

# 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

桑树勋<sup>1,2,3</sup>, 李瑞明<sup>5</sup>, 刘世奇<sup>1,2</sup>, 周效志<sup>3,4</sup>, 韦波<sup>6</sup>, 韩思杰<sup>1,2</sup>, 郑司建<sup>1,2</sup>, 皇凡生<sup>1,2</sup>, 刘统<sup>1,2</sup>,  
王月江<sup>5</sup>, 杨曙光<sup>5</sup>, 秦大鹏<sup>5</sup>, 周梓欣<sup>5</sup>

(1. 中国矿业大学 江苏省煤基温室气体减排与资源化利用重点实验室, 江苏 徐州 221008; 2. 中国矿业大学 碳中和研究院, 江苏 徐州 221008; 3. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 4. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221008; 5. 新疆维吾尔自治区煤田地质局, 新疆 乌鲁木齐 830091; 6. 新疆亚新煤层气投资开发(集团)有限责任公司, 新疆 乌鲁木齐 830063)

**摘要:**新疆煤层气资源量7.5万亿 $\text{m}^3$ (2 000 m以浅), 已施工煤层气井450口, 年产气量达到0.8亿 $\text{m}^3$ , 新疆维吾尔自治区提出了2025年实现煤层气产量25亿 $\text{m}^3$ 的目标, 煤层气大规模高效开发成为紧迫的重大需求。从煤层气富集模式与选区技术、“甜点”预测探测技术、加速滚动开发与快速增储上产策略、地质适配性开发技术、煤层气与煤炭、油气协同开发技术5个关键技术领域, 系统梳理了新疆煤层气勘探开发已取得的主要研究进展, 分析提出了可能突破方向。研究表明: 新疆煤储层具有多-厚煤层普遍、低阶煤发育、急倾斜煤层多见、煤体变形与构造控制显著、水文条件和露头条件复杂, 和三“低”(含气量低、甲烷体积分数低、含气饱和度低)五“高”(高含气强度、高孔隙度、高地应力变化、高储层压力变化、高渗透率变化)的含气性及物性等煤层气地质独特性; 煤层气成因与富集模式具有多样性, 包括生物成因气、热成因气或生物-热复合成因及其相应富集模式, 生物成因气藏或生物成因气贡献普遍; 煤层气分布赋存规律呈现前陆盆地、山间盆地显著差异性; 创新形成基于“两”分开(浅部与深部, 低阶煤与中高阶煤)“两”结合(地质评价与工程评价, 多元数据)的科学评价与基于“机器学习+三维地质建模”的精准选区技术是第1个突破方向。深部煤层气/煤系气“甜点”发育区域主要为盆内拗陷的凸起、盆内隆起的凹陷、盆缘斜坡, 高产井位多为构造高点, 发育层位为割理裂隙发育的原生结构煤层或孔裂隙发育的煤系砂砾岩储层; 基于“地球物理+岩石物理+岩石力学地层新方法”和“地质甜点+工程甜点新理念”的深部煤层气/煤系气“甜点”预测探测技术是第2个突破方向。低风险、短周期、高效率、多批次工程部署是加速滚动开发的基本原则; 中浅部煤层气快速增储上产技术策略是在优选新区块布井建井、对老区区块煤层气井进行增产改造; 深部煤层气快速增储上产技术策略是在大型盆地缓坡深部和盆内凸起“甜点”区优先部署开发; 科学加速滚动开发与高效快速增储上产的工程部署方法与技术策略是第3个突破方向。在井网井型差异性优化部署、低储层伤害钻井固井、高可靠性录井测井试井、多井型高效分段压裂、低套压-控压排采管控等工程技术取得重要进展; 发展构建新疆煤层气大规模高效勘探开发地质适配性技术体系是第4个突破方向。开展先采气后采煤、煤层气与煤共采、煤层气与原位富油煤共采, 推动中浅部煤层气与煤炭协同勘探开发; 开展煤系叠合型气藏开发、煤层气与煤系气共探共采、煤系全油气系统勘探开发, 推动深部煤层气与油气协同勘探开发, 已

收稿日期: 2023-10-17 修回日期: 2023-12-01 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.YH23.1313

基金项目: 国家自然科学基金重点资助项目(42030810); 国家自然科学基金碳中和专项资助项目(42141012); 国家自然科学基金面上资助项目(41972168)

作者简介: 桑树勋(1967—), 男, 河北唐山人, 教授, 博士生导师, 博士。E-mail: shxsang@cumt.edu.cn

引用格式: 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.



移动阅读

有关关注和探索;煤层气与煤、油气共探共采是第5个突破方向。成果试图为新疆煤层气大规模高效勘探开发提供技术支持和工程决策参考。

**关键词:**地质独特性;成因与成藏模式;工程部署方法;地质适配性技术;协同勘探开发;新疆煤层气  
**中图分类号:**P618.11 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-9993(2024)01-0563-23

## Research progress and breakthrough directions of the key technical fields for large scale and efficient exploration and development of coalbed methane in Xinjiang

SANG Shuxun<sup>1,2,3</sup>, LI Ruiming<sup>5</sup>, LIU Shiqi<sup>1,2</sup>, ZHOU Xiaozhi<sup>3,4</sup>, WEI Bo<sup>6</sup>, HAN Sijie<sup>1,2</sup>, ZHENG Sijian<sup>1,2</sup>, HUANG Fansheng<sup>1,2</sup>, LIU Tong<sup>1,2</sup>, WANG Yuejiang<sup>5</sup>, YANG Shuguang<sup>5</sup>, QIN Dapeng<sup>5</sup>, ZHOU Zixin<sup>5</sup>

(1. Jiangsu Key Laboratory of Coal-based Greenhouse Gas Control and Utilization, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China; 2. Carbon Neutrality Institute, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China; 3. School of Mineral Resource and Geoscience, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 4. Key Laboratory of Coalbed Methane Resource and Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China; 5. Xinjiang Coal Field Geology Bureau, Urumqi 830091, China; 6. Xinjiang Yaxin Coalbed Methane Investment and Development (Group) Co., Ltd., Urumqi 830063, China)

**Abstract:** The Xinjiang Uygur Autonomous Region has presented the expected resource conditions and work foundations for a large-scale coalbed methane (CBM) exploration and development, which shows that its CBM resources below the depth of 2 000 m are 7.5 trillion m<sup>3</sup>, 450 CBM wells have been constructed, and the annual gas production has approached to 80 million m<sup>3</sup>. Xinjiang has put forward the goal of the annual CBM production of 2.5 billion m<sup>3</sup> in 2025. Therefore, the large-scale and efficient development of CBM in Xinjiang has become an urgent and significant demand. In this paper, the main research progresses of Xinjiang CBM made in five key technical fields have been systematically summarized, including the CBM enrichment model and area optimization technology, the prediction and detection technology for sweet spot distribution, the technological strategy of the accelerated rolling development and rapid increase of reserves and productions, the geological adaptation technology system, and the cooperative exploration and development of CBM with coal, oil and gas. Then, the potential breakthrough directions have been analyzed and proposed. Research has shown that the coal reservoirs in Xinjiang show the unique geological characteristics of CBM, including widely developed multi-thick coal seams, low rank coal development, the frequent occurrence of steep coal seams, the significant deformation and structural control of coal bodies, complex hydrologic and outcrop conditions, and the gas-bearing and physical properties with three “low” (low gas content, methane concentration, and gas saturation) and five “high” (high gas intensity, porosity, stress change, reservoir pressure change, and permeability change). The Xinjiang CBM has multiple genetic types and enrichment models, including biogenic mechanism, thermogenic mechanism, and biogenic-thermogenic composite genetic mechanism, etc., and their corresponding enrichment models. Biogenic gas reservoirs or biogenic gas contribute widely. The distribution and occurrence patterns of CBM in Xinjiang show some significant differences between foreland basin and intermountain basin. Therefore, the first breakthrough direction is to innovate and form the scientific evaluation based on the principle of “two separation” (low-rank and middle- and high-rank; shallow and deep coal) and “two combination” (geological and engineering evaluation; multivariate data) and the precise target optimization technology based on “machine learning + three-dimensional geological modeling”. The sweet spot of deep CBM/CMG (coal measure gas) in Xinjiang is mainly the uplift of the depression in the basin, the depression of the uplift in the basin, and the slope around the basin margin. The potential well location is the structurally high position, and the potential reservoir is the fissure-developed primary structure coal seam or pore and fissure-developed coal bearing sand conglomerate reservoir. Then, the second breakthrough direction is the sweet spot prediction and exploration technology for deep CBM/CMG based on “new method of geophysics, rock physics and rock mechanics stratigraphy” and “new concept of geological and engineering sweet spot”. The basic principles of the accelerated rolling development are low-risk, short-cycle, high-efficiency, and multi-batch project deployment. The technical strategies of the rapid increase of CBM reserves and productions in the middle and shallow coal seams include the new well layout and construction in the new optimized block and the old well

reconstruction for the increase of CBM production in the mature block. While this strategy for the deep coal seam is to give priority to deployment and development in the sweet spot in the deep but gentle slope in the large basin and the uplift in the basin. Then, the third breakthrough direction is the engineering deployment methods and technical strategies for the scientific accelerated rolling development, and efficient and rapid increase of the gas reserves and productions. The important progresses have been made in the engineering technologies of Xinjiang CBM, such as the differential optimization and deployment of the well type and pattern, the drilling and cementing with a low reservoir damage, the high reliability logging and well testing, the efficient staged fracturing with the multi-well types, and the drainage control with the low casing pressure and controlled pressure. The fourth breakthrough direction is to develop and construct a geological adaptability technology system for a large-scale and efficient exploration and development of CBM in Xinjiang. For the middle and shallow CBM and coal cooperative exploration and development, the gas extraction followed by coal mining, the co-extraction of CBM and coal, and the co-extraction of CBM and in-situ oil-rich coal should be conducted. For the deep CBM, oil, and gas cooperative exploration and development, the development of coal measure superimposed gas reservoir, the co-exploration and co-extraction of CBM and CMG, and the exploration and development of the whole petroleum system in coal-bearing sequence should be conducted. These cooperative exploration and development of deep CBM, oil, and gas is the fifth breakthrough direction, whose developments have been considered and explored. The results of this study are expected to provide the technical support and engineering decision reference for a large-scale and efficient exploration and development of CBM in Xinjiang.

**Key words:** geological uniqueness; genesis and accumulation model; engineering deployment methods; geological adaptation technology; synergistic exploration and development; Xinjiang coalbed methane

在碳达峰碳中和战略目标下, 加快煤层气勘探开发成为国家重大需求, 煤层气产业发展迎来了新机遇, 煤层气勘探开发技术自主创新和突破也成为产业发展新动能<sup>[1-3]</sup>。新疆是我国五大国家级综合能源基地之一, 煤炭及伴生煤层气资源丰富, 据国土资源部2015年全国油气资源动态评价结果, 新疆2000 m以浅的煤层气地质资源量为7.5万亿 $\text{m}^3$ , 约占全国总资源量的1/4, 准噶尔盆地是继沁水盆地、鄂尔多斯盆地之后我国煤层气勘探开发新的增长点<sup>[4-5]</sup>。新疆煤层气资源集中分布于准噶尔盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、天山系列盆地和三塘湖盆地。其中, 准噶尔盆地煤层气资源最为丰富, 埋深2000 m以浅的含气面积 $2.6 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 预测煤层气地质资源量3.11万亿 $\text{m}^3$ , 占新疆煤层气资源量的41.3%, 平均资源丰度 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 高于全国平均水平, 有利于煤层气规模化开发<sup>[6]</sup>。

新疆煤层气勘探开发工作大体经历了2个阶段。第1阶段, 探索阶段(1987—2012年), 1987年乌鲁木齐矿区煤层气资源评价拉开了新疆煤层气勘探开发的序幕; 1994年新疆煤田地质局开展了“新疆煤层气资源评价”, 重点评价了准噶尔盆地和伊犁部分区域煤层气资源, 并在乌鲁木齐市碱沟、吐鲁番市艾丁湖分别施工了新疆第1口煤层气参数井(2003年)和第1口生产试验井AD-01井(2006年), 但未获工业气流; 2008年, 新疆煤田地质局在阜康白杨河施工的生

产试验井阜试1井首次获得了工业气流, 日产气量超过2000  $\text{m}^3$ , 初步证实了新疆煤层气的可开发性; 2012年, 在阜试1井周围又相继施工4口生产试验井, 形成了5口井组成的梯形小井网试验井组, 井组最高日产气量达7000  $\text{m}^3$ 。第2阶段, 产业化阶段(2013年至今), 2013年, 新疆科林思德新能源有限责任公司在阜康四工河施工1口煤层气井, 最高日产气量达到17000  $\text{m}^3$ , 之后陆续在乌鲁木齐河东、阜康白杨河、吉木萨尔、拜城等多个矿区施工煤层气生产井, 均获得高产工业气流, 印证了新疆煤层气开发潜力<sup>[7]</sup>。截至目前, 新疆已开展24个煤层气勘查项目, 形成塔里木盆地北缘与准噶尔盆地南缘两大煤层气重点勘探开发区域, 建成阜康白杨河、阜康四工河、乌鲁木齐河东、水溪沟矿区、拜城矿区5个煤层气开发利用先导试验工程, 施工各类煤层气井约450口, 累计探获煤层气资源量 $2855.19 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 探明地质储量 $141.68 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 形成 $2.1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产能建设规模, 2022年煤层气产量达 $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 实现新疆煤层气小规模开发利用<sup>[8-9]</sup>。

随着我国煤层气勘探开发工程实践积累和研究工作深入, 煤层气勘探开发技术不断发展完善, 在选区评价、钻完井技术、储层改造技术、高效排采技术、增产提效技术等方面取得长足进展, 发展形成了“小曲率半径定向井技术”“连续油管喷射+底封拖动+油套环空工艺”的分段压裂技术、“煤层气井无杆举升技术”“三段式”排采管控技术, 以及“水平井套管固



井完井+定向射孔+分段压裂工艺”技术体系等地质适配性的煤层气高效勘探开发技术,并在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘、东北铁法矿区、贵州六盘水地区、云南恩洪地区等煤层气开发区块取得了成功应用<sup>[10-15]</sup>。在新疆自治区政府和油气与煤层气重大科技专项的大力支持下,针对制约新疆中低阶煤、大倾角、多厚碎软煤层煤层气勘探开发地质选区及关键开采技术难题开展了技术攻关,新疆中低阶煤层气勘探开发技术取得重要进展,建立了中低阶煤层气资源评价及选区技术体系<sup>[6,16]</sup>,研发并集成了“1+N 多井型组合井网”“五段制定向井技术”“主动探顶与侧钻开分支技术”“高效携砂和低储层伤害压裂液体系”“连续油管底封拖动压裂技术”“多裂缝全切割体积压裂工艺技术”“五段三点两控制”排采技术“多层合采分层产能测试技术”等为核心的关键技术,形成了新疆煤层气开发全流程技术系列,为新疆煤层气大规模增储上产提供了重要技术基础<sup>[5,17]</sup>。

新疆是我国陆上能源资源大通道和主要天然气气源区,加快推动油气增储上产被列为自治区重点工作任务和目标。根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021—2025 年)》,“十四五”期间将继续加快推进准噶尔盆地南缘阜康—米东煤层气产业化基地、塔里木盆地北缘库拜煤田煤层气产业化基地建设,提出 2025 年实现煤层气产量 25 亿  $\text{m}^3$  的目标,新疆煤层气规模化高效开发成为国家和新疆维吾尔自治区当前紧迫的重大需求。然而,当前新疆已发现煤层气勘探开发有利区多处于山前构造挤压带,地质条件复杂、煤储层非均质性强,增加了煤层气规模化勘探开发的难度,同时新疆煤储层普遍具有倾角大、层数多、煤阶低、煤层气风化带较深等显著特点,国内外煤层气勘探开发现有成熟技术适用性较差;大型盆地深层煤层气勘探开发有利区尚待发现。地质适宜性和地质—工程一体化的煤层气勘探开发关键技术突破是实现新疆煤层气大规模高效勘探开发的关键。

笔者系统梳理了新疆煤层气勘探开发关键技术领域已取得的主要进展,探讨了新疆煤层气大规模高效勘探开发关键技术领域的可能突破方向,以期新疆煤层气大规模高效勘探开发提供技术支持和工程决策参考。

## 1 煤层气富集模式、赋存规律与选区技术

### 1.1 新疆煤储层的显著特征

随着新疆煤层气勘探开发工作的深入,对新疆煤储层的认识得到深化和系统化,认为新疆煤储层具有

6 方面的显著特征:

(1) 新疆普遍发育多煤层(组)且以厚—巨厚煤层为主。侏罗系八道湾组和西山窑组是新疆北部的主要含煤地层,八道湾组含煤 27 层,单层最大厚度 21 m 左右,平均累厚 42.5 m;西山窑组含煤 56 层,单层最大厚度 16 m,平均累厚 33.37 m<sup>[18]</sup>。塔里木盆地库拜煤田含煤 14 层,单层最大厚度 25.10 m,平均累厚 32.09 m<sup>[19]</sup>。

(2) 已探明煤储层低阶煤普遍发育但在部分地区发育中高阶煤。新疆主要含煤盆地以发育低变质程度的长焰煤、气煤为主,镜质组反射率一般为 0.4%~0.7%,低阶煤资源量约占新疆煤炭资源总量的 85.77%,但在淮南阜康矿区、艾维尔沟煤田和塔里木盆地北缘库拜煤田、温宿煤田也发育有中阶煤及以上煤类,且变质程度具有区域差异<sup>[19-20]</sup>。盆内深层中高煤阶煤储层较中浅层将更为发育,成为深层煤层气勘探开发有利条件之一。

(3) 天山南北两侧盆地边缘冲断带普遍发育高角度地层和急倾斜煤层,向盆地深部煤层倾角显著变缓。例如,淮南阜康地区煤层埋深在 400~1 200 m,地层倾角一般在 8°~45°,沿倾向浅部较陡,向深部逐渐变缓<sup>[21]</sup>,浅部属于典型的大倾角多煤组煤矿区<sup>[9]</sup>。煤层倾角大且煤层多出露于地表或直接与第四系不整合接触,浅部煤层气容易逸散使得煤层气风化带深度普遍较大,加之火烧区覆岩裂隙发育,地下水运移更加活跃,该区煤层气风化带深度甚至达到 1 000 m。

(4) 煤层气赋存发育特征受到构造和煤体变形的显著控制。晚中生代后新疆经历了持续的陆内断陷/拗陷等剧烈构造活动,以准噶尔盆地为例,“伸展—聚敛”构造旋回控制下,准噶尔盆地煤层整体表现出“浅部挤压、深部伸展”的应力特征,具体表现为受逆冲推覆构造控制,盆地边缘煤层埋深较浅处大角度倾斜煤层发育,煤层多经受强烈构造变形,煤体结构相对破碎,而盆地深部在盆内伸展构造控制下煤层倾角变缓、变形较弱<sup>[6]</sup>。不论是深部还是浅部煤层气成藏和赋存发育特征,地质构造都是关键主控因素。

(5) 新疆地区独特的气候、水文、地表等地理条件也显著影响了新疆煤层气富集的差异性。强烈的蒸发作用与季节性河流造成地表和浅层地下水频繁的径流变化,高温干燥的地表条件导致煤层露头自燃现象极易发生,2 者综合作用下极易改变浅部煤层赋存与物性条件。例如,第四纪三塘湖盆地为干燥少雨的大陆性气候,蒸发量远大于降水量,地下水径流强度较弱,地下水侧向封堵能力普遍较弱,不利于煤层气

的富集保存<sup>[22]</sup>;而淮南煤田常年干旱,大气降水能力较弱,地下水多源于雪山融水,水文条件有利于次生生物气的生成,且南缘逆冲断层及地下水封堵对煤层气有较好的保存作用<sup>[23]</sup>。

(6) 新疆煤储层含气性和物性总体表现出浅部煤储层含气量低、甲烷体积分数低、含气饱和度低,以及高含气强度、高孔隙度、高地应力变化、高储层压力变化、高渗透率变化的特征(表 1)。例如,准噶尔盆地南缘部分矿区浅部火烧区发育,甲烷风氧化带较深,导致浅部煤储层含气量较低(0~15.40 m<sup>3</sup>/t,平均小于 5 m<sup>3</sup>/t),甲烷体积分数较低(50.27%~93.40%);受构造形态、埋深、地应力及水文地质条件等影响,原始煤储层压力(1.86~7.56 MPa)及压力梯度(0.76~0.98 MPa/

hm)变化较大;煤层渗透率变化较大(0.004 5×10<sup>-15</sup>~13.48×10<sup>-15</sup> m<sup>2</sup>),普遍为低-中渗透性煤层,局部为较高-高渗透性煤层。塔里木盆地北缘库拜煤田煤储层具有相似的特征,但整体物性条件优于准噶尔盆地,库拜煤田浅部煤层以长焰煤为主,总体热演化程度高于准噶尔煤田,含气量普遍小于 10 m<sup>3</sup>/t,甲烷体积分数为 86.53%~96.28%,含气饱和度平均 80% 左右,孔隙度和渗透率变化范围相对较大,分别在 2.22%~10.00% 和 0.01×10<sup>-15</sup>~1.37×10<sup>-15</sup> m<sup>2</sup>,最大水平主应力介于 10~25 MPa<sup>[24]</sup>,煤层压力较高且变化较大,这主要与急倾斜/直立煤层和火烧区滞水层发育有关,其中阿艾矿区煤储层压力为 3.26~10.70 MPa,储层压力梯度为 0.72~1.27 MPa/hm,总体上为欠压储层<sup>[25]</sup>。

表 1 新疆煤储层显著特征

Table 1 Significant properties of coal reservoirs in Xinjiang

盆地	煤层数	单层厚度/m	埋深/m	倾角/(°)	煤级	煤体结构
准噶尔盆地	1~89	0.10~69.80	33~1 800	1~58	长焰煤	较破碎~完整
吐哈盆地	0~43	1.00~24.00	200~3 600	5~30	长焰煤	轻微变形~完整
塔里木盆地	0~28	0.09~25.10	100~960	30~60	焦煤、长焰煤	较破碎~轻微变形
三塘湖盆地	2~35	1.33~50.06	200~2 500	2~20	长焰煤	较破碎~轻微变形
天山系列盆地	3~62	1.00~130.95	155~2 000	8~50	不黏煤和长焰煤	较破碎~完整

盆地	含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	甲烷体积分数/%	含气饱和度/%	储层压力/MPa	孔隙度/%	渗透率/10 <sup>-15</sup> m <sup>2</sup>
准噶尔盆地	0~15.40	50.27~93.40	10.00~70.50	1.86~7.56	4.33~27.46	0.004 5~13.48
吐哈盆地	0.04~3.64	60.54~94.71	60.00~80.00	5.77~13.12	0.05~10.00	7.51~181.90
塔里木盆地	15.00~20.00	0~98.57	59.43~91.52	1.79~5.58	2.85~33.41	0.04~13.00
三塘湖盆地	0.07~7.00	77.80~87.10	55.16~77.29	1.52~8.47	7.00~13.00	0.07~18.45
天山系列盆地	5.00~8.00	1.67~20.50	57.50~76.60	4.23~9.48	2.00~19.00	2.00~160.00

## 1.2 煤层气富集机制与模式的多样化

新疆煤层气具有典型的低煤阶为主、游离气含量高、气藏成因复杂、构造与埋深联合控气的富集特征,根据煤层气成因及其与埋深的关系可将新疆煤层气富集模式划分为 3 种主要类型:生物成因气为主的浅部煤层气富集模式、热成因气为主的深部煤层气富集模式和 2 者复合的过渡带煤层气富集模式。

### 1.2.1 生物成因机制与富集模式

新疆广泛分布的低阶煤为生物成因煤层气提供了良好的物质基础。新疆埋深相对较浅的盆地边缘由于受到强烈挤压作用,形成了 2 种典型生物成因煤层气富集模式。① 盆地边缘缓坡带煤层生物成因气富集模式。地表水在煤层露头处入渗,形成低盐度和低矿化度的地下水,为产甲烷菌生存和产气提供了有利条件,同时在水动力条件下,甲烷受地下水封闭作用保存在斜坡带中,形成水动力封闭型煤层气藏(图 1(a))。

② 急倾斜煤层生物成因气富集模式。煤层气富集过程与第 1 种类似,但构造控制下煤层气向上逃逸的浮力增强不利于保存,同时火烧区的发育为地下水快速下渗提供了有利条件,一方面加速生物气生成,另一方面破坏煤层气封闭条件,使得煤层气富集带下移,形成构造-水动力封闭综合型煤层气藏(图 1(b))。前者主要出现在前陆盆地冲断带的单斜构造内或盆地的被动大陆边缘一侧,如淮南煤田中部、三塘湖盆地北部斜坡区等,后者主要出现在前陆盆地边缘的冲断带,如淮南煤田阜康矿区、塔里木盆地库拜煤田等。

### 1.2.2 热成因机制与富集模式

新疆地区虽然以低阶煤为主,但盆地深部煤层热演化程度较高,普遍达到气煤甚至焦煤阶段,储层的温度和矿化度不适合产甲烷菌生存,因此深部煤层气主要以热成因为主,生气能力强,具有富集深部煤层气的资源与物质基础。此外,由于新疆深部煤层地应

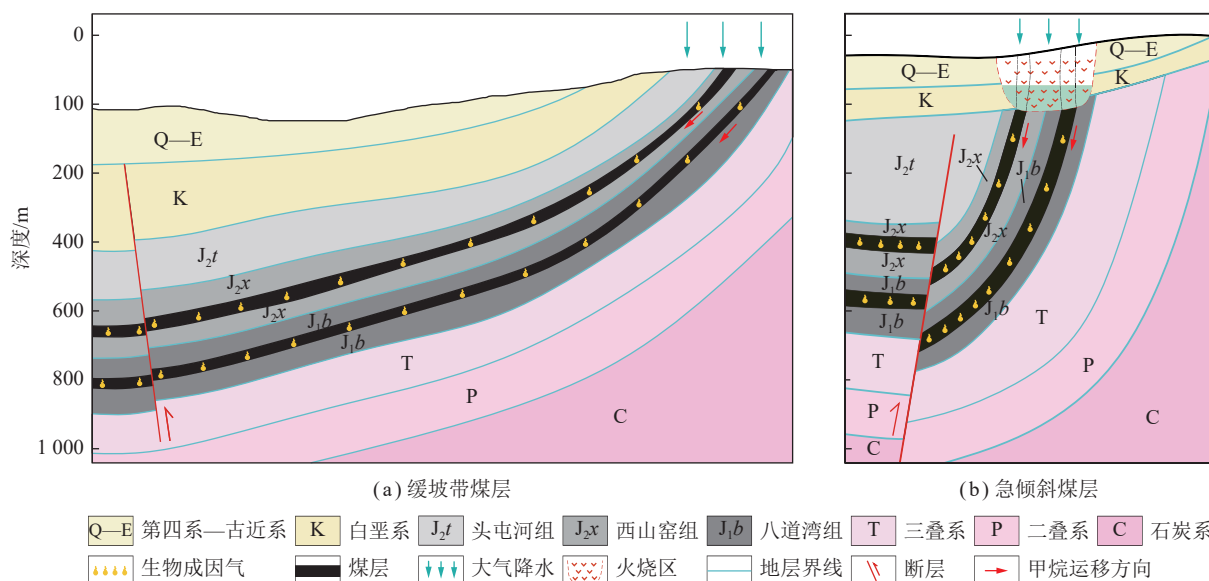


图1 新疆浅部煤层气生物成因机制与富集模式

Fig.1 Biogenic mechanism and its enrichment model of CBM in shallow coal seam in Xinjiang

力高,局部构造高点成为煤层气富集的主要部位,根据不同构造内相对高点发育特征,可分为2种热成因煤层气富集模式。①盆地深部斜坡带煤层热成因气富集模式。沿线部缓坡带煤层向下,煤层含气量和热成因气比例升高,煤系顶底板的岩性圈闭成为该类气藏保存的主要机制,局部构造高位的伸展环境有利于提高煤层渗透性形成煤层气富集(图2(a))。②盆地

深部洼陷煤层热成因气富集模式。盆地深部向斜构造是煤层气富集的有力部位,往往呈现高含气性特征,向斜构造两端地层封闭能力好,局部高位下部气体向上聚集形成相对高压的封闭区(图2(b))。该类气藏主要出现在前陆盆地和山间盆地深部斜坡或洼槽区的相对构造高点处,如准噶尔盆地东南缘、吐哈盆地南部凹陷等。

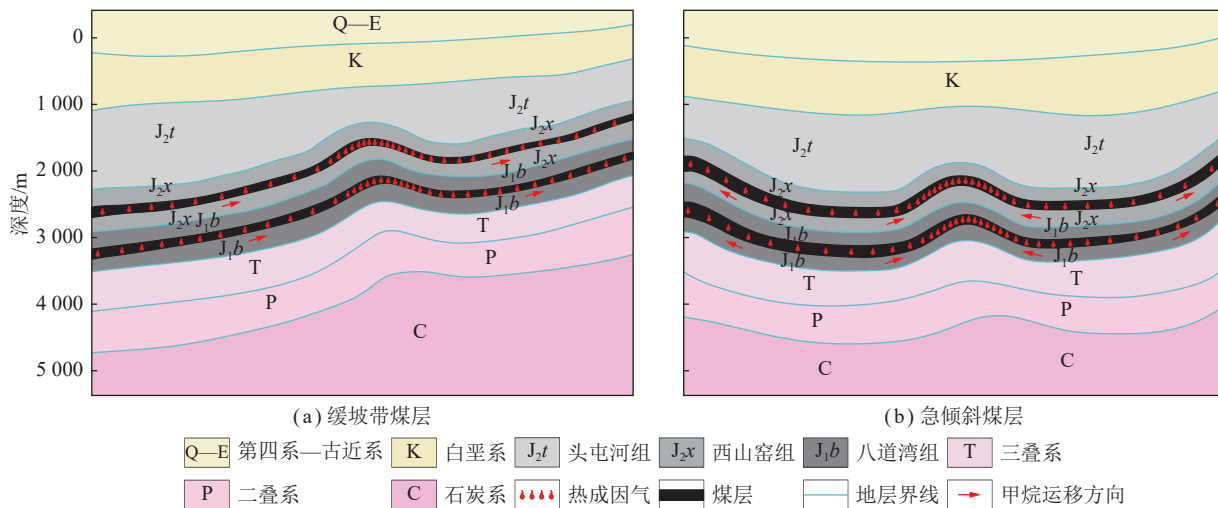


图2 新疆深部煤层气热成因机制与富集模式

Fig.2 Thermogenic mechanism and its enrichment model of CBM in deep coal seam in Xinjiang

### 1.2.3 生物-热复合成因机制与富集模式

除了上述2种气藏类型外,埋深处于2者之间的煤层仍具有富集高产的潜力,其煤层气既有生物成因也有热成因,2者的占比与煤层埋深和煤级有关。该类气藏煤层热演化程度总体偏低,但在剖面上呈现随埋深逐渐升高的特征,因此热成因气不足,煤层气的

富集需要生物成因气补充。深部煤层产生的热成因气沿斜坡向上运移,而相对较浅的煤层生成的生物成因气在地下水径流作用相向下部煤层运移,2者在埋深过渡带形成生物-热复合成因煤层气藏(图3)。该类气藏主要出现在山间盆地边缘,如吐哈盆地和三塘湖盆地等。



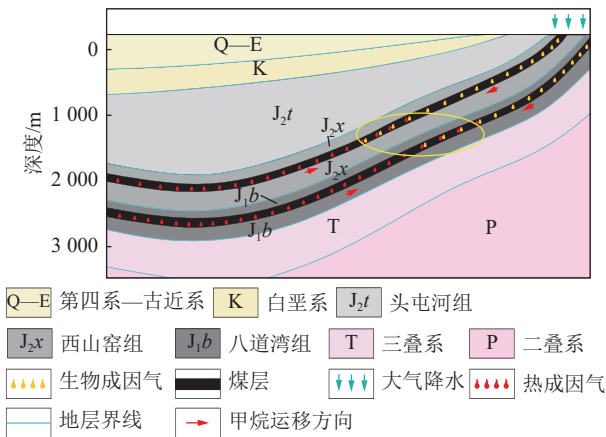


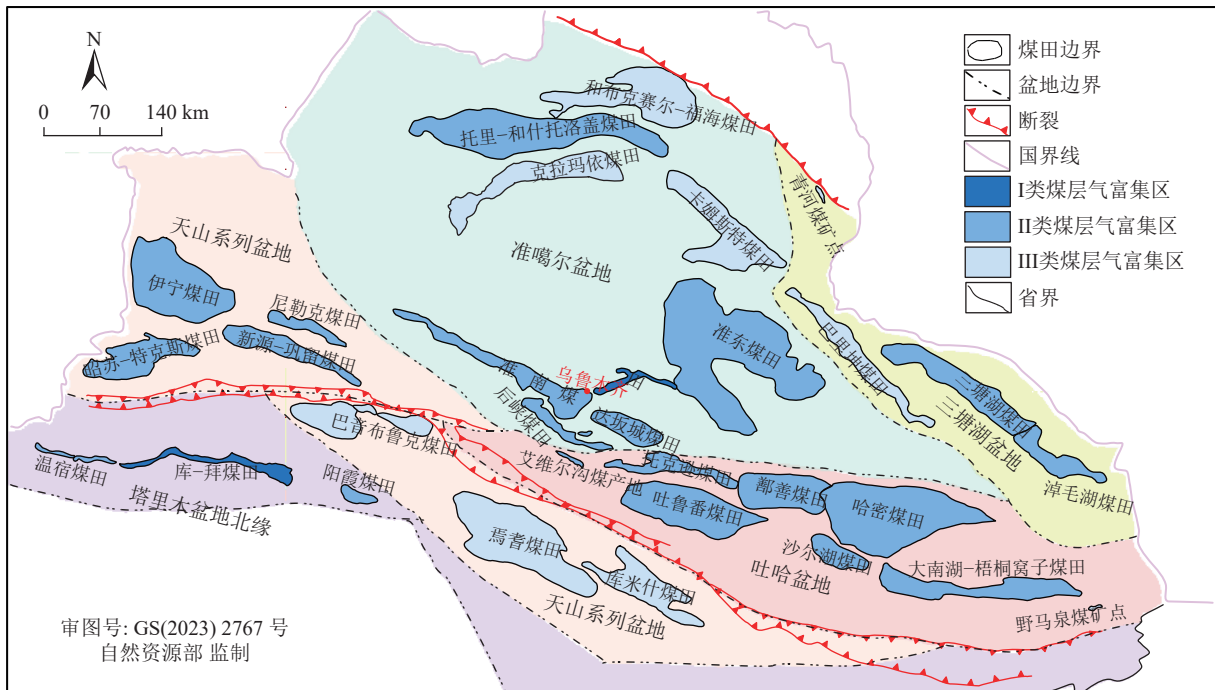
图3 新疆过渡带煤层气生物-热复合成因机制与富集模式  
Fig.3 Bio-thermal mixed genetic mechanism and its enrichment model of CBM in transition zone in Xinjiang

### 1.3 新疆煤层气分布赋存规律

新疆煤层气具有资源量大、分布广泛、浅部资源区域富集、深部资源占比高、游离气占比高的总体分布赋存特征。平面上,煤层气资源主要分布在前陆盆地,如准噶尔盆地和塔里木盆地,和构造相对稳定的山间盆地深部,如三塘湖盆地;垂向上,深部煤层含气能力和游离气含量显著增强,前陆盆地与山间盆地发育以吸附气与游离气共存或游离气为主的深部煤层气。新疆煤层气赋存特征表现出高含气饱和度、游离

气与吸附气共存,且随埋深增加游离气占比逐渐升高的基本规律。新疆以中低阶煤为主,中低阶煤的甲烷吸附能力明显弱于高阶煤,导致主要含煤盆地浅部煤层含气量一般较低,但由于中低阶煤大-中孔相对发育,游离气占比能达到总含气量的1/3,表现为吸附气为主,游离气共存的赋存特征。随埋深增加,煤层温度、压力不断增加,虽然煤层吸附能力减弱,但游离气含量的显著提高,深部煤层含气量也显著提高,为深部连续型“超饱和”煤层气藏的形成提供了有利条件<sup>[26]</sup>,因此,煤层多处于过饱和状态,含气饱和度甚至超过200%,游离气占比普遍大于50%。例如,准噶尔盆地东缘白家海凸起深部煤层实测含量高达16.11 m<sup>3</sup>/t,但通过等温吸附试验测得的理论含气量仅为7.32 m<sup>3</sup>/t,游离气占比高达54.56%<sup>[27]</sup>。此外,中低阶煤大-中孔占比相对较高以及盆地深部稳定构造控制下较为发育的割理裂隙系统,也为游离气赋存提供了有利储集空间。

平面上,新疆煤层气资源主要分布在准噶尔盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、天山系列盆地和三塘湖盆地,煤层气资源量分别为3.11×10<sup>12</sup>、1.16×10<sup>12</sup>、1.30×10<sup>12</sup>、1.62×10<sup>12</sup>和0.32×10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>(图4)。受微板块和构造挤压的共同控制,新疆含煤盆地山前构造挤压带陡倾斜煤层煤层气资源量占比较低,不到10%,盆地内平缓煤层煤层气资源量占比超过90%,导致新疆煤层气主



注: I类煤层气富集区为资源潜力高且煤层气勘探开发取得突破的区域; II类煤层气富集区为工作程度较高,具有较好资源潜力,但有待工程验证和技术突破的地区; III类煤层气富集区为具有一定煤层气资源潜力,但工作程度较低的区域。

图4 新疆主要煤层气富集区带划分与展布(据新疆煤田地质局资料)

Fig.4 Classification and distribution of major enrichment areas of coalbed methane in Xinjiang (According to Xinjiang Coalfield Geology Bureau)

要集中前陆盆地和山间盆地深部。例如,埋深 1 500 m 以浅的煤层含气量达到  $5 \text{ m}^3/\text{t}$ 、具有勘探开发潜力的煤层气资源,主要集中在准噶尔盆地南缘 ( $6\,400 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、塔里木盆地北缘 ( $3\,400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ) 和三塘湖煤田 ( $4\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ ),其他煤田埋深 1 000 m 以浅的煤层含气量低。垂向上,新疆深部煤层气资源量占比较高,埋深 1 000~1 500 m 煤层气资源量占埋深 2 000 m 以浅总资源量的 69.74%,而勘探程度较高的准噶尔盆地埋深 1 000~2 000 m 的煤层气资源量是 1 000 m 以浅的 3.5 倍左右<sup>[20]</sup>。急倾斜煤层与火烧区的广泛分布是造成新疆深部煤层气资源量占比高的主要原因,高角度煤层和裂隙极为发育的火烧区为地下水活动和煤层甲烷逸散提供了有利条件,破坏了浅部煤层气的保存条件,造成新疆煤层气风化带深度较大,普遍在 500 m 以深,山间盆地如吐哈盆地、三塘湖盆地等甚至接近 1 000 m。

#### 1.4 煤层气精准评价与选区技术

新疆煤层气地质选区的复杂性体现在具有明显差异的煤储层特征与煤层气富集条件,更为重要的是目前的煤层气地质选区评价方法仍然或多或少取决于评价参数的主观选择与等级划分,因此受限于对新疆煤层气勘探开发工作的认识,其评价结果的适用性有限。现行国家能源行业标准《煤层气地质选区评价方法》(NB/T 10013—2014)虽然对低阶煤和中高阶煤含气区块选区进行了分类并分别规定了不同评价参数及其等级,但仍然无法体现出浅部与深部煤层气资源的差异,缺少测井解释数据、地震反演数据等地球物理数据,无法全面且连续的反映评价区煤层气地质差异性特征。前人利用不同评价方法,如“多层次模糊数学综合评价法”、“一票否决+模糊数学层次分析”、“主成分分析法”等<sup>[28-29]</sup>对新疆煤层气进行了地质选区并取得了一些成果,煤层气选区评价方法从定性、半定量、定量逐步发展到定性定量结合的综合评价方法。然而不论是行业标准还是学者建立的方法都无法充分利用现有的丰富地质-地球物理-工程-地理信息等多元综合数据。此外,随着大数据与人工智能技术的发展,地质大数据与机器学习方法也为煤层气科学评价与精准选区提供了新途径。为此,本次研究基于煤层气地质理论和人工智能技术的结合与发展趋势,提出了基于“机器学习+三维地质建模”的煤层气选区技术(图 5)。

针对新疆煤层气精准评价,考虑到新疆浅部与深部煤层气的成因与富集特征不同,低阶煤与中高阶煤含气性差异显著且均有富集区分布,本技术的基本思路是:首先开展深部与浅部以及低阶煤与中高阶煤分

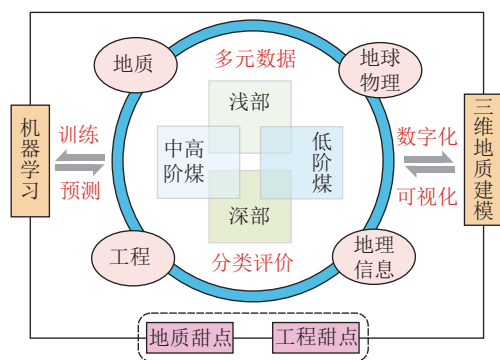


图 5 基于“机器学习+三维地质建模”的新疆煤层气科学评价与精准选区技术框架

Fig.5 A technical framework for scientific evaluation and accurate selection of coalbed methane in Xinjiang based on “machine learning + 3D geological modeling”

类;其次,采用机器学习和三维地质建模方法,充分挖掘地质-地球物理-工程-地理信息等多元数据信息,一方面以区域-连续性的地球物理数据为基础构建评价区/单元三维地质模型,另一方面通过机器学习技术对局部或煤层气井数据进行训练和放大,2者结合形成煤层气地质与工程评价的基础数据集与评价参数体系;最后,开展煤层气地质甜点与工程甜点协同评价与优选。

## 2 深部煤层气/煤系气“甜点”发育规律与预测探测技术

### 2.1 深部煤层气/煤系气“甜点”发育规律

相较于浅部诸多不利条件,新疆深部煤层气/煤系气吸引了越来越多的关注<sup>[30-31]</sup>,但其勘探程度低,摸清深部煤层气/煤系气“甜点”发育规律是规模效益开发的先决条件。准噶尔盆地内发育石炭系、二叠系、侏罗系、白垩系和古近系 5 套主要烃源岩层段<sup>[32]</sup>,其中侏罗系八道湾组及西山窑组是深部煤层气/煤系气勘探开发的重点层段。准噶尔盆地西山窑组煤层除盆地南缘埋藏较浅外,盆地其余地区煤层埋深多超过 2 000 m;八道湾组煤层整体埋深介于 2 000~3 500 m (盆地南缘 > 3 000 m;准东地区 2 000~3 000 m;盆地西北缘 2 500~3 500 m)<sup>[31]</sup>。高含气与高渗透是“甜点”发育的根本,基于构造与煤层气富集模式的匹配关系,将新疆准噶尔盆地深部煤层气/煤系气“甜点”发育区域可圈定为盆内坳陷的凸起、盆内隆起的凹陷、盆缘斜坡 3 类地质构造环境(图 6)。盆内坳陷凸起,可认为是局部构造高点,通常是深部煤层气/煤系气布井的优选方向,其原因为:①局部拉张形成的裂隙与较小的垂向应力使得构造高点部位储层渗透率显著高于周边<sup>[33]</sup>;②深部高地层温度条件下,部分吸附态甲烷



相变转化为游离态, 聚集于构造高位相对发育的煤储层裂隙中。例如, 准噶尔盆地南缘头屯河至乌鲁木齐河地区, 西山断层造成深部煤层气向浅部运移, 在靠近断层的构造高点富集; 郝家沟背斜核部及桌子山背斜核部受拉应力而容易产生张性裂隙, 煤储层渗透率增加, 同时其上覆盖层封闭性好, 有利于煤层气富集<sup>[34]</sup>; 盆内隆起的凹陷整体处于拉张环境, 地应力较弱, 凹陷对煤层气保存至关重要, 如准噶尔盆地陆东地区东道海子凹陷, 初步勘探开发获得了  $(0.85 \sim 1.83) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的侏罗系煤系气工业气流<sup>[35]</sup>; 斜坡构造相对单一, 含

气性与渗透率略次于前2者。

深部煤层气/煤系气“甜点”发育层位通常是割理裂隙发育的原生结构煤层或孔裂隙发育的煤系砂砾岩储层, 一方面不同尺度、不同类型的天然裂隙控制了气体的运移、聚集、保存, 是煤层气/煤系气储层的主要储集空间和重要渗流通道, 是地质“甜点”预测的关键参数。另一方面, 天然裂隙与水力压裂裂缝的衍生关系也影响着压裂缝扩展方式和压裂效果, 裂缝/裂隙发育的深部煤层气/煤系气储层后期水力压裂裂缝易于扩展, 是工程“甜点”预测的核心参数。

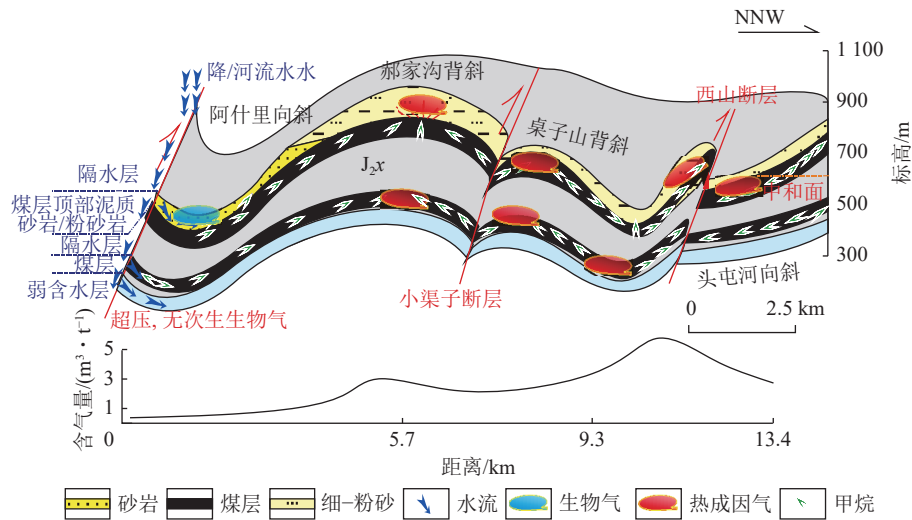


图6 准噶尔盆地南缘头屯河至乌鲁木齐河地区煤层气构造高位富集示例<sup>[35]</sup>

Fig.6 Example of CBM enrichment in tectonic high position in Toutun River to Urumqi River area, southern margin of the Junggar Basin<sup>[35]</sup>

## 2.2 深部煤层气/煤系气“甜点”预测探测

煤层气/煤系气“甜点”已由原来的关注资源禀赋的地质“甜点”<sup>[36-38]</sup>, 扩展到储层可改造性的工程“甜点”。深部煤层气/煤系气地质“甜点”与工程“甜点”之间并非彼此孤立, 而是相互联系、相互制约。一方面, 深部煤层气/煤系气储层的岩石物理特征、岩石力学性质、天然裂缝发育特征、不同相态甲烷含量等地质“甜点”参数决定了储层含气性、渗透性与储层间的连通性, 进而控制着后期煤层气/煤系气工程“甜点”评价参数; 另一方面, 深部煤层气/煤系气开发过程中工程“甜点”的变化会对初始地质“甜点”评价参数产生动态影响, 储层岩石力学参数、岩石物理参数、渗透性、连通性等地质“甜点”参数会进一步重塑。当前, 深部煤层气/煤系气“甜点”预测研究工作更多的是将地质“甜点”或工程“甜点”孤立开来, 这就极易在生产实践中引发矛盾。

岩石力学地层新方法根植于构造地质学与岩石力学相结合的地质力学, 是地质力学与沉积岩石学(岩性学)、岩石地层(学)进一步交叉融合的产物, 在

解决岩石力学地层格架下储层天然岩石物理表征(地质“甜点”范畴)、储层压裂改造特征阐释(工程“甜点”范畴)等非常规油气成藏与开发问题方面具有突出应用价值<sup>[39-41]</sup>。岩石力学地层具有有机衔接地质“甜点”(成藏地质)与工程“甜点”(储层工程)的天然属性, 是突破深部煤层气/煤系气“甜点”一体化预测瓶颈的利器。

基于岩石力学地层新理论, 提出了适配于新疆深部煤层气/煤系气“甜点”一体化预测探测思路(图7)。

① 地质“甜点”预测探测。以地球物理勘探手段与岩石物理表征测试分析方法为主要研究手段, 查明新疆深部煤层气/煤系气储层岩石力学地层特征(岩石地层特征、岩石力学特征、岩石物理特征等)、组合配置关系和时空演化规律, 确定地质“甜点”相关量化评价指标, 同时以岩石力学地层表征、煤层气/煤系气气藏描述和盆地与应力场数值模拟为基础, 构建基于新疆深部煤层气/煤系气岩石力学地层成藏地质模型的地质“甜点”评价方法。

② 工程“甜点”预测探测。基于相似材料实验模拟、岩石变形破坏实验模拟和水力压裂

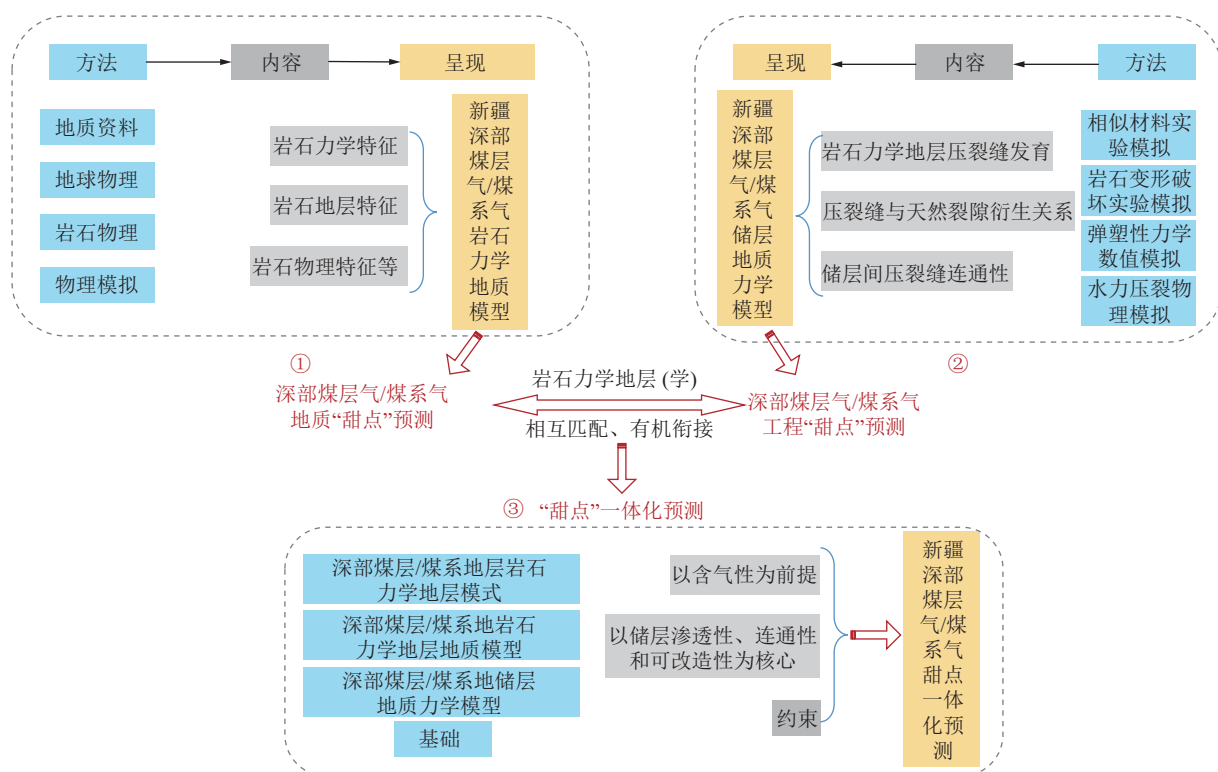


图 7 基于岩石力学地层的新疆深部煤层气/煤系气“甜点”一体化预测方法

Fig. 7 “Dessert” integrated prediction method for deep CBM/CMG in Xinjiang based on rock mechanics stratigraphy

物理模拟结果,建立基于深部储层力学特征的弹塑性本构模型和断裂本构模型,利用 ABAQUS 平台二次开发功能,开展储层压裂应力-应变流固耦合数值模拟和储层诱导裂缝特征预测,阐明新疆深部煤层气/煤系气岩石力学地层单元压裂改造的储层岩石物理与岩石力学响应特征;以成藏地质模型为基础,构建新疆深部煤层气/煤系气储层地质力学模型,并以此为依据开展工程“甜点”预测探测。③“甜点”一体化预测探测。以新疆深部煤层气/煤系气岩石力学地层成藏地质模型与储层地质力学模型为基础,将地质“甜点”与工程“甜点”协同考虑,明确新疆深部煤层气/煤系气地质-工程“甜点”关键控制因素,构建基于岩石力学地层新方法的“甜点”一体化预测探测技术体系,筛选适合大规模高效勘探开发的新疆深部煤层气/煤系气层段。

### 3 新疆煤层气加速滚动开发与快速增储上产技术策略

#### 3.1 低风险、短周期滚动开发

##### 3.1.1 滚动开发基本原则

滚动开发是针对地质条件复杂的油气藏提出的一种简化评价勘探、加速新油气田产能建设的快速勘探方法,同时也是进入油气勘探开发成熟期后的重要增储上产手段<sup>[42-43]</sup>。煤层气滚动开发是在对煤储层

特征、煤层气富集模式、赋存规律等具有整体认识的基础上,将高产富集区率先投入开发,在重点区块突破的同时深化新区块、新层系的勘探,实现接续开发,并逐步调整完善井网及开发层系设计,具有勘探开发紧密结合、增储上产一体化的特点。

当前,新疆煤层气勘探开发存在 2 方面的问题:

① 新疆煤层气勘探开发有利区多处于山前构造挤压带,具有构造发育、地质条件复杂、油气藏类型多、地质认识程度不足等特点,加之地质适配性的勘探开发技术体系尚不成熟,造成煤层气开发效率低、开发风险高、工程部署难度大,表现为煤层气高产井与稳产井总体偏少、高产区块有限且技术模式难以复制、不同生产井产量差别较大且平均单井产量偏低<sup>[5]</sup>;② 新疆工程服务市场竞争不足、煤层气产业市场份额较小,造成新疆煤层气开发成本较高、收益较低、成本回收周期较长<sup>[44]</sup>,煤层气开发初期即进行大规模投资的风险大。为此,立足于新疆现有煤层气开发区块及其周围地区,充分利用现有地面工程设施与技术装备,秉持低风险、短周期、高效率、多批次工程部署的基本原则实施滚动开发,一方面,通过缩短建设周期、减少建设投资,有效规避风险、提高煤层气开发经济效益;另一方面,新增储量可以较快地投入开发并迅速形成生产能力,便于产量的衔接,达到高节奏、高收益、增储上产的目的。

### 3.1.2 滚动开发典型方案

典型的煤层气滚动开发方案可归纳为“精细煤层刻画、构造解释与断层识别——早期煤储层描述、评价与井网部署——主体建产与井网、开发方案调整——老井复查与滚动扩边”<sup>[45-47]</sup>,通过滚动勘探阶段、滚动评价阶段以及滚动开发阶段以及全面投入开发后的继续滚动阶段具体实施(图8)。滚动勘探是基于煤层地质条件的认识,通过二维/三维地震资料精细解释,精确刻画煤层埋深、构造等发育特征,识别和描述断层,加深区域地质认识,并通过预探工作确定煤层气富集模式与赋存规律,其工作重点是煤层气精准评价与选区、优选滚动勘探目标和实施钻探。滚动评价是在早期煤储层描述与评价工作基础上部署和实施滚动开发井,进而通过补充早期煤储层描述成果,进一步认

识和评价煤储层,并从经济效益、开发效果等角度确定开发方式、布井方式等;随后基于整体部署井网,实施关键井并完成煤层气开发区块概念设计编制和经济评价工作。滚动开发阶段以尽快建成生产能力为目标,将构造精细解释与钻井反馈贯穿整个煤层气开发过程中,基于整体部署井网全面投入开发,主体建产后,对整个区块开展生产动态跟踪并进行井网、开发方案调整;继续滚动阶段即在全面投入开发一段时期后,针对开发过程中暴露问题,进行再认识,以达到提高储量的动用程度、改善开发效果、提高采收率的目的。该阶段,一方面,开展老井复查,通过煤层埋深、构造等的精细解释,寻找有利滚动目标;另一方面,通过动静态相结合的方式跟踪单井生产动态,进一步向外部署滚动勘探井,为后期开发提供新的接替区块。

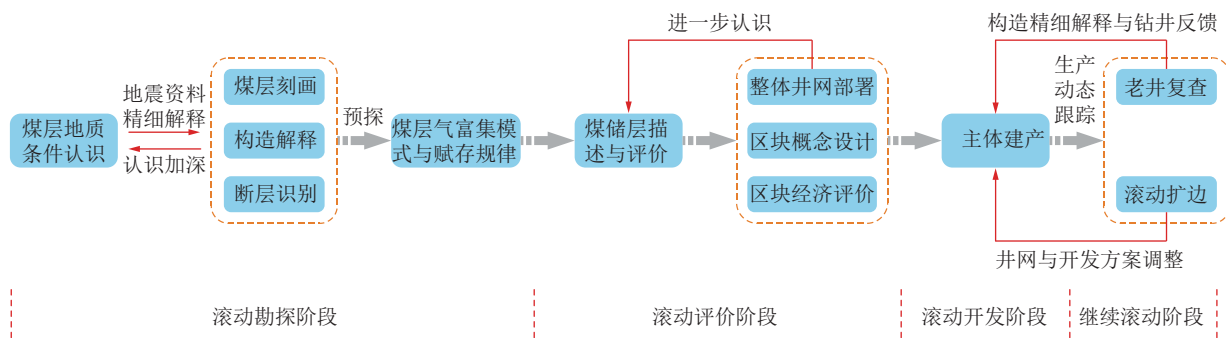


图8 加速滚动开发的技术流程

Fig.8 Technical process of accelerated rolling development

## 3.2 中浅部煤层气增储上产

中浅部煤层气是目前新疆煤层气开发的重点,也是新疆“十四五”煤层气勘查重点和增储上产的关键<sup>[44]</sup>。随着新疆中浅部煤层气勘探开发步入规模化开发阶段,中浅部煤层气的勘探开发全面进入滚动开发阶段,部分老区块已逐渐向全面投入开发后的继续滚动阶段过渡。相应地,煤层气勘探开发工作的重点集中在滚动扩边基础上的新区块主体建产,以及老区块的老井复查与开发方案调整。

### 3.2.1 中浅部新区块增储上产

新疆煤层气已实现小规模开发,但煤层气产能建设规模较小( $2.1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ),储量动用率极低(仅1.48%),亟需在阜康白杨河、阜康四工河、乌鲁木齐河东、拜城矿区等煤层气开发区块全面投入开发的基础上优选新区块,实现滚动开发。新区块布井建井应首先基于新疆煤层气地质条件的精细刻画,考虑地质条件、开发需求和经济效益等要素,对井网类型、最佳布井数量、井距、井网密度、井网方位等进行整体设计优化<sup>[48-51]</sup>。其次,在充分理解工程任务和工程条件基础上,开展煤层气钻井工程设计,包括地质设计、井身

结构设计、绳索取心设计、钻井循环介质设计、固井工程设计、完井方式设计等;最后,依据煤层气钻井工程设计实施钻井,并在施工过程中通过钻井反馈,及时优化调整设计方案(图9)。

### 3.2.2 中浅部老区块增储上产

对于阜康白杨河、阜康四工河、乌鲁木齐河东、水溪沟矿区、拜城矿区等老区块,虽然已经过一定时期的生产,且部分老井逐渐进入产气量递减阶段,但仍具有一定的增储上产潜力。其一,当前新疆主力产气区块布井数量较少,阜康白杨河、阜康四工河、乌鲁木齐河东、水溪沟矿区、拜城矿区5个煤层气开发区块目前分别施工生产井65、62、100、27、25口,尚未形成区块内整体井网部署,布井数量、井距、井网密度仍有调整优化空间;其二,由于开发早期地质认识程度偏低,以及钻完井、水力压裂、排采制度与管理等方面的工程设计不合理,造成部分老区块煤层气井产量不高<sup>[52]</sup>,仍有调整上升空间。因此,老区块的复查与煤层气井增产改造措施的实施仍不失为新疆中浅部煤层气增储上产的重要措施。



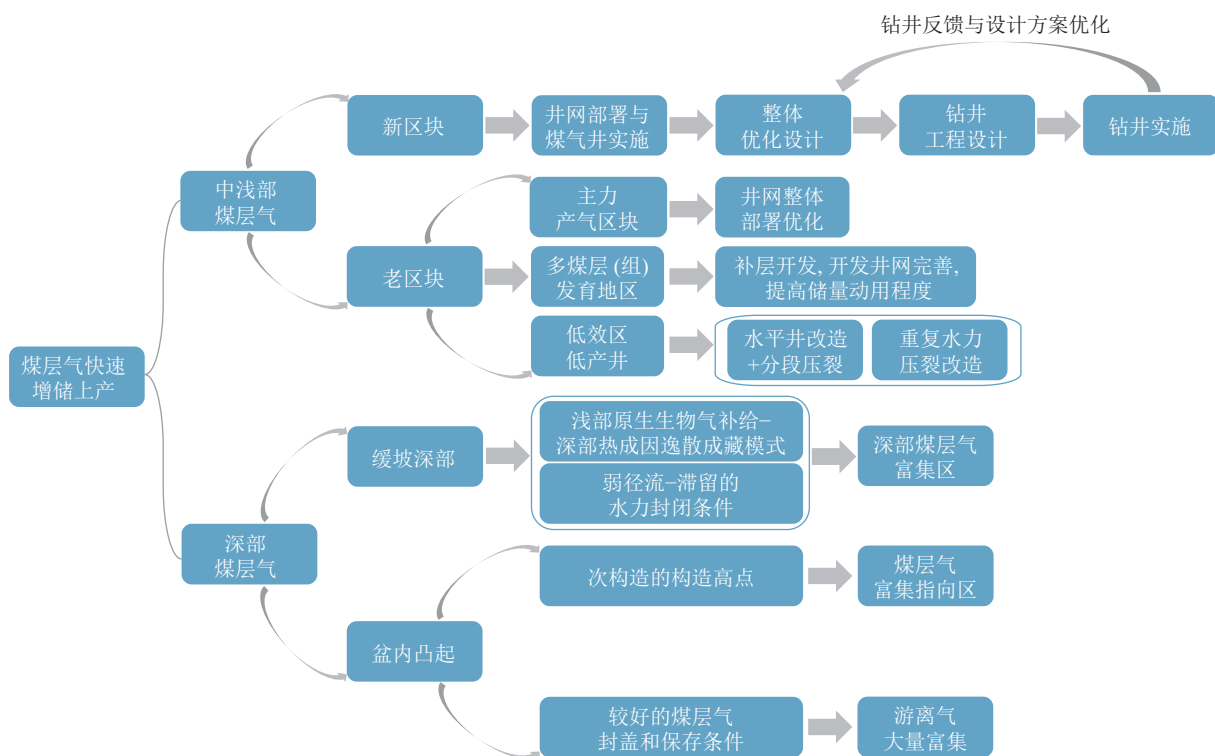


图9 准噶尔盆地煤层气快速增储上产工程部署策略示意

Fig.9 Schematic diagram of engineering deployment strategy for rapid increase in CBM storage and production in Junggar Basin

煤层气井的增产改造措施包括井网加密调整、补层开发和储层改造等<sup>[53]</sup>。针对新疆主力产气区块,首先,根据区块压降扩展情况等生产动态监测,结合煤层气地质特征、富集机理、赋存规律,进行井网类型优化、井网加密等井网整体部署优化,对于多煤层(组)发育地区可结合补层开发,完善开发井网,提高储量动用程度,实现老区块煤层气产量稳中有升;其次,对于低效区、低产井,排查开发过程中暴露的问题,开展针对性的储层改造措施(图9)。

### 3.3 深部煤层气增储上产

新疆深部煤层气资源丰富,据预测准噶尔盆地、吐哈、三塘湖盆地2000 m以深的煤层气地质资源量达 $25.64 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,可采资源量 $5.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,远超2000 m以浅<sup>[3,54]</sup>。新疆深部煤层气勘探已在准噶尔盆地东部白家海凸起等区块取得突破<sup>[55]</sup>,证明新疆具有深部煤层气大规模开发的潜力。盆地尺度,考虑“地质甜点”与“工程甜点”的契合,大型盆地缓坡深部和盆内凸起“甜点区”是新疆深部煤层气快速增储上产优先开发区域(图9)。

#### 3.3.1 大型盆地缓坡深部

新疆大型盆地缓坡深部以深部热成因气为主,并受浅部煤层晚期生物成因气补给,2者在缓坡深部弱径流—滞留的承压水封闭条件下富集成藏<sup>[56]</sup>。新疆大型盆地缓坡深部具相对优良的煤层气开发工程实

施的地质条件。盆地缓坡深部煤层非均质性减弱,煤层压力、渗透率整体分布均匀,利于开发井网的整体部署;随埋深增加,挤压应力增大,剪切作用致使该部位裂隙相对发育,弥补了煤岩孔隙度减小造成的渗透率降低,煤层含气性与渗透性匹配较好,利于流体产出<sup>[57]</sup>;缓坡深部煤层位于地下水的弱径流—滞留区,易于煤层气井疏水降压。

#### 3.3.2 大型盆地盆内凸起

新疆高产煤层气井多位于盆内凸起,如阜康向斜、乌鲁木齐河东八道湾向斜及白家海凸起等次级倾覆褶皱仰起部位。这与盆内凸起较高的含气量和煤层压力密切相关。一方面,构造高点是煤层气富集指向区,研究表明气测录井全烃含量的高值区多分布于构造较高部位,其翼部气测录井全烃含量值偏低,盆内凸起是盆地内次级构造的构造高点,良好的构造圈闭条件下可形成煤层气的富集<sup>[58]</sup>,例如位于八道湾向斜核部的WC5井43号煤层含气量高达 $18.46 \text{ m}^3/\text{t}$ ,远高于向斜翼部;另一方面,较好的煤层气封盖和保存条件下,盆内凸起可大量富集游离气,例如,白家海凸起2口深部煤层气井含气饱和度 $>200\%$ ,说明存在大量游离气。煤化作用过程中,随构造抬升,煤层压力下降,部分吸附气转换为游离气,游离气沿煤层裂隙运移,并在盖层作用和气水分异作用下于构造高点聚集,另外,随煤层埋深增加,地层温度随之增

加, 温度作用下部分吸附气转换为游离气, 聚集在构造高点<sup>[34]</sup>。

## 4 新疆煤层气勘探开发地质适配性技术体系

### 4.1 井网、井型优化部署

新疆侏罗系八道湾组、西山窑组煤层具有单层和累厚度大、层数多、埋深与倾角变化大、渗透率与地应力各向异性强等特点<sup>[59-60]</sup>, 不同深度、倾角、厚度煤层中煤层气分层或合层勘探开发时, 对勘探开发井井位(网)部署、井眼轨迹及井身结构设计提出了适配

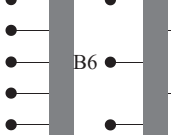
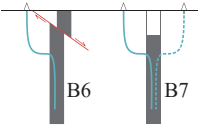
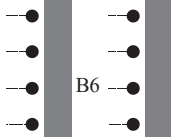
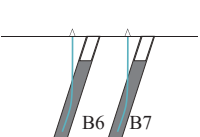
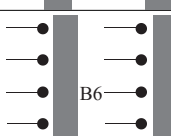
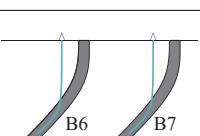
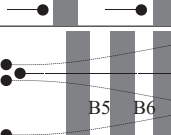
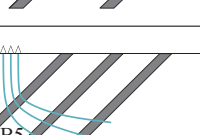
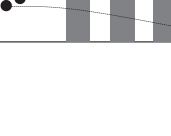
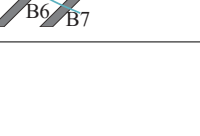

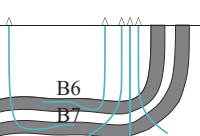


性要求。

#### 4.1.1 浅层煤层气勘探开发部署

对于埋深 $\leq 1\,000\text{ m}$ 的浅部煤层气资源, 为了避开近地表采空区及断层构造带, 当目的煤层近直立时( $85^\circ\sim 90^\circ$ ), 宜采用“五段式”定向井对目的煤层进行单层开采, 定向井采用“三开”井身结构, 三开于目的煤层中近垂向钻进, 固井后煤层段进行分段射孔及压裂改造(表2)。当地面条件较好时, 可采用直排单列式布井; 当地面条件较差时, 可采用直排双列式布井, 分别从目的煤层两侧地面开孔并定向钻至煤层。

表2 新疆不同深度煤层气勘探开发井部署方式

Table 2 Deployment methods for CBM exploration and development wells at different depths in Xinjiang

资源深度	煤层赋存状态	探采方式	地面布井方式	地面布井示意	井型	井身结构	井眼轨迹	井眼轨迹示意
浅层 ( $\leq 1\,000\text{ m}$ )	近直立 ( $85^\circ\sim 90^\circ$ )	单层采气	直排单列式 (单层开采)		定向井	三开	五段式	
			直排双列式 (单层开采)					
	急倾斜 ( $45^\circ\sim 85^\circ$ )	单层采气	直排单列式 (单层开采)		定向井	三开/二开	三段式	
			直排多列式 (多层分采)					
中深层 ( $1\,000\sim 2\,000\text{ m}$ )	急倾斜 ( $45^\circ\sim 85^\circ$ )	单层采气	直排单列式 (单层开采)		定向井	三开	三段式	
			直排多列式 (多层开采)					
	倾斜 ( $25^\circ\sim 45^\circ$ )	合层采气	直排单列式 (相似深度)		定向井	三开	三段式	
			直排多列式 (不同深度)					
深层 ( $\geq 2\,000\text{ m}$ )	缓倾斜-倾斜 ( $8^\circ\sim 45^\circ$ )	合层采气	矩形井网		丛式井(组)	三开	一段式	
			菱形井网		定向井	三开	一段式	
			六边形井网		丛式井	三开	一段式	
	近水平-缓倾斜 ( $0^\circ\sim 25^\circ$ )	单层采气	集簇式(丛式井开采)		丛式井组	三开	三段式	
			直排单列式 (单层开采)		L型水平井	三开	三段式	
			直排多列式 (多层分采)		U型水平井	三开	三段式	
	近水平-缓倾斜 ( $0^\circ\sim 25^\circ$ )	单层采气	集簇式(丛式水平井开采)		水平井组	三开	三段式	
			直排单列式 (单层开采)		水平井组	三开	三段式	

当目的煤层为急倾斜煤层时( $45^\circ\sim 85^\circ$ ), 宜采用“三段式”定向井对目的煤层进行单层开采, 定向井采用“二开”井身结构, 二开揭露上覆地层后继续于目的煤层中钻进, 固井后进行分段射孔及压裂改造<sup>[61]</sup>。若钻遇地层地质条件复杂, 定向井可采用“三开”井身结

构, 二开于目的煤层之上 $2\text{ m}$ 完钻, 三开于目的煤层中钻进(表2)。当仅存在单一目的煤层时, 地面采用直排单列式布井, 进行单煤层采气; 当存在多个目的煤层时, 地面采用直排多列式布井, 进行多煤层多定向井独立采气。

#### 4.1.2 中深层煤层气勘探开发部署

对于埋深 1 000~2 000 m 的中深层煤层气资源,当目的煤层为急倾斜煤层时 ( $45^{\circ}\sim 85^{\circ}$ ),宜采用“三段式”定向井进行单层开采,定向井采用“三开”井身结构,三开于目的煤层中钻进 (表 2)。当仅存在单一目的煤层时,地面采用直排单列式布井,进行单煤层采气;当存在多个目的煤层时,地面采用直排多列式布井,进行多煤层独立采气。

当目的煤层为倾斜煤层时 ( $25^{\circ}\sim 45^{\circ}$ ),宜采用“三段式”定向井对多个目的煤层进行多层合采,定向井采用“三开”井身结构,三开于中下侏罗统中钻进,固井后对目的煤层段进行分段射孔及压裂改造 (表 2)。当地面条件较好时,可采用直排单列式、直排多列式布井;当地面条件较差时,可采用集簇式布井方式,利用丛式井 (组) 模式对中深层煤层气勘探开发。

#### 4.1.3 深层煤层气勘探开发部署

对于埋深  $\geq 2 000$  m 的深层煤层气资源,当目的煤层为缓倾斜 ( $8^{\circ}\sim 25^{\circ}$ ) 或倾斜煤层时 ( $25^{\circ}\sim 45^{\circ}$ ),可采用直井、“三段式”定向井及其组成的丛式井 (组) 对多个目的煤层进行多层合采,直井、定向井采用“三开”井身结构,三开于中下侏罗统中钻进,固井后对目的煤层段进行分段射孔及压裂改造 (表 2)。当地面条件较好时,可采用矩形、菱形、梅花形、六边形等类型井网布井;当地面条件较差时,可采用集簇式布井方式,利用丛式井 (组) 模式对深层煤层气勘探开发。

当目的煤层为近水平 ( $0^{\circ}\sim 8^{\circ}$ ) 或倾斜煤层时 ( $8^{\circ}\sim 25^{\circ}$ ),宜采用“三段式”水平井对厚度大、资源丰度高的目的煤层进行单层采气,二开于目的煤层之上 2 m 完钻,三开于目的煤层中近水平钻进 (表 2)。当地面条件较好时且仅存在单一目的煤层时,地面采用直排单列式布井,进行单煤层水平井采气;当存在多个目的煤层时,地面采用直排多列式布井,进行多煤层多水平井独立采气。

#### 4.2 钻完井

新疆煤储层独特的地质特性为钻完井作业提出了较大挑战。基于以往的钻完井施工情况,新疆煤层气井钻完井过程中普遍存在以下技术难点<sup>[62-65]</sup>: ① 由于地层倾角大,钻头在非均面切削作用下易产生不平衡的钻进状态,导致钻头偏离原井眼轴线,产生“小变向器”作用,且该作用随地层倾角的增大而增强,另外,砂岩与泥岩互层,软硬交替,也会对钻头产生“小变向器”作用,在软硬岩层交界处易形成“狗腿”,导致井眼轨迹控制困难,出现井斜超标、方位漂移等问题;② 地层构造复杂,煤层产状沿走向和倾向均发生变化,导致顺煤层井在沿储层钻进时易钻出顶底板,

从而导致煤层钻遇率低,重新入煤困难,且煤层夹研多,影响对顶底板和目的煤层的精准判断,无法判断是否钻入目的煤层;③ 煤岩性质脆、机械强度低,同时发育有相互垂直的天然裂缝,在顺煤层钻进时,钻井液安全密度窗口窄,高密度钻井液易诱发煤层裂隙扩展延伸,使得煤层膨胀掉块,低密度钻井液易导致煤层应力坍塌、掉块,形成“大肚子”井眼,井眼质量难以保障,卡钻、埋钻事故频发;④ 煤阶低、埋深浅、割理/裂隙发育,且基质孔隙度高,孔隙连通性好,孔隙压力通常较低,在钻井过程中极易发生钻井液漏失,且漏失量大、漏失不可控,大量钻井液固相侵入易诱发严重储层伤害。

为适应新疆大倾角、多煤层、厚煤层的特点,形成了以丛式井为主,水平井为辅的开发模式,其中,丛式井包括直井和定向井,水平井包括顺煤层井、L 型井和多分支水平井,所采用的完井方式包括筛管完井、下套管射孔完井和洞穴完井<sup>[63-64]</sup>。丛式井的定向井通常采用“三段式”井身结构,由于新疆煤层倾角大,“三段式”定向井难以实现多个主力煤层等井距开发,为此,创新提出了“五段式”定向井井身结构,并与直井相结合,实现了对多个主力煤层的等井距开发利用 (图 10(a))。顺煤层井主要是顺煤层倾向井,采用“三段式”井身结构,沿煤层下倾方向钻进 200 m 以上,增加沿倾向上储层的钻遇长度,实现单层高效开发和横向充分挖潜 (图 10(b))。L 型井多为沿煤层走向或沿走向小角度上摆的水平井,该井型增加了单井泄压面积,降低渗流阻力,实现了对厚煤层的充分动用 (图 10(c))。对于构造条件简单、煤层连续好、渗透率较高的区域,则以多分支水平井开发模式为主,进一步增大供气面积 (图 10(d))。安全快速钻井方面,通过数学建模等手段,开展了钻机、钻头、泥浆泵和固控设备选型优化,通过钻井液储层伤害评价实验,优化形成了低固相低伤害强抑制水基/钾基钻井液和无固相低伤害钻井液体系,提高了钻井液稳定性能、抑制性能、防塌和携岩性能 (保持井壁稳定) 以及储层保护效果 (录井气测显示)。井身质量控制方面,开展了井眼轨迹优化设计和井眼轨迹控制理论技术研究,建立了井眼轨道优化设计模型和底部钻具组合受力模型,优化井眼轨迹和底部钻具组合,减少摩阻,达到井身控制的目的。针对顺煤层钻进过程水平井钻遇率低的问题,引进优化地质导向技术,提出并试验了“主动探顶技术与侧钻开分支技术”,保障了出煤后做出准确判断,制定准确侧钻方案。基于上述钻完井关键技术,新疆煤层气井平均钻井周期约 11 d,井身质量合格率达 97%,顺煤层井煤层钻遇率达 90% 以上,实现了快速钻完井以及对多煤层和厚煤层的充分动用。当前,自



动化、智能化和大数据是持续提高钻完井质量、保障作业安全、降本增效的必由之路,已成为钻完井技术发展的必然趋势,形成适用于新疆大倾角多厚煤层的自动化智能化钻完井关键技术是未来亟待突破的方向之一。

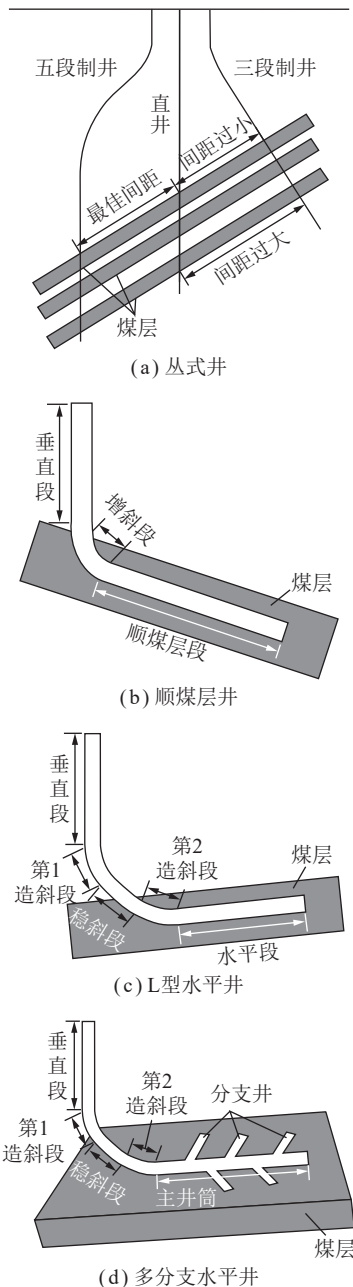


图10 新疆煤层气井常用井型示意

Fig.10 Schematic of commonly used well patterns for Xinjiang CBM wells

### 4.3 压裂改造

目前,在沁水盆地南部及鄂尔多斯盆地东缘成功应用的储层改造技术主要为“套管完井、活性水加砂压裂、填砂分层”技术。由于新疆煤储层倾角大、煤层多、厚度大,压裂裂缝扩展规律、裂缝形态等与其他地区有较大差异,常规储层改造技术在新疆煤储层的

适应性较差,具体表现在:①目前采用的压裂液主要为活性水压裂液,由于活性水携砂性能较差,在近水平地层中即存在难以将压裂砂输运至裂缝远端,导致支撑裂缝短的问题,对于大倾角煤层而言,活性水将压裂砂携带至上倾部位裂缝的难度更大,从而造成上部裂缝无法得到有效支撑,影响水力压裂改造效果;②新疆地区主力煤层厚度普遍大于10 m,有些甚至大于20 m,水力压裂时,为保证改造范围足够大,通常需要严格控制射孔段的长度,使压裂能量集中在合适的厚度范围内,从而形成较长的水力裂缝,然而对于厚煤层,尤其是巨厚煤层而言,如果射孔段过长,则裂缝长度、改造范围难以保证,若射孔段较短,又无法保证整个厚煤层均得到充分改造;③新疆煤层层数多,当前主要采用的光套管填砂分层压裂工艺单层压裂后排液时间长,导致单井压裂施工进度慢、周期长,且由于压裂液与储层长时间接触,会对储层造成伤害。

为解决大倾角煤层压裂缝上部支撑难的问题,在对储层敏感性特征进行研究的基础上,通过压裂液伤害性评价实验,研发了低伤害低摩阻高效压裂液体系,实现了压裂液的良好携砂性能以及降摩阻和降滤失作用,有利于压裂液快速返排并将支撑剂向裂缝上部及远端填充。针对新疆煤储层厚度大、难以充分改造,目的煤层多、常规填砂分层压裂工艺对层间距要求高、施工周期长的难题,形成了多厚煤层压裂选段原则,即优选自然伽马值低、井径扩径小、电阻率高以及孔渗条件好的目标层段作为压裂层段,以保障所选层段的资源潜力和储层条件均较优;并通过引进再优化,形成了2套多厚煤层分层压裂工艺<sup>[66]</sup>:①引进并优化了水力喷砂射孔+连续油管底封拖动压裂技术,实现了单层平均施工周期为2.74 d;②在分析储层地质条件和储层温度、压裂液成分基础上,开展桥塞溶解实验,优选可溶桥塞,创新采用了多簇射孔+全可溶泵送桥塞分段压裂技术,进行大规模+大排量+高砂比压裂施工,实现大倾角多厚煤层的多裂缝全切割体积压裂,施工周期为1~2 d/层(图11)。大倾角多厚煤层高效压裂的各项技术在新疆煤层气现场共开展了23井次试验,效果显著。然而,在后期排采过程中普遍出砂、出煤粉现象,影响排采连续性,且部分煤层顶板为含水层,大倾角煤层压裂过程中极易压穿含水层,导致排水降压失效。因此,改进和优化储层改造工艺,解决出砂出煤粉难题,并在保障顶底板安全前提下充分改造储层是未来亟待突破的方向之一。

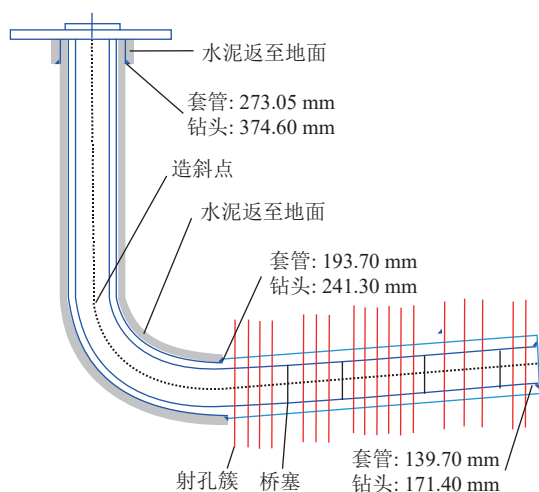


图 11 多簇射孔+全可溶泵送桥塞分段压裂技术

Fig.11 Multi-cluster perforation and fully soluble pumped bridge plug stage fracturing technology

#### 4.4 排 采

受控于煤层含气性、压力、渗透性及其敏感性特征,新疆浅层、中深层、深层煤层气排采井储层适配性排采管控工艺存在显著差异,并具体表现在对套压、井底流压日降幅的差异性控制上(图 12)。

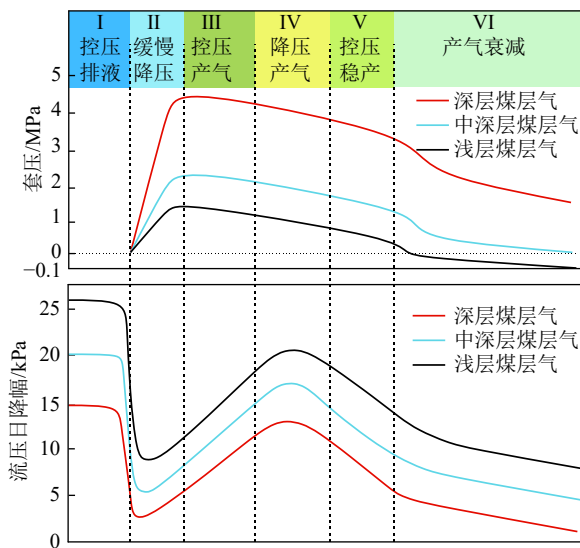


图 12 不同深度煤层气井不同排采阶段的套压与井底流压日降幅

Fig.12 Casing pressure and daily decrease of bottom hole flow pressure in different drainage stages for CBM wells with different depths

##### 4.4.1 浅层煤层气井排采方案

受煤层埋藏浅、渗透率高、储层压力与含气饱和度低等因素共同影响,新疆目前实施的浅层煤层气井(目的煤层垂深 $\leq 1\,000\text{ m}$ )适宜采用“低套压+高流压日降幅”的排采方案。在 $1\text{ MPa}$ 左右低套压排采条件

下,可使煤层气井管套环空中维持较高的液柱高度,并在长期排采过程中充分释放煤储层压力及产气潜力<sup>[67]</sup>;在控压产气、产气衰减阶段,使套压逐渐降低,当套压下降至 $0.1\text{ MPa}$ 且管套环空液面下降至煤层顶面时,可采用负压抽采方式进一步降低井筒周围煤储层压力,促进井筒周围煤储层高效解吸及储层压力传递<sup>[68]</sup>。考虑到浅部煤层具有较高的渗透率且顶底板含水层对煤层产生较强的越流补给,煤储层敏感性伤害及井底流压大幅波动的风险较低,可适当提高浅层煤层气井的排采强度,特别是在控压产气、降压提产阶段,流压日降幅可分别控制在 $20\sim 25$ 、 $15\sim 20\text{ kPa}$ 。由于浅层煤层气井具有较高的产水量,为避免丛式井中管式泵冲次过高导致油管与抽油杆高频摩擦,宜选用泵径较大的整筒管式泵并做好油管的防腐工作。

##### 4.4.2 中深层煤层气井排采方案

随煤层气勘探开发深度增加,煤储层渗透率降低、储层压力与含气饱和度升高,中深层煤层气井(目的煤层垂深 $1\,000\sim 2\,000\text{ m}$ )适宜采用“中套压+中流压日降幅”的排采方案。在 $2\text{ MPa}$ 左右中等套压排采条件下,既保证了管套环空中可维持较高的液柱高度,避免了上部产层暴露的风险,又对煤储层中气体涌出起到了缓冲作用,保证了排采过程中管控参数的相对稳定。

考虑到中深部煤层渗透率降低且顶底板含水层对煤层的越流补给减弱,煤储层敏感性伤害及井底流压大幅波动的风险升高,因此中深层煤层气井的排采强度应适当降低,在控压产气、降压提产阶段,流压日降幅可分别控制在 $15\sim 20$ 、 $10\sim 15\text{ kPa}$ ,以提高压裂液返排率及煤储层压降漏斗的扩展范围。

##### 4.4.3 深层煤层气井排采方案

随煤层气开采深度进一步增加,深部煤储层渗透性、可压性及煤层气资源可采性进一步下降,深层煤层气井(目的煤层垂深 $\geq 2\,000\text{ m}$ )适宜采用“高套压+低流压日降幅”的排采方案。在 $4\text{ MPa}$ 左右高套压排采条件下,对因煤储层中气水两相流态不稳定而产生的周期性气涌、水涌具有良好的缓冲作用,避免了因井底流压、套压、液面高度等管控参数的快速大幅波动而造成的煤储层严重伤害<sup>[69]</sup>。

考虑到深部煤层原始渗透率极低且高地应力背景下煤储层改造效果不佳,排采过程中煤储层敏感性伤害及井底流压快速大幅波动的风险极高,因此深层煤层气井宜采用较低的排采强度,在控压排采、降压提产阶段的流压日降幅可分别控制在 $10\sim 15$ 、 $5\sim 10\text{ kPa}$ ,通过延长各排采阶段的持续时间,以达到保护

煤储层及提高煤层气资源采收率的目的。

## 5 新疆煤层气与煤炭、油气协同勘探开发技术

### 5.1 中浅部煤层气与煤炭协同勘探开发

新疆 2 000 m 以浅的煤炭和煤层气资源量约为  $1.9 \times 10^{12}$  t 和  $7.51 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>, 均位居全国前列, 中浅部煤层是煤炭开采的主力煤层, 同时也是当前新疆煤层气开发的主战场, 新疆中浅部煤层气与煤炭如何协同勘探开发成为关注的焦点。对此, 笔者认为应着重从 3 个方面展开。

(1) 坚持“先采气后采煤”的理念。新疆煤层赋存普遍具有“倾角大、厚度大、煤层多、煤阶低、含气高”的特点<sup>[70]</sup>, 新疆域内吨煤含气量达到 5 m<sup>3</sup> 的煤层气开发有价值区主要集中在准噶尔盆地南缘、塔里木盆地北缘与三塘湖煤田等区域, 而这些区域高瓦斯多厚煤层开采面临严重的瓦斯治理和突出防治难题。因此, 开发大倾角多厚煤层煤层气高效开发技术, 建立大倾角多厚煤层煤层气井工厂化集约开发模式<sup>[71]</sup>, 实现群式布井大规模超前地面均匀预抽 (图 13), 充分降低待采煤层瓦斯含量, 为煤炭资源安全开采创造有利条件。

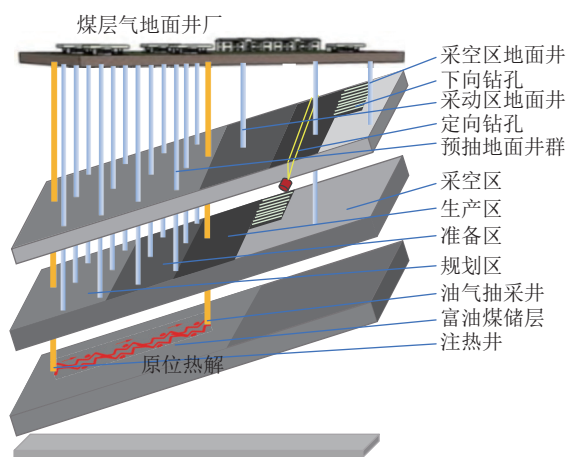


图 13 新疆中浅部煤层气与煤炭协同勘探开发示意

Fig.13 Schematic diagram of collaborative exploration and development of CBM and coal in the middle and shallow coal seams in Xinjiang

(2) 探索新疆煤层气与煤协调共采模式。根据采矿权范围的煤层气与煤的资源禀赋特征, 从全矿区范围、全可采煤层以及全开采生命周期出发<sup>[72]</sup>, 研究形成新疆特有的大倾角多煤层“四区 (规划区、准备区、生产区、采空区)”联动煤层气与煤协调共采模式 (图 13)。由于多煤层开采首采层瓦斯治理难度大, 煤层开采危险性高, 同时大倾角多煤组采动下岩层运移和卸压规律与水平多煤组采动相比更加复杂, 有明显

非对称性<sup>[9]</sup>, 应开展对大倾角煤层群采动卸压及瓦斯运移规律的研究, 以实现“采前—采中—采后”全周期井上下联合抽采创新开发井群式井上下联合抽采模式, 实现煤层气资源精准靶向抽采与煤炭资源安全高效开发的有机协同。

(3) 建立新疆煤层气与原位富油煤共采模式: 新疆是富油煤资源主要产区, 富油煤资源量高达  $2.05 \times 10^{11}$  t, 约占新疆煤炭总资源量的 50%。富油煤集煤、油、气属性于一体, 其热解可形成煤焦油、煤热解气和清洁无烟的半焦煤, 是一种具有油气资源属性的特殊煤炭资源, 也可将其视为一种煤基油气资源<sup>[73-74]</sup>。新疆应利用自身的富油煤资源赋存优势, 推动富油煤原位热解技术 (图 13)、热解气化一体化技术, 以及原位热解半焦 CO<sub>2</sub> 封存技术<sup>[75]</sup>等攻关研究, 突破高效加热技术开发、高效载热介质选取以及高效传热网络构建<sup>[76]</sup>等关键难题, 建立煤层气与原位富油煤共采模式, 通过富油煤原位热解, 实现煤层气和热解油气的高效抽采和半焦煤留地二次开发, 实现新疆富油煤资源的高效低碳开发利用。

### 5.2 深部煤层气与油气协同勘探开发

新疆深部煤系地层存在多种油气资源组合, 形成了煤系全油气系统, 如准噶尔盆地南缘东段赋存煤层气、致密砂岩气、页岩气等非常规油气资源以及常规油气资源, 垂向上叠置成藏<sup>[6, 77-78]</sup>, 为深部煤层气与油气协同勘探开发提供了可能。根据油气藏类型及勘探开发方式, 深部煤层气与油气协同勘探开发可分为煤系叠合型气藏开发、煤层气与煤系气共探共采、煤系全油气系统勘探开发 3 种类型 (图 14)。

煤系叠合型气藏是煤系含煤段统一含气系统和煤系气特有的成藏类型, 是指由煤系中煤层气、致密气、页岩气等共生共储或共生邻储而构成的统一油气系统, 其时空上紧密叠置, 成因上密不可分, 具有统一的区域封盖条件、含气系统和一致的压力梯度<sup>[79]</sup>。根据岩性岩相特点及其组合关系, 新疆主要发育砂砾岩与煤层接触型煤系叠合型气藏, 煤层及与之直接接触的煤系砂砾岩为储层, 2 者在沉积序列上有效叠置, 顶部泥岩作为盖层, 构成统一的油气系统。对于新疆砂砾岩与煤层接触型煤系叠合型气藏, 可借鉴济阳坳陷山西组煤系叠合型气藏勘探开发经验, 采用小层扩边射孔的水力压裂技术<sup>[79]</sup>, 减小煤层与砂砾岩储层交界面的强度差值, 利用垂向造缝高度改造煤层, 驱动煤层与砂砾岩储层的物质传递, 实现煤系叠合型气藏有效开发。

深部煤层气往往具有煤系多类型共生气藏的特点。以新疆准噶尔盆地为例, 其典型的深部煤层气成



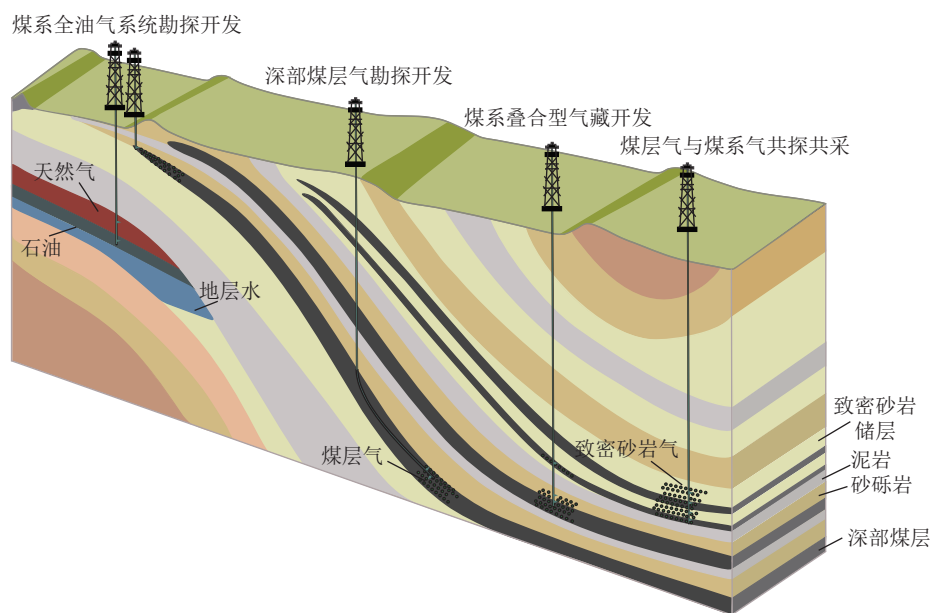


图 14 深部煤层气与油气协同勘探开发示意

Fig.14 Schematic diagram of collaborative exploration and development of deep CBM, oil, and gas

藏模式有:①白家海凸起西山窑组以自生自储为主、下生上储为辅的煤层气成藏模式,其特点是以游离气为主;②八道湾组“双气源+双储层”成藏模式,其特点是煤层与顶底板砂岩构成统一的含气系统,并形成了吸附、游离共生气藏<sup>[60]</sup>。对于煤系多类型共生气藏,仅开展煤层气勘探开发难以获得理想的开发效果,而将煤系地层看作统一的含气系统进行煤层气与煤系气共探共采是较为可靠的手段<sup>[80]</sup>。深部煤层气与煤系气共探共采少有涉及,仅在白家海凸起采用水平井+体积压裂提产技术探索了煤系气开发<sup>[32]</sup>。在借鉴华北、黔西南煤层气与煤系气共探共采经验的基础上,采用“L”型煤系气水平井+分段压力+合层排采的技术模式,实现煤层气与煤系气的共探共采。

新疆除具有丰富的煤炭与煤层气资源外,也是我国重要的油气生产基地,全区原油预测储量  $209.2 \times 10^8$  t,占全国陆上石油资源的 30%,预测天然气资源量  $11 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,占全国陆上天然气资源量的 34%,均居全国第 3 位。新疆主要盆地油气储层与煤层往往处于同一地层,例如,准噶尔盆地煤系地层为侏罗纪下统八道湾组和中统西山窑组,侏罗纪中统则是准噶尔盆地主要含油层系之一,且区域油气资源与非常规资源多来源于侏罗系烃源岩,为煤系全油气系统勘探开发奠定了基础。煤系全油气系统勘探开发就是从煤系全油气系统的角度,通过合理的开发方案制定、针对性开发工程实施,进行相近地层煤系非常规天然气资源与常规油气资源的协同勘探开发,从而实现油气资源高效勘探开发的技术模式。煤系全油气系统开发应重点关注不同油气资源叠合关系以及构造特性

等因素,采用层间封堵和连续分层压裂等方式,实现多种油气资源的开发。

## 6 结 论

(1) 新疆煤储层具有多-厚煤层普遍、低阶煤发育、急倾斜煤层多见、煤体变形与构造控制显著、水文条件和露头条件复杂、“含气量低、甲烷体积分数低、含气饱和度低、高含气强度、高孔隙度、高地应力变化、高储层压力变化、高渗透率变化”三“低”五“高”的含气性及物性等煤层气地质独特性。煤层气形成于生物成因气、热成因气和生物-热复合成因等多机制,以及相应的生物成因气为主的浅部煤层气富集模式、热成因气为主的深部煤层气富集模式和生物-热复合成因机制的过渡带煤层气富集模式。

(2) 平面上,新疆煤层气主要分布在前陆盆地(准噶尔盆地、塔里木盆地)和构造相对稳定的山间盆地(吐哈盆地、三塘湖盆地、天山盆地群);垂向上,深部煤层含气能力和游离气含量显著增强,前陆盆地与山间盆地发育以吸附气与游离气共存或游离气为主的深部煤层气。从煤层气勘探开发的角度,深部煤层气/煤系气“甜点”发育区域主要为盆内坳陷的凸起、盆内隆起的凹陷、盆缘斜坡,高产井多位于盆内构造高点,割理裂隙发育的原生结构煤层或孔裂隙发育的煤系砂砾岩储层通常是“甜点”发育层位。

(3) 新疆中低阶煤煤层气勘探开发技术已取得重要进展,形成了较为成熟的井网井型差异性优化部署、低储层伤害钻井固井、高可靠性录井测井试井、多井型高效分段压裂、低套压-控压排采管控等工程技术。

实施煤层气加速滚动开发与快速增储上产技术策略,推动煤层气与煤炭、油气协同勘探开发,是新疆煤层气进一步增储上产的关键,新疆煤层气加速滚动开发应遵循“低风险、短周期、高效率、多批次工程部署”的基本原则,中浅部煤层气以优选新区块布井建井、老区块煤层气井增产改造为快速增储上产的技术策略,深部煤层气以在大型盆地缓坡深部和盆内凸起“甜点”区优先开发为快速增储上产的技术策略,而煤层气与煤炭、油气协同勘探开发则重点开展煤系叠合型气藏开发、煤层气与煤系气共探共采、煤系全油气系统勘探开发。

(4) 鉴于新疆煤层气规模化勘探开发重大技术需求,新疆煤层气规模化高效勘探开发重大技术领域存在5个可能突破方向,即基于“两”分开“两”结合的科学评价与基于“机器学习+三维地质建模”的精准选区技术,基于“地球物理+岩石物理+岩石力学地层新方法”和“地质甜点+工程甜点新理念”的深部煤层气/煤系气“甜点”预测探测技术,科学加速滚动开发与高效快速增储上产的工程部署方法与技术策略,新疆煤层气大规模高效勘探开发地质适配性技术体系,以及新疆煤层气与煤、油气共探共采技术。

## 参考文献(References):

- [1] 桑树勋,王冉,周效志,等.论煤地质学与碳中和[J].煤田地质与勘探,2021,49(1):1-11.  
SANG Shuxun, WANG Ran, ZHOU Xiaozhi, et al. Review on carbon neutralization associated with coal geology[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(1): 1-11.
- [2] 李树刚,张静非,尚建选,等.双碳目标下煤气同采技术体系构想及内涵[J].煤炭学报,2022,47(4):1416-1429.  
LI Shugang, ZHANG Jingfei, SHANG Jianxuan, et al. Conception and connotation of coal and gas co-extraction technology system under the goal of carbon peak and carbon neutrality[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(4): 1416-1429.
- [3] 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.
- [4] 庚勐,陈浩,陈艳鹏,等.第4轮全国煤层气资源评价方法及结果[J].煤炭科学技术,2018,46(6):64-68.  
GENG Meng, CHEN Hao, CHEN Yanpeng, et al. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 64-68.
- [5] 李瑞明,周梓欣.新疆煤层气产业发展现状与思考[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):23-29.  
LI Ruiming, ZHOU Zixin. Development status and thoughts on coal-bed methane industry in Xinjiang[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 23-29.
- [6] 汤达祯,杨曙光,唐淑玲,等.准噶尔盆地煤层气勘探开发与地质研究进展[J].煤炭学报,2021,46(8):2412-2425.  
TANG Dazhen, YANG Shuguang, TANG Shuling, et al. Advance on exploration-development and geological research of coalbed methane in the Junggar Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2412-2425.
- [7] 单衍胜,毕彩芹,张家强,等.准噶尔盆地南缘探获中侏罗统低煤阶煤层气高产工业气流[J].中国地质,2018,45(5):1078-1079.  
SHAN Yansheng, BI Caiqin, ZHANG Jiaqiang, et al. Productive industrial gas flow obtained in Middle Jurassic low-rank coalbed methane seam in southern Junggar Basin[J]. Geology in China, 2018, 45(5): 1078-1079.
- [8] 刘得光,罗晓静,王敏,等.准噶尔盆地东部煤层气成藏因素及勘探目标[J].新疆石油地质,2010,31(4):349-351.  
LIU Deguang, LUO Xiaojing, WAN Min, et al. The coal-bed methane accumulation factors and explorative target in Eastern Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(4): 349-351.
- [9] 孙东玲,梁运培,黄旭超,等.新疆大倾角多煤组煤矿区煤层气开发利用进展与前景[J].煤炭科学技术,2023,51(S1):162-172.  
SUN Dongling, LIANG Yunpei, HUANG Xuchao, et al. Progress and prospects of coalbed methane development and utilization in coal mining areas with large dip angle and multiple coal groups in Xinjiang[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(S1): 162-172.
- [10] 刘世奇,赵贤正,桑树勋,等.煤层气井排采液面-套压协同管控——以沁水盆地樊庄区块为例[J].石油学报,2015,36(S1):97-108.  
LIU Shiqi, ZHAO Xianzheng, SANG Shuxun, et al. Cooperative control of working fluid level and casing pressure for coalbed methane production: A case study of Fanzhuang block in Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 97-108.
- [11] 温声明,文桂华,李星涛,等.地质工程一体化在保德煤层气田勘探开发中的实践与成效[J].中国石油勘探,2018,23(2):69-75.  
WEN Shengming, WEN Guihua, LI Xingtao, et al. Application and effect of geology-engineering integration in the exploration and development of Baode CBM field[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(2): 69-75.
- [12] 朱庆忠.沁水盆地高煤阶煤层气高效开发关键技术与实践[J].天然气工业,2022,42(6):87-96.  
ZHU Qingzhong. Key technologies and practices for efficient development of high-rank CBM in the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 87-96.
- [13] 郑司建,桑树勋.煤层气勘探开发研究进展与发展趋势[J].石油物探,2022,61(6):951-962.  
ZHENG Sijian, SANG Shuxun. Progress of research on coalbed methane exploration and development[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2022, 61(6): 951-962.
- [14] 杨秀春,徐凤银,王虹雅,等.鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发历程与启示[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):30-41.  
YANG Xiuchun, XU Fengyin, WANG Hongya, et al. Exploration and development process of coalbed methane in eastern margin of Ordos Basin and its enlightenment[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 30-41.

- [15] 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. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 115-130.
- [16] 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.
- [17] 李瑞明, 陈东, 汤达祯, 等. 新疆准噶尔盆地南缘煤层气资源与勘查开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2022: 111-301.
- [18] 陈金刚, 秦勇, 桑树勋, 等. 准噶尔盆地煤层气勘探前景[J]. 天然气工业, 2003(2): 127-129.  
CHEN Jingang, QIN Yong, SANG Shuxun, et al. Exploration prospects of coalbed methane in the Junggar Basin[J]. Natural Gas Industry, 2003(2): 127-129.
- [19] 刘莹莹. 库拜煤田煤储层物性特征及其主控因素研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2021.  
LIU Yingying. Study on physical characteristics and main controlling factors of coal reservoirs in Kubai Coalfield[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2021.
- [20] 周梓欣, 李瑞明, 张伟. 新疆深部煤层气资源勘探潜力[J]. 中国煤炭地质, 2018, 30(7): 28-31, 39.  
ZHOU Zixin, LI Ruiming, ZHANG Wei. Exploration potential of deep coalbed methane resources in Xinjiang[J]. Coal Geology of China, 2018, 30(7): 28-31, 39.
- [21] 黄涛, 王刚, 杨曙光, 等. 准噶尔盆地南缘呼图壁南区块煤层气赋存条件分析[J]. 中国煤层气, 2020, 17(3): 9-12.  
HUANG Tao, WANG Gang, YANG Shuguang, et al. Analysis of coalbed methane occurrence conditions in Hutubi South block, southern margin of Junggar Basin[J]. China Coalbed Methane, 2020, 17(3): 9-12.
- [22] 涂志民, 车延前, 李鹏, 等. 新疆后峡盆地中-低阶煤煤层气成藏模式[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(5): 43-49.  
TU Zhimin, CHE Yanqian, LI Peng, et al. Coalbed methane accumulation model of middle-low rank coal in Houxia Basin, Xinjiang[J]. Coal Geology and Exploration, 2022, 50(5): 43-49.
- [23] 孙钦平, 孙斌, 孙粉锦, 等. 准噶尔盆地东南部低煤阶煤层气富集条件及主控因素[J]. 高校地质学报, 2012, 18(3): 460-464.  
SUN Qiping, SUN Bin, SUN Fenjin, et al. Accumulation conditions and main controlling factors of low-rank coalbed methane in southeastern Junggar Basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2012, 18(3): 460-464.
- [24] 高北斗. 塔里木盆地北缘库拜煤田中区煤层气成藏模式研究[D]. 乌鲁木齐: 新疆大学, 2020.  
GAO Beidou. CBM accumulation model in the middle area of Kubai Coalfield, northern margin of Tarim Basin[D]. Urumqi: Xinjiang University, 2020.
- [25] 李鑫, 魏永恒, 王文峰, 等. 库拜煤田阿艾矿区煤储层地应力特征及其对储层物性的制约[J]. 新疆大学学报(自然科学版), 2022, 39(6): 727-735, 746.  
LI Xin, WEI Yongheng, WANG Wenfeng, et al. In-situ stress characteristics of coal reservoirs in Ayai mining area, Kubai Coalfield and its constraints on reservoir physical properties[J]. Journal of Xinjiang University (Natural Science Edition), 2019, 39(6): 727-735, 746.
- [26] 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 of “supersaturated” coalbed methane in deep layer of coal-bearing basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1426-1438.
- [27] 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(S1): 195-202.  
SUN Bin, YANG Minfang, YANG Qing, et al. Analysis on occurrence status of deep coalbed methane in Junggar Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(S1): 195-202.
- [28] 侯海海, 邵龙义, 唐跃, 等. 基于多层次模糊数学的中国低煤阶煤层气选区评价标准——以吐哈盆地为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 1002-1009.  
HOU Haihai, SHAO Longyi, TANG Yue, et al. Evaluation criteria of low-rank coalbed methane constituency in China based on multi-level fuzzy mathematics: A case study of Tuha Basin[J]. Geology of China, 2014, 41(3): 1002-1009.
- [29] 王安民, 曹代勇, 魏迎春. 煤层气选区评价方法探讨——以准噶尔盆地南缘为例[J]. 煤炭学报, 2017, 42(4): 950-958.  
WANG Anmin, CAO Daiyong, WEI Yingchun. Evaluation method of coalbed methane constituency: A case study of the southern margin of Junggar Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(4): 950-958.
- [30] 王佟, 夏玉成, 韦博, 等. 新疆侏罗纪煤田构造样式及其控煤效应[J]. 煤炭学报, 2017, 42(2): 436-443.  
WANG Tong, XIA Yucheng, WEI Bo, et al. Structural styles and their control effect on Jurassic coalfield in Xinjiang[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(2): 436-443.
- [31] 汪孝敬, 胡正舟, 李艳平, 等. 准噶尔盆地侏罗系深部煤系气控制因素及勘探潜力[J]. 煤炭技术, 2020, 39(9): 60-64.  
WANG Xiaojing, HU Zhengzhou, LI Yanping, et al. Characteristic and exploration potential of deep coal measure gas assemblage in Jurassic of Junggar Basin[J]. Coal Technology, 2020, 39(9): 60-64.
- [32] 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.
- [33] 桑树勋, 韩思杰, 刘世奇, 等. 高煤阶煤层气富集机理的深化研究[J]. 煤炭学报, 2022, 47(1): 388-403.  
SANG Shuxun, HAN Sijie, LIU Shiqi, et al. Comprehensive study on the enrichment mechanism of coalbed methane in high rank coal reservoirs[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(1): 388-403.
- [34] 李勇, 曹代勇, 魏迎春, 等. 准噶尔盆地南缘中低煤阶煤层气富集成藏规律[J]. 石油学报, 2016, 37(12): 1472-1482.  
LI Yong, CAO Daiyong, WEI Yingchun, et al. Middle to low rank



- coalbed methane accumulation and reservoiring in the southern margin of Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(12): 1472–1482.
- [35] 杨帆, 宋永, 陈洪, 等. 准噶尔盆地阜东地区石炭系松喀尔苏组烃源岩评价及气源对比[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(7): 1018–1026.
- YANG Fan, SONG Yong, CHEN Hong, et al. Evaluation of Carboniferous Songkaersu Formation source rocks and gas-source correlation in the Fukang Sag of eastern Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(7): 1018–1026.
- [36] 王大川, 焦姣. 非常规油气“甜点”预测新技术[J]. *石油科技论坛*, 2017, 36(2): 53–59.
- WANG Dachuan, JIAO Jiao. New technology for predicting unconventional oil and gas “sweet spots” [J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2017, 36(2): 53–59.
- [37] 霍丽娜, 徐礼贵, 邵林海, 等. 煤层气“甜点区”地震预测技术及其应用[J]. *天然气工业*, 2014, 34(8): 46–52.
- HUO Lina, XU Ligui, SHAO Hailin, et al. Seismic prediction technology and its application in the “sweet spots” of coalbed methane[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(8): 46–52.
- [38] 王存武, 柳迎红, 郭广山, 等. 柿庄南区块煤层气“甜点”预测方法研究[J]. *洁净煤技术*, 2016, 32(3): 102–107.
- WANG Cunwu, LIU Yinghong, GUO Guangshan, et al. Research on sweet spots of coalbed methane in Southern Shizhuang block of Qinshui Basin[J]. *Clean Coal Technology*, 2016, 32(3): 102–107.
- [39] 桑树勋, 周效志, 刘世奇, 等. 岩石力学地层理论方法及其煤层气高效勘探开发应用基础述评[J]. *地质学报*, 2022, 96(1): 304–316.
- SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, LIU Shiqi, et al. A review of mechanical stratigraphy methodology and its application in high-efficient exploration and development of coal measure gas[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(1): 304–316.
- [40] CORBETT K, FRIEDMAN M, SPANG J. Fracture development and mechanical stratigraphy of Austin Chalk, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(1): 17–28.
- [41] ERICKSON S G. Influence of mechanical stratigraphy on folding vs faulting[J]. *Journal of Structural Geology*, 1996, 18(4): 443–450.
- [42] 李茂, 朱绍鹏, 邹明生, 等. 涪西南凹陷复杂断块和隐蔽油气藏滚动勘探开发实践[J]. *中国海上油气*, 2015, 27(4): 73–79.
- LI Mao, ZHU Shaopeng, ZOU Mingsheng, et al. Progressive exploration and development of complex fault-block and subtle reservoirs in Weixinan sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2015, 27(4): 73–79.
- [43] 赵鹏飞, 范洪军, 杨香华. 锦州 X 油田东营组油气成藏模式及滚动开发[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2013, 33(3): 133–141.
- ZHAO Pengfei, FAN Hongjun, YANG Xianghua. Petroleum accumulation pattern of Dongying Formation in JZ-X Oil Field and its significance to rolling development[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2013, 33(3): 133–141.
- [44] 王刚, 舒坤, 张娜, 等. 新疆煤层气产业发展的瓶颈问题及原因和对策分析[J]. *中国煤层气*, 2021, 18(2): 43–45.
- WANG Gang, SHU Kun, ZHANG Na, et al. Analysis on key problems, causes and countermeasures of CBM industry in Xinjiang[J]. *China Coalbed Methane*, 2021, 18(2): 43–45.
- [45] 周光哲. SD 油田滚动勘探开发一体化实践[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(2): 127–134.
- ZHOU Guangzhe. Practice of progressive exploration-development integration in SD Oil Field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 18(2): 43–45.
- [46] 张人玲. 江苏油田高勘探区复杂断块油藏的滚动勘探开发[J]. *石油与天然气地质*, 2003(3): 304–308.
- ZHANG Renling. Simultaneous exploration and development of complex fault-block oil reservoirs in Subei Oilfield[J]. *Oil & Gas Geology*, 2003(3): 304–308.
- [47] 杨晓培. 河南复杂断块油藏滚动勘探实践及认识[J]. *断块油气田*, 2011, 18(2): 217–219.
- YANG Xiaopei. Practice and understanding of rolling exploration to complex faulted-block reservoir in Henan[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(2): 217–219.
- [48] 黄赞, 周瑞琦, 杨焦生, 等. 煤层气开发井网样式和井距优化研究——以鄂尔多斯盆地大宁区块为例[J/OL]. *煤炭科学技术*: 1–14[2023–12–20]. <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1568>.
- HUANG Zan, ZHOU Ruiqi, YANG Jiaosheng, et al. Study on optimization of well pattern and well spacing for CBM development: taking Daning block as an example[J/OL]. *Coal Science and Technology*: 1–14[2023–12–20]. <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1568>.
- [49] 孟召平, 张昆, 杨焦生, 等. 沁南东区块煤储层特征及煤层气开发井网间距优化[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(9): 2525–2533.
- MENG Zhaoping, ZHANG Kun, YANG Jiaosheng, et al. Analysis of coal reservoir characteristics in the Qinnan-East block and its spacing optimization of CBM development well networks[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(9): 2525–2533.
- [50] 张新福, 周效志, 逢磷, 等. 煤层气资源勘查井技术研究与实践[J]. *中国煤层气*, 2010, 7(4): 6–9.
- ZHANG Xinfu, ZHOU Xiaozhi, PANG Bo, et al. Study and practice on technology for determination of CBM resources prospecting well pattern[J]. *China Coalbed Methane*, 2010, 7(4): 6–9.
- [51] 史进, 吴晓东, 韩国庆, 等. 煤层气开发井网优化设计[J]. *煤田地质与勘探*, 2011, 39(6): 20–23.
- SHI Jin, WU Xiaodong, HAN Guoqing, et al. Optimization design of CBM well grid pattern[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011, 39(6): 20–23.
- [52] 张义, 鲜保安, 孙粉锦, 等. 煤层气低产井低产原因及增产改造技术[J]. *天然气工业*, 2010, 30(6): 55–59, 127–128.
- ZHANG Yi, XIAN Baoan, SUN Fenjin, et al. Reason analysis and stimulation measures of low coalbed methane gas production wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(6): 55–59, 127–128.
- [53] 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.
- [54] 李勇, 徐立富, 张守仁, 等. 深煤层含气系统差异及开发对策[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(2): 900–917.
- LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development

- strategy[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(2): 900–917.
- [55] 陈刚, 秦勇, 胡宗全, 等. 准噶尔盆地白家海凸起深部含煤层气系统储层组合特征[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 80–86.  
CHEN Gang, QIN Yong, HU Zongquan, et al. Characteristics of reservoir assemblage of deep CBM-bearing system in Baijiahai dome of Jungar Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 80–86.
- [56] 涂志民, 王兴刚, 车延前, 等. 三塘湖盆地低阶煤煤层气成藏主控因素[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(6): 683–689.  
TU Zhimin, WANG Xinggang, CHE Yanqian, et al. Controlling factors on CBM accumulation in low-rank coal in Santanghu Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(6): 683–689.
- [57] 琚宜文, 乔鹏, 卫明明, 等. 区域构造与演化控制下煤层气富集高产典型模式[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(9): 1–12.  
JU Yiwen, QIAO Peng, WEI Mingming, et al. Typical coalbed methane (CBM) enrichment and production modes under the control of regional structure and evolution[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 1–12.
- [58] 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.
- [59] LI Xin, FU Xuehai, YANG Xuesong, et al. Coalbed methane accumulation and dissipation patterns: A case study of the Junggar Basin, NW China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2018, 160: 13–26.
- [60] 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(S2): 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(S2): 601–609.
- [61] 王超文, 彭小龙, 朱苏阳, 等. 大倾角厚煤层煤层气开采井型优化及布井方法[J]. *岩石力学与工程学报*, 2019, 38(2): 313–320.  
WANG Chaowen, PENG Xiaolong, ZHU Suyang, et al. Coalbed methane well-type optimization and well pattern arrangement for thick coal seam with a large dip angle[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, 38(2): 313–320.
- [62] 祁斌, 刘蒙蒙. 乌鲁木齐矿区大倾角地层煤层气水平井技术研究[J]. *探矿工程 (岩土钻掘工程)*, 2019, 46(10): 27–33.  
QI Bin, LIU Mengmeng. Technical study on horizontal coalbed methane wells in high dip strata in the Urumqi Mining Area[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2019, 46(10): 27–33.
- [63] 周梓欣, 王一兵, 崔德广, 等. 淮南煤田东段煤层气开发钻完井技术现状及发展方向[J]. *中国煤层气*, 2022, 19(1): 3–7.  
ZHOU Zixin, WANG Yibing, CUI Deguang, et al. Present situation and development direction of drilling and completion technology for CBM development in the east section of Zhunnan coalfield[J]. *China Coalbed methane*, 2022, 19(1): 3–7.
- [64] 祁斌. 阜康矿区煤层气开发地质特征与钻井选型[J]. *中国煤层气*, 2015, 12(3): 23–25.  
QI Bin. Geological characteristics and selection of drilling wells for CBM development in Fukang Mining area[J]. *China Coalbed Methane*, 2015, 12(3): 23–25.
- [65] 汤建江, 黄建明, 刘蒙蒙. 定向钻井技术在阜康煤层气示范工程中的应用[J]. *探矿工程 (岩土钻掘工程)*, 2018, 45(1): 28–30.  
TANG Jianjiang, HUANG Jianming, LIU Mengmeng. Application of directional drilling technology in Fukang CBM demonstration project[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2018, 45(1): 28–30.
- [66] 周梓欣, 张伟. 准噶尔盆地南缘煤层气地质研究及技术进展[J]. *中国煤层气*, 2022, 19(2): 8–12.  
ZHOU Zixin, ZHANG Wei. Geological research and technical progress of coalbed methane in southern margin of Junggar basin[J]. *China Coalbed methane*, 2022, 19(2): 8–12.
- [67] 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.
- [68] 吴恒, 王惠, 王琪, 等. 新疆阜康白杨河示范工程煤层气井负压抽采应用试验[J]. *中国煤层气*, 2023, 20(2): 13–16.  
WU Heng, WANG Hui, WANG Qi, et al. Application test of negative pressure pumping of coalbed methane wells in Fukang Baiyanghe demonstration project[J]. *China Coalbed Methane*, 2023, 20(2): 13–16.
- [69] 姚红生, 肖翠, 陈贞龙, 等. 延川南深部煤层气高效开发调整对策研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(4): 545–555.  
YAO Hongsheng, XIAO Cui, CHEN Zhenlong, et al. Adjustment countermeasures for efficient development of deep coalbed methane in southern Yanchuan CBM Field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(4): 545–555.
- [70] 梁运培, 朱拴成, 陈亮, 等. 艾维尔沟矿区倾斜碎软煤层群煤层气协调开发关键技术[J/OL]. *煤炭科学技术*: 1–10[2023–12–20]. <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2023-0005>.  
LIANG Yunpei, ZHU Shuancheng, CHEN Liang, et al. Key technology for coordinated development of coalbed methane in inclined crushed soft coal seam group in Aiweigou mining area[J/OL]. *Coal Science and Technology*: 1–10[2023–12–20]. <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2023-0005>.
- [71] 李国富, 张遂安, 季长江, 等. 煤矿区煤层气“四区联动”井上下联合抽采模式与技术体系[J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(12): 14–25.  
LI Guofu, ZHANG Suian, JI Changjiang, et al. Mechanism and technical system of ground and underground combined drainage of CBM in “four region linkage” in coal mining area[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(12): 14–25.
- [72] 孙海涛, 舒龙勇, 姜在炳, 等. 煤矿区煤层气与煤炭协调开发机制模式及发展趋势[J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(12): 1–13.  
SUN Haitao, SHU Longyong, JIANG Zaibing, et al. Progress and trend of key technologies of CBM development and utilization in China coal mine areas[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(12): 1–13.
- [73] 王双明, 王虹, 任世华, 等. 西部地区富油煤开发利用潜力分析和

- 技术体系构想[J]. 中国工程科学, 2022, 24(3): 49–57.
- WANG Shuangming, WANG Hong, REN Shihua, et al. Potential analysis and technical conception of exploitation and utilization of tar-rich coal in western[J]. China Strategic Study of CAE, 2022, 24(3): 49–57.
- [74] 付德亮, 段中会, 杨甫, 等. 富油煤钻井式地下原位热解提取煤基油气资源的几个关键问题[J]. 煤炭学报, 2023, 48(4): 1759–1772.
- FU Deliang, DUAN Zhonghui, YANG Fu, et al. Key problems in in-situ pyrolysis of tar-rich coal drilling for extraction of coalbased oil and gas resources[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(4): 1759–1772.
- [75] 王双明, 师庆民, 王生全, 等. 富油煤的油气资源属性与绿色低碳开发[J]. 煤炭学报, 2021, 46(5): 1365–1377.
- WANG Shuangming, SHI Qingmin, WANG Shengquan, et al. Resource property and exploitation concepts with green and low-carbon of tar-rich coal as coal-based oil and gas[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(5): 1365–1377.
- [76] 唐颖, 吴晓丹, 李乐忠, 等. 富油煤原位热解地下加热技术及其高效工艺[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(12): 42–50.
- TANG Ying, WU Xiaodan, LI Lezhong, et al. Heating technology of in-situ pyrolysis for tar-rich coal and its high efficiency process[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(12): 42–50.
- [77] 张义杰, 柳广弟. 准噶尔盆地复合油气系统特征、演化与油气勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2002(1): 36–39.
- ZHANG Yijie, LIU Guangdi. Characteristics and evolution of composite petroleum systems and the exploration strategy in Junggar Basin, northwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002(1): 36–39.
- [78] 徐康宁. 准噶尔盆地南缘侏罗系多种能源富集规律研究[D]. 北京: 中国地质大学 (北京), 2017.
- XU Kangning. Study on the accumulation of multi-energy resources in Jurassic in the southern margin of Junggar Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences Beijing, 2017.
- [79] 桑树勋, 郑司建, 易同生, 等. 煤系叠合型气藏及其勘探开发技术模式[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 13–21.
- SANG Shuxun, ZHENG Sijian, YI Tongsheng, et al. Coal measures superimposed gas reservoir and its exploration and development technology modes[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 13–21.
- [80] 李勇, 吴鹏, 高计县, 等. 煤成气多层系富集机制与全含气系统模式——以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 52–64.
- LI Yong, WU Peng, GAO Jixian, et al. Multilayer coal-derived gas enrichment mechanism and whole gas bearing system model: A case study on the Lixing Block along the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 52–64.