祯, 孟尚志, 等. 鄂尔多斯盆地东缘煤储层地应力状态及其对煤层气勘探开发的影响[J]. 矿业科学学报, 2017, 2(5): 416–424.  
LI Yong, TANG Dazhen, MENG Shangzhi, et al. The in-situ stress of coal reservoirs in east margin of Ordos Basin and its influence on coalbed methane development[J]. Journal of Mining Science and Technology, 2017, 2(5): 416–424.
- [43] 赵庆波, 李五忠, 孙粉锦. 中国煤层气分布特征及高产富集因素[J]. 石油学报, 1997, 18(4): 1–6.  
ZHAO Qingbo, LI Wuzhong, SUN Fenjin. Distribution and accumulation regularity for coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(4): 1–6.
- [44] 赵庆波, 孙粉锦, 李五忠. 煤层气勘探开发地质理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- [45] 李勇, 孟尚志, 吴鹏, 等. 煤层气成藏机理及气藏类型划分: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 22–30.  
LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, et al. Accumulation mechanisms and classification of CBM reservoir types: A case study from the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 22–30.
- [46] 叶建平, 武强, 叶贵钧, 等. 沁水盆地南部煤层气成藏动力学机制研究[J]. 地质论评, 2002, 48(3): 319–323.
- YE Jianping, WU Qiang, YE Guijun, et al. Study on the coalbed methane reservoir-forming dynamic mechanism in the southern Qinshui Basin, Shanxi[J]. Geological Review, 2002, 48(3): 319–323.
- [47] 叶建平, 武强, 王子和. 水文地质条件对煤层气赋存的控制作用[J]. 煤炭学报, 2001, 26(5): 459–462.  
YE Jianping, WU Qiang, WANG Zihe. Controlled characteristics of hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation[J]. Journal of China Coal Society, 2001, 26(5): 459–462.
- [48] 犀巍巍. 沁水盆地南部煤层气藏地质类型与产能关系研究[J]. 煤, 2024, 33(5): 65–67.  
CHAO Weiwei. Study on the relationship between geological types and productivity of coalbed methane reservoirs in southern Qinshui Basin[J]. Coal, 2024, 33(5): 65–67.
- [49] 孙粉锦, 李五忠, 孙钦平, 等. 二连盆地吉尔嘎朗图凹陷低煤阶煤层气勘探[J]. 石油学报, 2017, 38(5): 485–492.  
SUN Fenjin, LI Wuzhong, SUN Qinping, et al. Low-rank coalbed methane exploration in Jiergalantu Sag, Erlian Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 485–492.
- [50] 孙粉锦, 田文广, 陈振宏, 等. 中国低煤阶煤层气多元成藏特征及勘探方向[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 10–18.  
SUN Fenjin, TIAN Wenguang, CHEN Zhenhong, et al. Low-rank coalbed methane gas pooling in China: Characteristics and exploration orientation[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 10–18.
- [51] 陈振宏, 孙粉锦, 李五忠, 等. 中国低煤阶煤层气勘探突破及意义: 以二连盆地吉尔嘎朗图凹陷为例[C]//2018年全国煤层气学术研讨会论文集. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- [52] 孟芹, 李玲, 李杰, 等. 二连盆地巴彦花凹陷煤层气成因类型及生气潜力[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(11): 24–33.  
MENG Qin, LI Ling, LI Jie, et al. Genetic type and gas-generating potential of coalbed methane in the Bayanhua Sag, Erlian Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(11): 24–33.
- [53] 林海涛, 李玲, 唐淑玲, 等. 二连盆地富凹陷低阶煤煤层气成因及成藏机制[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 60–69.  
LIN Haitao, LI Ling, TANG Shuling, et al. Origin and accumulation mechanisms of coalbed methane in low-rank coals in gas-rich sags in the Erlian Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 60–69.
- [54] 秦勇, 熊孟辉, 易同生, 等. 论多层叠置独立含煤层气系统: 以贵州织金-纳雍煤田水公河向斜为例[J]. 地质论评, 2008, 54(1): 65–70.  
QIN Yong, XIONG Menghui, YI Tongsheng, et al. On unattached multiple superposed coalbed-methane system: In a case of the Shuigonghe Syncline, Zhipin-Nayong Coalfield, Guizhou[J]. Geological Review, 2008, 54(1): 65–70.
- [55] 秦勇, 申建, 沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性: 煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 14–23.  
QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 14–23.
- [56] 陈贞龙. 延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 13–20.  
CHEN Zhenlong. Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in southern Yanchuan Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 13–20.

- [57] 杨延辉, 王玉婷, 刘忠, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气高效开发对策与实践[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(4): 17–30.  
YANG Yanhui, WANG Yuting, LIU Zhong, et al. Strategy and practice of high-efficiency development of high-rank coalbed methane in the southern Qinshui Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(4): 17–30.
- [58] 杨延辉, 李梦溪, 张辉, 等. 沁水盆地南部中深部煤层气富集高产控制因素与有利区评价[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(10): 1740–1749.  
YANG Yanhui, LI Mengxi, ZHANG Hui, et al. Evaluation of controlling factors and favorable zones for coalbed methane enrichment and high production in the mid-deep southern Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(10): 1740–1749.
- [59] 李贵中, 王红岩, 吴立新, 等. 煤层气向斜控气论[J]. *天然气工业*, 2005, 25(1): 26–28.  
LI Guizhong, WANG Hongyan, WU Lixin, et al. Theory of syncline-controlled coalbed methane[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(1): 26–28.
- [60] 孙粉锦, 王勃, 王玫瑰, 等. 煤层气富集高产理论进展与定量化评价[C]. 银川: 2016 年全国天然气学术年会, 2016.
- [61] 张遂安. 煤层气勘探理论的探索与实践[C]. 北京: 2005 第五届国际煤层气论坛暨第一届中日煤炭技术研讨会“国际甲烷市场化合作计划”中国地区会议, 2005.
- [62] 孙斌, 杨敏芳, 杨青, 等. 准噶尔盆地深部煤层气赋存状态分析[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(增刊 1): 195–202.  
SUN Bin, YANG Minfang, YANG Qing, et al. Analysis on occurrence state of deep coalbed methane in Junggar Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(Sup.1): 195–202.
- [63] 康永尚, 皇甫玉慧, 张兵, 等. 含煤盆地深层“超饱和”煤层气形成条件[J]. *石油学报*, 2019, 40(12): 1426–1438.  
KANG Yongshang, HUANGFU Yuhui, ZHANG Bing, et al. Formation conditions for deep oversaturated coalbed methane in coal-bearing basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(12): 1426–1438.
- [64] 杨焦生, 冯鹏, 唐淑玲, 等. 大宁—吉区块深部煤层气相态控制因素及含量预测模型[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1879–1891.  
YANG Jiaosheng, FENG Peng, TANG Shuling, et al. Phase control factors and content prediction model of deep coalbed methane in Daning—Jixian Block[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1879–1891.
- [65] 陈刚, 秦勇, 李五忠, 等. 鄂尔多斯盆地东部深层煤层气成藏地质条件分析[J]. *高校地质学报*, 2012, 18(3): 465–473.  
CHEN Gang, QIN Yong, LI Wuzhong, et al. Analysis of geological conditions of deep coalbed methane reservoir in the eastern Ordos Basin[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2012, 18(3): 465–473.
- [66] 杨敏芳, 孙斌, 鲁静, 等. 准噶尔盆地深、浅层煤层气富集模式对比分析[J]. *煤炭学报*, 2019, 44(增刊 2): 601–609.  
YANG Minfang, SUN Bin, LU Jing, et al. Comparative analysis on the enrichment patterns of deep and shallow CBM in Junggar Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(Sup.2): 601–609.
- [67] 兰浩, 杨兆彪, 仇鹏, 等. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气勘探开发进展及启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 13–22.  
LAN Hao, YANG Zhaobiao, QIU Peng, et al. Exploration and exploitation of deep coalbed methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin: Progress and its implications[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 13–22.
- [68] 陈刚. 准噶尔盆地彩南地区深层低阶煤吸附特征及其影响因素[J]. *煤田地质与勘探*, 2016, 44(2): 50–54.  
CHEN Gang. The adsorption characteristics and affecting factors of deep low-rank coal in Cainan Area of Junggar Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2016, 44(2): 50–54.
- [69] 徐凤银, 王成旺, 熊先锐, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气成藏演化规律与勘探开发实践[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1764–1780.  
XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Evolution law of deep coalbed methane reservoir formation and exploration and development practice in the eastern margin of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1764–1780.
- [70] 朱光辉, 季洪泉, 米洪刚, 等. 神府深部煤层气大气田的发现与启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(8): 12–21.  
ZHU Guanghui, JI Hongquan, MI Honggang, et al. Discovery of a large gas field of deep coalbed methane in the Shenfu Block and its implications[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(8): 12–21.
- [71] 聂志宏, 徐凤银, 时小松, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 1–12.  
NIE Zhihong, XU Fengyin, SHI Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 1–12.
- [72] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(1): 528–544.  
XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for highly efficient development of deep coalbed methane in the eastern edge of Erdos Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(1): 528–544.
- [73] 闫霞, 徐凤银, 聂志宏, 等. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制: 以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(8): 2426–2439.  
YAN Xia, XU Fengyin, NIE Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(8): 2426–2439.
- [74] 王志壮, 吴鹏, 孙强, 等. 临兴区块深部煤层气井生产特征及影响因素[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(8): 69–78.  
WANG Zhizhuang, WU Peng, SUN Qiang, et al. Production characteristics of deep coalbed methane wells in the Linxing Block and associated their influencing factors[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(8): 69–78.
- [75] 席胜利, 闫伟, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地天然气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. *石油学报*, 2024, 45(1): 33–51.  
XI Shengli, YAN Wei, LIU Xinshe, et al. New fields, new types and resource potentials of natural gas exploration in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 33–51.
- [76] 刘立军, 陈必武, 李宗源, 等. 华北油田煤层气水平井钻完井方式优化与应用[J]. *煤炭工程*, 2019, 51(10): 77–81.  
LIU Lijun, CHEN Biwu, LI Zongyuan, et al. Optimization of drilling and completion methods for horizontal wells of coalbed methane in Huabei Oilfield[J]. *Coal Engineering*, 2019, 51(10): 77–81.
- [77] 肖洋, 宗庆伟, 李榕, 等. 漂浮下套管技术在川西长裸眼水平井的试验[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(5): 34–38.  
XIAO Yang, ZONG Qingwei, LI Rong, et al. Experiment of float-

- ing casing technology in long open-hole horizontal well in western Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(5): 34–38.
- [78] 梅永贵, 郭简, 苏雷, 等. 无杆泵排采技术在沁水煤层气田的应用[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(5): 64–67.  
MEI Yonggui, GUO Jian, SU Lei, et al. Application of rodless pump drainage technology to Qinshui Coalbed Methane Field[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(5): 64–67.
- [79] 朱庆忠, 李志军, 李宗源, 等. 复杂地质条件下煤层气高效开发实践与认识: 以沁水盆地郑庄区块为例[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 131–138.  
ZHU Qingzhong, LI Zhijun, LI Zongyuan, et al. Practice and cognition of efficient CBM development under complex geological conditions: A case study of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 131–138.
- [80] 王鹏, 李斌, 王昆剑, 等. 神府区块深部煤层气钻完井关键技术及应用[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(8): 44–56.  
WANG Peng, LI Bin, WANG Kunjian, et al. Critical drilling and completion techniques for deep coalbed methane in the Shengfu Block and their applications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 44–56.
- [81] 贾佳, 夏忠跃, 冯雷, 等. 鄂尔多斯盆地深煤层水平井钻井提速提效技术及应用[C]//2023年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2023: 284–291.
- [82] 杨健, 魏嘉宇, 王岗, 等. 山西大宁区块深层煤层气二开制水平井钻井液体系及应用技术[C]//2023年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2023: 317–325.
- [83] 耿学礼, 郑晓斌, 苏延辉, 等. 沁南区域煤层气水平井瓜尔胶钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1): 34–39.  
GENG Xueli, ZHENG Xiaobin, SU Yanhui, et al. Guar gum drilling fluid technology for coalbed methane horizontal wells in Qinnan Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 34–39.
- [84] 申鹏磊, 白建平, 李贵山, 等. 深部煤层气水平井测-录一体化地质导向技术[J]. 煤炭学报, 2020, 45(7): 2491–2499.  
SHEN Penglai, BAI Jianping, LI Guishan, et al. Integrated geo-steering technology of logging and orientation in deep coalbed methane horizontal well[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(7): 2491–2499.
- [85] 刘明军, 李兵, 黄巍. 煤层气水平井无导眼地质导向钻进技术[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(1): 233–239.  
LIU Mingjun, LI Bing, HUANG Wei. Geosteering technology and CBM horizontal well drilling without pilot hole[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(1): 233–239.
- [86] 朱年涛, 李富强, 王新东, 等. 近钻头地质导向技术在煤层气水平井中的应用[J]. 石油和化工设备, 2023, 26(2): 49–52.  
ZHU Niantao, LI Fuqiang, WANG Xindong, et al. Application of near-bit geosteering technique for horizontal wells in coal bed gas[J]. Petro & Chemical Equipment, 2023, 26(2): 49–52.
- [87] 李斌, 杨帆, 张红杰, 等. 神府区块深部煤层气高效开发技术研究[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(8): 57–68.  
LI Bin, YANG Fan, ZHANG Hongjie, et al. Technology for efficient production of deep coalbed methane in the Shengfu Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 57–68.
- [88] 张遂安, 杜彩霞, 刘程. 规模开发条件下煤层气相态变化规律与开发方式[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(2): 119–122.  
ZHANG Sui'an, DU Caixia, LIU Cheng. Gas phase changing law and development mode of coalbed methane under condition of scale development[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 119–122.
- [89] 徐春成, 蓦耀光, 孟尚志, 等. 煤层气排采技术评价与设备优选[J]. 石油矿场机械, 2012, 41(10): 59–64.  
XU Chuncheng, QI Yaoguang, MENG Shangzhi, et al. Evaluation of discharge technology and optimal selection of equipments on CBM wells[J]. Oil Field Equipment, 2012, 41(10): 59–64.
- [90] 刘国伟, 李梦溪, 刘忠, 等. 煤层气多分支水平井排采控制技术研究[J]. 中国煤层气, 2014, 11(1): 12–15.  
LIU Guowei, LI Mengxi, LIU Zhong, et al. Researches on recovery control for multilateral horizontal wells in coalbed methane development[J]. China Coalbed Methane, 2014, 11(1): 12–15.
- [91] 张聪, 胡秋嘉, 冯树仁, 等. 沁水盆地南部煤层气地质工程一体化关键技术[J]. 煤矿安全, 2024, 55(2): 19–26.  
ZHANG Cong, HU Qiujia, FENG Shuren, et al. Key technologies for integration of coalbed methane geology and engineering in southern Qinshui Basin[J]. Safety in Coal Mines, 2024, 55(2): 19–26.
- [92] 赵兴龙, 常昊. 煤层气井整体压裂及排采技术研究: 以延川南煤层气田为例[J]. 中国煤炭地质, 2021, 33(1): 31–35.  
ZHAO Xinglong, CHANG Hao. Study on CBM well integral fracturing and drainage technology: A case study of Yanchuan South CBM Field[J]. Coal Geology of China, 2021, 33(1): 31–35.
- [93] 张兵, 李勇, 贾雨婷, 等. 薄-超薄煤层特征及天然气合层开发突破: 以沁水盆地潘河区块为例[J]. 天然气工业, 2023, 43(10): 83–93.  
ZHANG Bing, LI Yong, JIA Yuting, et al. Characteristics and commingled natural gas production breakthrough of thin and ultra-thin coal beds in the Panhe Block of the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 83–93.
- [94] 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.
- [95] 朱庆忠. 我国高阶煤煤层气疏导式高效开发理论基础: 以沁水盆地为例[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 82–91.  
ZHU Qingzhong. Theoretical basis of dredging and efficient development of high-rank coalbed methane in China: A case study of the Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 82–91.
- [96] 叶建平, 侯淑泽, 张守仁. “十三五”期间我国煤层气勘探开发进展及下一步勘探方向[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 15–22.  
YE Jianping, HOU Songyi, ZHANG Shouren. Progress of coalbed methane exploration and development in China during the 13th Five-Year Plan period and the next exploration direction[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 15–22.

(责任编辑 范章群)