

doi: 10.12097/gbc.2023.11.031

杜世涛, 杨曙光, 李瑞明, 王刚, 廖方兴, 单彬, 赵明, 梁鹏, 陈飞, 张特特. 2025. 新疆地区煤层气勘探开发工艺技术难点与对策[J]. 地质通报, 44(6): 1021–1032.

Du Shitao, Yang Shuguang, Li Ruiming, Wang Gang, Liao Fangxing, Shan Bin, Zhao Ming, Liang Peng, Chen Fei, Zhang Tete. 2025. Challenges and strategies for the exploration and development of coalbed methane technology in Xinjiang region[J]. Geological Bulletin of China, 44(6): 1021–1032(in Chinese with English abstract).

新疆地区煤层气勘探开发工艺技术难点与对策

杜世涛^{1,2}, 杨曙光^{3*}, 李瑞明⁴, 王刚³, 廖方兴⁴, 单彬⁴, 赵明⁴, 梁鹏⁴, 陈飞⁴, 张特特⁴

(1. 新疆大学地质与矿业工程学院, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐 830047; 2. 怀柔实验室新疆研究院, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐 830000; 3. 新疆维吾尔自治区煤田地质局煤层气研究开发中心, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐 830091; 4. 新疆维吾尔自治区煤田地质局, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐 830091)

摘要:【研究目的】为厘清新疆地区煤层气增储上产面临的瓶颈,探索针对性破解对策,助力“十四五”煤层气产业如期完成阶段性任务,【研究方法】本次梳理新疆地区“十三五”期间煤层气勘探开发条件、发展现状、未解难题和成果,“十四五”初一中期有关煤层气发展的政策、资金、专业机构挂帅等发展契机。【研究结果】薄煤层勘探开发和煤与煤层气开发利用不协调是削弱产能的首要因素;复杂的构造条件是束缚区域煤层气高效规模开发的客观因素;煤层气勘探未充分关注煤层气综合贡献是限制单井产量的关键因素;深部煤层气地质条件控制程度低是制约全区煤层气增储上产的直接因素。【结论】结合国内外煤层气开发经验、新疆煤层气勘探开发成果和工作实践认识,提出了4个方面的应对策略:①薄煤层、页岩气、致密砂岩气与主力厚煤层煤层气同勘共采提高单井利用率和产能;②通过数据整合和系统深度研究,提升工程技术与特殊地质条件的适配,实现工程-地质一体化和深部煤层气开发;③老井(枯竭井)创造性灵活构架组合方案低成本提产;④采用“上煤下气”和“先气后煤”理念,推动瓦斯治理与煤层气开发协调发展。从直接提高产量、破解客观制约煤层气井技术束缚、节约成本和能源科学规划利用的思路实施整体策略,以期对新疆煤层气产业振兴起到立竿见影的效果。

关键词: 新疆;煤层气;瓶颈;勘探开发;应对策略;产业振兴;油气地质勘查工程

创新点:以最新数据为基础,全面整合新疆地区煤炭和煤层气相关资料,结合现场实践认识,高度总结区域地质特征,聚焦工艺技术难点,提出规模高效勘探开发对策;提出新疆地区薄煤层煤层气资源勘探开发潜力,引入煤层气枯竭井再利用思路,进行理论和技术可行性论述。

中图分类号: P618.13; TD214 文献标志码: A 文章编号: 1671-2552(2025)06-1021-12

Challenges and strategies for the exploration and development of coalbed methane technology in Xinjiang region

DU Shitao^{1,2}, YANG Shuguang^{3*}, LI Ruiming⁴, WANG Gang³, LIAO Fangxing⁴, SHAN Bin⁴, ZHAO Ming⁴, LIANG Peng⁴, CHEN Fei⁴, ZHANG Tete⁴

(1. College of Geology and Mining Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China; 2. Xinjiang Research Institute of Huairou Laboratory, Urumqi 830000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China; 3. Coalbed

收稿日期: 2023-11-22; 修订日期: 2024-03-22

资助项目: 新疆天山英才-科技创新领军人才培养项目《新疆深部煤层气成藏地质规律及资源有利区评价》(编号:2023TSYCLJ0005)、国家新型油气勘探开发科技重大专项《新疆地区中低煤阶煤岩气高效开发与集成示范》(编号:2024ZD1406000)和新疆维吾尔自治区重点研发专项《新疆地区中低煤阶煤层气富集机理研究与先导示范》(编号:2024B03002)

作者简介: 杜世涛(1989-), 男, 在读博士生, 工程师, 从事非常规油气勘探开发工作。E-mail: dstylsf@126.com

* 通信作者: 杨曙光(1966-), 男, 博士, 正高级工程师, 从事非常规油气勘探开发工作。E-mail: ysglh@126.com

Methane Research and Development Center, Xinjiang Coalfield Geology Bureau, Urumqi 830091, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China; 4. Xinjiang Coalfield Geology Bureau, Urumqi 830091, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China)

Abstract: [Objective] This paper aims to elucidate the constraints impeding the enhancement of coalbed methane reserves and production in the Xinjiang region, and to formulate targeted strategies to overcome these hurdles, thereby facilitating the timely achievement of the coalbed methane industry's objectives during the "14th Five-Year Plan". [Methods] By reviewing the exploration and development conditions, current state, unresolved challenges, and achievements of coalbed methane during the "13th Five-Year Plan" in Xinjiang, alongside the development opportunities presented by policies, funding, and specialized institutions in the early to mid-period of the "14th Five-Year Plan", [Results] it is believed that the misalignment in the exploration and development of thin coal seams and the utilization of coal and coalbed methane is a primary factor undermining capacity; complex geological structures present an objective constraint on efficient large-scale development in the region; inadequate attention to the comprehensive gas contribution of coal series in exploration limits single-well output; and a low degree of control over deep coalbed methane geological conditions is a direct factor restricting the increase in reserves and production. [Conclusions] Drawing on domestic and international coalbed methane development experiences, Xinjiang's exploration and development achievements, and practical insights, four strategies are proposed: firstly, the integrated exploration and extraction of thin coal seams, shale gas, tight sandstone gas, and main thick coalbed methane layers to enhance single well utilization and productivity; secondly, through data integration and in-depth research, improving the adaptation of process technology to special geological conditions to achieve engineering-geology integration and deep coalbed methane development; thirdly, creatively leveraging flexible frameworks for the low-cost enhancement of old (depleted) wells; and fourthly, adopting the concepts of "upper coal lower gas" and "gas before coal" to foster coordinated development of gas management and coalbed methane extraction. This comprehensive strategy aims to directly boost production, solve technical constraints on coalbed methane wells, conserve costs, and scientifically plan energy use, thereby swiftly revitalizing the coalbed methane industry in Xinjiang.

Key words: Xinjiang; coalbed methane; bottleneck; development opportunities; solution strategies; industrial revitalization; petroleum and gas geological exploration engineering

Highlights: Based on the latest data, the relevant data of coal and coalbed methane in Xinjiang are fully integrated, combined with field experience, the regional geological characteristics are highly summarized, the process and technical difficulties are focused, and large-scale and efficient exploration and development countermeasures are proposed. This paper puts forward the exploration and development potential of coalbed methane resources in thin coal seams in Xinjiang, introduces the novel concept of reuse of coalbed methane depletion wells, and discusses the theoretical and technical feasibility.

About the first author: DU Shitao, male, born in 1989, Ph.D. student, engineer, mainly engaged in the exploration and development of unconventional oil and gas; E-mail: dstylsf@126.com

About the corresponding author: YANG Shuguang, male, born in 1966, Ph.D., senior engineer, mainly engaged in the exploration and development of unconventional oil and gas; E-mail: ysglh@126.com

Fund support: Supported by Xinjiang Tianshan Talent-Leading Project for Scientific and Technological Innovation (No.2023TSYCLJ0005), National Major Science and Technology Project for New Oil and Gas Exploration and Development (No.2024ZD1406000) and Key Research and Development Project of Xinjiang Uygur Autonomous Region (No.2024B03002)

新疆煤层气资源量为 $7.51 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 约占全国的 25%; 全国煤层气资源量达 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的 10 个盆地中, 新疆占 4 个(李瑞明和周梓欣, 2022; 张懿, 2022), 巨大的煤层气资源构成了新疆区域性能源安全基础(陈建平等, 2019; 汤达祯等, 2021; 龚德瑜等, 2022; 徐凤银等, 2022)。作为“西气东输”“疆电外送”的源头, 新疆煤层气大规模高效开发对补充气源供应、助力“双碳”战略落实有重要意义。经过近 15 年的实践探索, 新疆煤层气勘查开发认识和技术

逐步深入, 集输管道、LNG 站、CNG 站等配套基础设施逐步成型(吴斌等, 2020; 汤达祯等, 2021; 李二庭等, 2022)。2021—2023 年, 新疆维吾尔自治区自然资源厅 4 次挂牌(协议)出让煤层气矿权, 标志着新疆煤层气产业由勘探开发向商业化运营的实质性跨越。

然而, 新疆维吾尔自治区“十三五”期间煤层气规划目标为年产气量 $3 \times 10^8 \text{ m}^3$, 而地面年抽采量实际上只有 $0.82 \times 10^8 \text{ m}^3$, 完成率仅 27.45%。为此, 相关专家学者对新疆煤层气产业规划和技术攻关开展了

积极探索。李瑞明和周梓欣(2022)从新疆煤层气产业发展现状和面临的问题提出“十四五”期间达产的要素是深部、重点区、煤系气的综合开发。汤达祯等(2021)指出,新疆急倾斜煤储层的应力和压力特征、气液两相转换与产出机制是要重点突破的方向。刘大锰等(2022)指出,应着重研究煤储层深部构造和微观流体运移机理。徐凤银等(2022)研究鄂尔多斯盆地深部煤层气地质特征与效益,提出深部是未来煤层气勘探的主攻方向,是区域规模增储上产的关键。

综上,实现煤系气综合利用、解除复杂构造束缚、攻克深部煤层气动用技术、精细化煤层气储层特征研究是目前新疆煤层气产业亟需攻关的难题。笔者在此基础上,结合产业现状、区域资源潜力和实践,探讨制约产能提升的关键技术,期望对推进新疆煤层气产业有所裨益。

1 新疆煤层气勘探开发概况

新疆煤炭预测资源量 2.19×10^{12} t, 约占全国的 40%(霍超, 2020)。可开展煤层气工作的 60 个煤田煤炭潜在资源量为 1.7×10^{12} t, 平均资源丰度为 2010.86×10^4 t/km², 主要赋存于准噶尔、塔里木、三塘湖和吐哈盆地(赋煤带)的中—下侏罗统, 约占总资源量的 97%, 几乎全为中低阶煤储层(图 1; 表 1)。煤层层数多, 最多可达 56 层, 主煤层单层厚度大, 最厚达 100 m(汤达祯等, 2021); 单层厚度 ≥ 1 m 的煤层占比 35.4%, 单层厚度 ≥ 5 m 的煤层占比 15.7%, 目前单层厚度 5 m 以上的煤层是煤层气勘探开发的主要目的层。

第四次全国油气资源动态评价显示(李瑞明和周梓欣, 2022), 新疆煤层气资源量占全国资源总量的 25%, 且主要赋存在准噶尔、天山凹陷和塔里木盆

表 1 新疆赋煤构造单元煤炭资源 (据新疆煤田地质局, 2010)

Table 1 Division of coal-bearing structural units in Xinjiang

区域	赋煤带	统计煤 矿数/个	含煤情况	潜在资源 量/ 10^4 t	预测区 面积/km ²	资源丰度/ (10^4 t·km ⁻²)	煤阶/煤种
准噶尔 盆地	淮北 赋煤带	3	J ₂ x: 2~34层, 4.3~45.08 m; J ₁ b: 1~30层, 0.8~41.77 m	17251535.52	20010.19	1411.85	气煤、长焰煤
	淮南 赋煤带	3	J ₂ x: 4~56层, 6.0~188.59 m; J ₁ b: 1~33层, 0.5~69.77 m	10033312.16	5858.96	2112.3	气煤、长焰煤
	准东 赋煤带	2	J ₂ x: 1~11层, 0.35~111.43 m; J ₁ b: 1~21层, 0.25~26.65 m	41568802.62	26193.05	2442.24	长焰煤、气煤、 不粘煤
塔里木 盆地	塔北 赋煤带	3	J ₂ k: 1~16层, 0.57~36.73 m; J ₂ y: 4~10层, 4.3~27.65 m; J ₁ t: 1~15层, 2.3~28.99 m	2717507.02	1288.33	2656.43	长焰煤、肥煤、焦煤、 贫煤、无焰煤
	塔西南 赋煤带	4	J ₂ y: 14层, 29.0 m; J ₁ k: 3~13层, 0.1~13.5 m	89646.72	306.05	300.545	长焰煤、1/3焦煤、 焦煤、不粘煤
	塔东南 赋煤带	1	J ₂ y~J ₁ k: 7~9层, 大于 1 m 厚的 4 层	50476.77	51.35	982.99	长焰煤
三塘湖 盆地	巴里坤-三湖 赋煤带	3	J ₂ x: 1~14层, 0.34~51.53 m; J ₁ b: 1~37层, 0.68~154.72 m	18845924.32	6758.03	1794.16	气煤、长焰煤、 不粘煤
吐哈 盆地	吐哈 赋煤带	7	J ₂ x: 1~43层, 0.2~314.53 m; J ₁ b: 1~17层, 0~81.86 m	32872064.98	14416.03	4126.94	褐煤、长焰煤、 不粘煤
伊犁 盆地	伊犁 赋煤带	5	J ₂ x: 6~22层, 0.29~100.23 m; J ₁ b: 1~13层, 1~130.95 m	25804932.52	7534.11	3221.81	长焰煤、气煤、不粘煤、 弱粘煤、焦煤
山间 盆地	中天山 赋煤带	3	J ₂ k: 10~21层, 8.0~38.44 m; J ₁ h: 3层, 6.29 m	9484328.27	8198.46	990.03	长焰煤、气煤、 不粘煤
	罗布泊 赋煤带	1	J ₂ k~J ₁ t: 3~10层, 26~68 m	8100000	3894	2080.12	气煤
总计		35	/	166818530.9	94885.26	22119.42	/

注: J₂x—中侏罗统西山窑组; J₂k—中侏罗统喀拉扎组; J₂y—中侏罗统叶尔羌群; J₁t—下侏罗统头屯河组; J₁h—下侏罗统哈满沟组; J₁b—下侏罗统八道湾组

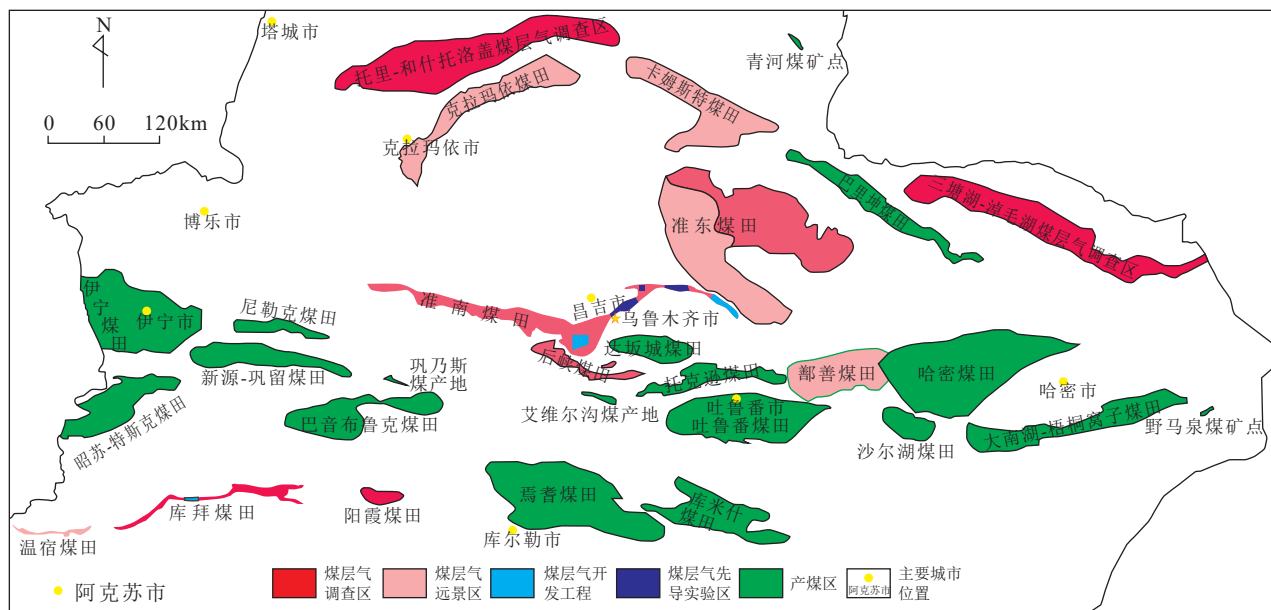


图1 新疆煤层气勘探开发区分布图

Fig. 1 Distribution of CBM exploration and development zones in Xinjiang

地,总含气面积 74686 km²,其中塔北和准噶尔盆地赋煤带占总含气面积的 57.33%;主要赋煤带煤层气资源约为 8×10^{12} m³,塔北和准噶尔盆地赋煤带占 55.42%(表 1;图 2)。可见,新疆煤层气资源主要分布于塔里木、准噶尔和中天山赋煤带,资源赋存相对集中,具备大规模集中开发的客观条件。

2 现状与契机

2.1 勘探认识

新疆煤层气勘探开发主要围绕塔里木、准噶尔盆地垂深 1000 m 以浅的深度,主要取得了以下普遍性认识(表 1、表 2)。

(1) 煤体特征

①薄煤层(小于 1 m)较多,占总煤层数的 74.6%。
②煤阶差异大,准噶尔盆地以气煤和长焰煤为主;塔里木盆地气煤—无烟煤均有分布,热演化程度较高;其他区块以褐煤、长焰煤为主,热演化程度较低(表 1)。
③煤体结构差,以碎裂—碎粒结构为主,面割理发育、端割理一般不发育,部分裂隙中多充填有碳酸盐矿物,连通性中等—差。
④煤层倾角整体较大,如库拜煤层气示范区为 55°~89°(部分区块地层倒转),淮南煤层气开发区块为 30°~65°。
⑤渗透率值区间范围较大,高中低在相应区域均有分布,总体以塔北赋煤带铁列克一带较优。
⑥风氧化带深致使煤层气勘

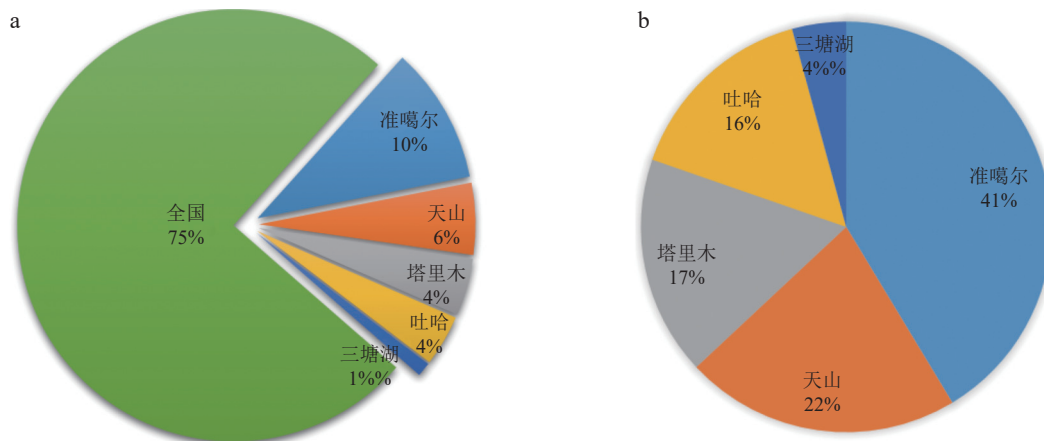


图2 全国(a)及新疆(b)煤层气资源量分布图(据张道勇等,2018)

Fig. 2 CBM resources of China (a) and Xinjiang (b)

表 2 国内外部分地区煤层气地质条件对比
(据中联煤层气公司, 2023)

Table 2 Comparison of geological conditions of coalbed methane in some regions of China and other countries

地质条件	塔里木盆地	准噶尔盆地	沁南盆地	美国粉河盆地
含气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	6.0~23.83	3.23~18.58	1.68~25.24	0~4.0
$R_{\text{Omax}}/\%$	0.36~1.88	0.61~0.72	2.48~3.98	0.30~0.40
煤体结构	碎粒结构	碎裂结构	碎裂+原生结构	原生结构
煤层倾角/ $^{\circ}$	55~89/中深部 倒转	30~65	3~15	3~10
储层渗透率	中高渗	中—低渗	低渗	高渗
储层压力	常压—高压	欠压	欠压	常压
主要开采 深度/m	600~1000	400~800	400~800	100~300

探开发起始深度大,大深度煤层气储层具有高地应力、地温、储层压力和相对低的孔渗,即“三高一低”特征,是制约钻井中靶率、井身质量、增加工程成本和动态耦合下的工程适配开发技术难度的关键因素。

(2)气藏特征

①储层压力差异大,环塔里木盆地煤层压力梯度在 0.72~1.27 MPa/100 m 之间,以常压—高压为特征,环准噶尔盆地煤层压力梯度介于 0.76~0.98 之间,为欠压储层。②气藏成因类型丰富,盆缘缓坡带甲烷菌随地表水从煤层露头处入渗,形成生物成因气藏(准噶尔盆地南缘);急倾斜构造位置由于强烈的构造挤压能量加速了煤层的热演化程度,同时甲烷菌随地表水渗入煤层,形成热成因和生物成因的综合型煤层气藏(如库拜煤田中部)(杜世涛等, 2024;);③区内各盆地中部的低缓起伏带,既无强烈的构造

演化历程,也无地表水直接渗入,但煤层埋藏较深(大于 4000 m),以深部热成因气藏为主(如三塘湖盆地、吐哈盆地)(涂志民, 2021; 匡立春, 2022)。

2.2 开发进展

新疆煤层气勘探开发取得了一系列标志性成果。①针对高倾角煤层探索出了顺储层走向的“L”形定向井钻完井工艺、煤层走向连续油管底封拖动水力喷砂射孔分段压裂工艺等适配性技术成果。②发现了一批高产井,如塔北赋煤带的 BCS-30L 水平井和 BCS-1 定向井稳产分别为 $7.7 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $4 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$,淮南赋煤带 CSP-1H 水平井和 CS11-向 2 定向井最高产量分别达 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。③2013—2022 年,新疆开展煤层气勘查项目 30 余个,累计探明储量约 $3 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 。④建立了产能 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 和产量 $7500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ 的先导示范区(汤达祯等, 2021; 李瑞明等, 2022),如塔北赋煤带的库拜煤层气示范区是新疆首个煤层气液化(LNG)基地,目前生产效益持续营收;淮南赋煤带建立了乌河东(米东)、阜康白杨河、阜康四工河煤层气先导试验区,配套了日处理能力 $21 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的压缩天然气站(CNG)。截至 2023 年 8 月,新疆共施工煤层气井 460 口,达到 $2.1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产能建设规模。计划到“十四五”末,围绕淮南和塔北赋煤带分别建成 $13 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、 $7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产能(杜世涛等, 2023)。

2.3 开发利用契机

2023 年,国家层面和新疆维吾尔自治区先后进一步出台了简化新增和探转采审批流程、中长期规划布局、政策激励、组建煤层气专业勘探开发机构等重大举措(表 3)。重点包括:①依据以往煤层气工作

表 3 新疆煤层气战略举措(据杜世涛等, 2023)

Table 3 Brief table of strategic measures of coalbed methane in Xinjiang

部门	时间	举措	目标
自然资源部	2023年5月	印发《关于进一步完善矿产资源勘查开采登记管理的通知》	简化新矿种申请、探转采和矿权出让审批流程
新疆维吾尔自治区政府、新疆煤田地质局	2023年5月	《新疆煤层气勘查实施方案》	中长期规划布局:在乌鲁木齐市、昌吉、拜城县、巴里坤县、托克逊县、巴州轮台县、尼勒克县等地区布局项目11个。计划“十四五”末,准噶尔盆地南缘和塔里木盆地北缘分别形成 $13 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、 $7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产能
新疆发改委、财政厅	2023年6月	制订《自治区天然气(煤层气)勘探开发激励政策》、新疆《新一轮找矿突破战略行动实施》	政策激励:新疆非常规气开发企业年增产气量大于 $100 \times 10^6 \text{ m}^3$,增产 $1 \text{ m}^3/\text{气}$ 奖补0.2元。配套财政资金近5亿元,公开招标地质勘查项目100个,预计2024年超30亿元投入煤系气的勘探开发
新疆维吾尔自治区政府	2023年7月	组建新疆亚新煤层气投资开发(集团)有限责任公司	为打造全国能源战略保障基地“排兵布阵”

的探采成果,科学规划新疆煤层气产业布局及发展方向;②落实新疆煤层气本地企业的资金激励政策,减轻企业的资金负担;③财政注入资金产业示范引导,一方面对关键技术集中攻关,另一方面向社会展示新疆煤层气规模和质量发展的决心;④组建专业机构,聚集煤层气区块资源、管理和技术人才、资金和政策优势,驱动新疆煤层气产业发展。短时间的连续“重拳出击”,为新疆煤层气产业奠定坚实基础(杜世涛等,2023)。

3 增储上产壁垒

新疆“十三五”期间煤层气年产量规划目标为 $3\times 10^8\text{m}^3$,实际仅完成了规划目标的27.45%(李瑞明等,2022;徐凤银等,2022),较大的差距凸显了煤层气产业发展难题。“十四五”期间又面临能源紧张和“碳达峰、碳中和”的双重重任(张道勇等,2018;霍超,2020;杜世涛,2023)。因此,厘清以往煤层气探采技术瓶颈,破解壁垒成为新疆煤层气产业规模性发展的首要任务。

3.1 以往煤层气勘探未充分关注煤系气

煤系中煤层、砂岩层、泥页岩层往往相互叠置(石昕,2000),煤和泥页岩有机质生成的气会在自身存储饱和后逸散至临近的砂岩层,聚集为煤系气藏(杜世涛等,2022,2023),这类复合气藏在非常规油气资源中占较大比例(秦勇,2022)。如2017年中国地质调查局贵州六盘水杨煤参1井最高产气量 $5011\text{m}^3/\text{d}$,据此井估算的同等区域煤系气是单独煤层气资源量的6倍;塔北库车坳陷的14个煤系气田,克拉2气田资源丰度 $59.05\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$,克拉2-7井累计煤系气产量超过 $125\times 10^8\text{m}^3$,克深气田是国内第一个储层深度大于6000m的超深层煤系气田,这3个煤系气田占塔里木盆地资源量的90%以上(杜世涛等,2022);准噶尔盆地淮南、准东区块煤层气碳同位素组合特征指向成熟腐泥型气,判断气来源于深部高成熟煤系烃源岩(杜世涛等,2018;郭绪杰等,2021;陈尚斌等,2023)。

据估算(张道勇等,2018;邹才能等,2019;霍超,2020;杜世涛等,2023),新疆煤系致密砂岩气与泥(页)岩气资源量 $13.09\times 10^{12}\text{m}^3$,煤系气潜力巨大。据塔北赋煤带煤层气随钻气测录井资料,泥页岩层和砂岩层显示以甲烷为主要成分的气测异常;淮南赋煤带下侏罗统八道湾组4层主力煤层间的厚层砂

岩,在空间上构成源-储叠置的致密砂岩气层。然而,由于煤层气的关键技术尚未突破(下文所指),向煤系气勘探开发层面的拓展受到限制,若能实现煤系气(煤层气、页岩气、砂岩气)的同勘共采,势必提升单井产量。

3.2 复杂构造条件严重影响整个生产过程

新疆地区侏罗纪煤系受多次造山运动改造(陈建平等,2019;汤达祯等,2021;凡闪等,2022;李瑞明等,2022;杜世涛等,2024),具有煤层倾角大、露头无覆盖、深部煤体展布(走向和倾向)变化大等特征(图3-a, b, e)。若不能对煤系地层的特殊性有确切的掌握并通过工程手段控制,则对甜点区圈定、井位优选、精准中靶等都是挑战(凡闪等,2022)。这一点在塔北与淮南表现的相当明显,致使同区域同类型井产气量差别达5倍。

以塔北库拜煤层气示范区为例,一口轨迹1000m的定向井钻遇的地层倒转达4处,煤层在垂向剖面上呈“S”形展布(图3),对于地层对比/判层→井孔轨迹定向(井斜及水平井方位控制)→严重制约中靶目的层(水平井煤层钻遇率低);压裂施工中易出现水砂分离,砂大量堆积在井筒周围,造成压裂造缝效果可控制度极低;在排采中(多以合层排采为主)煤层气解吸自上而下以井筒为中心向四周立体展开,层间、井间、井组间耦合动态不明确。结果为:①井孔质量差(通常表现为狗腿度大),造成抽采管柱磨损严重,增加了抽采成本;②部分井不能按设计中靶,无法投产;③有效压裂控制范围小,井组之间存在大量的煤层气提储空白区,造成有利区的浪费,区块产能与预期相差较大。以上复杂的煤层赋存条件所采用的钻压排方案主要照搬异地成功经验,是造成本地区块整体产量低的重要原因。

3.3 深部煤层气地质条件控制程度十分有限

新疆1000~2000m深度区间的煤层气资源量占比近70%(表4)。区内也有深部高产煤层气井的实例,如淮南赋煤带齐8井目的层2011~2031m,最高产气量达 $55320\text{m}^3/\text{d}$;准噶尔盆地白家海凸起气探1H井垂深2385.84m,最高产气量为 $5.7\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,稳产期 $2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$;彩504井井段2567~2583m,最高产气量为 $7300\text{m}^3/\text{d}$,稳产期为 $2300\text{m}^3/\text{d}$,预测白家海至五彩湾煤层气有利区面积 3030km^2 ,资源量高达 $8155\times 10^8\text{m}^3$ (汤达祯等,2021;龚德瑜等,2022)。但1000m以深工程控制极少,缺乏煤层控

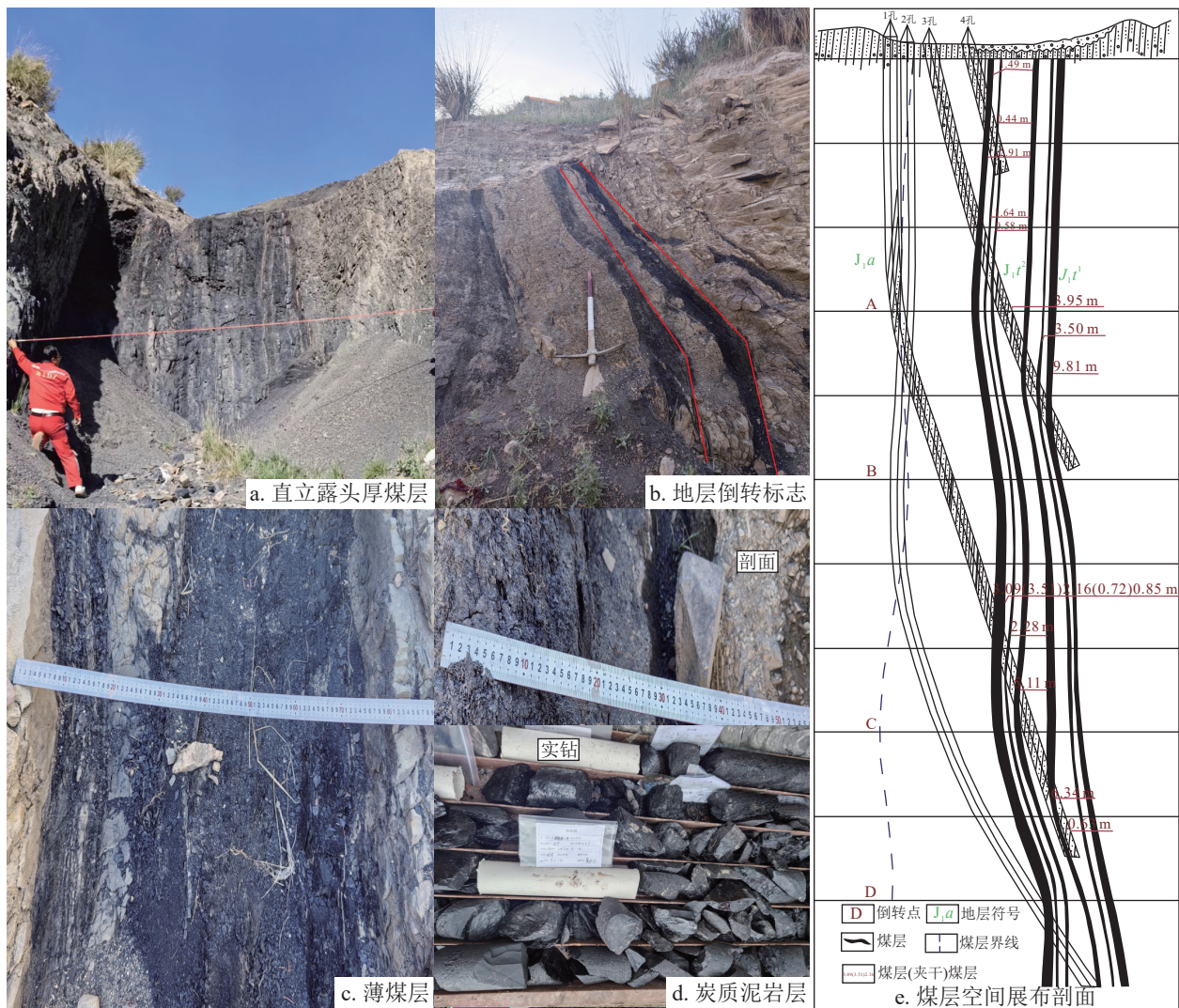


图 3 塔北赋煤带煤层产状剖面图

Fig. 3 Cross sections of coal seam occurrence in the Tabei coal belt

表 4 不同埋深情况下新疆煤层气资源评价结果
(据中联煤层气公司, 2023)

Table 4 Coalbed methane resources of Xinjiang in different depth		10 ⁸ m ³		
区域	埋深/m			
	<1000	1000~1500	1500~2000	
准噶尔	11733.50	8894.80	10459.40	
吐哈	4339.31	3722.63	3582.38	
塔里木	2173.41	4622.81	6176.46	
天山	3855.09	6064.88	6341.53	
三塘湖	698.09	1002.12	1481.60	
合计资源量	22799.40	24307.24	28041.37	
比例/%	30.34	32.35	37.31	

制依据,煤岩煤质、煤储层压力、含气性、渗透率等关键参数没有明确的认识(杨陆武等, 2021; 蒋曙鸿等, 2023),即 1000 m 以深是勘探盲区,是深部煤层气甜点和井位优选、工程设计和质量控制的极大挑战。

3.4 以往忽略了较薄煤层的勘探开发潜力

沁水盆地潘河区块薄煤层(厚度小于 1.3 m,平均厚度 0.6 m)开发项目建成投产的 3 a 时间里,累计产量达 1.8×10⁸ m³,日产量占比攀升至该区块总产量的 50%(张兵等, 2023),实现了薄煤层煤层气规模性开发。对比新疆的煤系特征,以塔北赋煤带主要煤田库拜、阳霞和温宿煤田为例(图 3-b, c, e),厚度小于 1.0 m 的煤层占总煤层数的 52%~89%,其厚度占煤层总厚的 35%~93%(表 5)。由于厚煤层煤层气开发技术有待完善和大面积的厚煤层空白区待选,目

表 5 塔北赋煤带主要煤田煤层 (据新疆煤田地质局, 2017)

Table 5 Statistics of coal seams in main coalfields of Tabei coal belt

煤田	煤层层数	煤层厚度/m	可采层数	可采厚度/m
温宿煤田	7~9	15.39~44.41	6~8	6.12~15.52
库拜煤田	12~25	33.59~36.17	13	31.21
阳霞煤田	28	17.04~72.66	18-19	39.63

前新疆煤层气工作主要针对 5 m 以上厚煤层, 厚度小于 5 m 的煤层几乎未被煤层气勘探开发工作考虑, 若把这部分薄煤层加以利用, 对于提高单井产量和区块产能都是不小的提升。

3.5 煤矿瓦斯抽采利用与煤层气开发不协调

据新疆煤炭交易中心数据, 近 10 a 煤炭产量趋势持续攀升(图 4-a), 产量的需求导致煤炭掘进深度和面积增加, 瓦斯隐患和环境问题也随之增大(王恩元等, 2022)。受矿权、单矿井瓦斯抽采量低, 瓦斯集输设备投入大, 利用成本高等的制约, 煤矿与煤层气开发企业少有合作, 矿方往往选择直接将瓦斯排放, 造成资源浪费与环境污染(王恩元等, 2022;)。据统计资料, 2012—2023 年新疆煤矿年瓦斯抽采量处于很低水平, 利用率不到 10%(图 4-b), 削减了煤层气产量的又一部分。

4 应对策略

4.1 煤系气综合开发利用——单井提产

新疆煤系气综合开发利用战略分两步走: 第一步是利用当前煤层气勘探开发条件, 探索性先行。具体思路是: ①针对新区新煤层气井, 建议在项目设计之初, 根据前期资料预测页岩气/致密砂岩气地层

钻遇情况, 并在钻井过程中落实储层保护措施和布置录井、取样工作量, 为后期开发的可行性做准备; ②针对老区煤层气井, 开展以往地质、钻井、录井、测井等资料的综合分析, 锁定具有开发潜力的页岩气/致密砂岩气层位, 在老孔中压裂试采。第二步是在第一步页岩气/致密砂岩气储层特征认识的基础上, 开展煤层气、页岩气和致密砂岩气储层同层、临层、同井和临井储层提储动态研究, 掌握储层渗流运移规律, 实现不同储层合采以提高单井产能, 向煤系气合层高效共采方向探索(图 5)。

4.2 地质工程一体化——新区技术升级

以工程技术适应复杂构造的技术突破思路, 设计配套技术、工程、设备破解复杂地质条件。根据以往勘探开发经验, 新老区块技术措施需“因地制宜”(图 6)。

对于成熟和资料相对丰富的老区块: 整合地层、岩性、深度、倾角、方位和煤层厚度、煤阶、含气量、孔渗、压力、温度、地应力、储层水矿化度等基础数据、系统精准刻画储层特征、识别煤层气富集控制关键因素。

针对新区的建议策略: ①创新工作手段, 普及专业技术人员对 Landmark、Petrel 等专业软件的运用, 集成老区老井数据进行地质与构造的反演与再认识, 建立精准三维地质模型指导选区和可视化钻井; ②提高井身质量和钻井效率, 使用无线随钻结合动力钻具技术和近钻头全方位伽玛仪器采集地层数据, 提高钻井效率和煤层钻遇率; ③建立煤层气井岩屑和岩心库, 保留原始实物资料, 支持直观实物分析研究和精确指导地层判别和储层物性验证; ④优化储层改造技术, 采用压裂裂缝监测和示踪剂等手段,

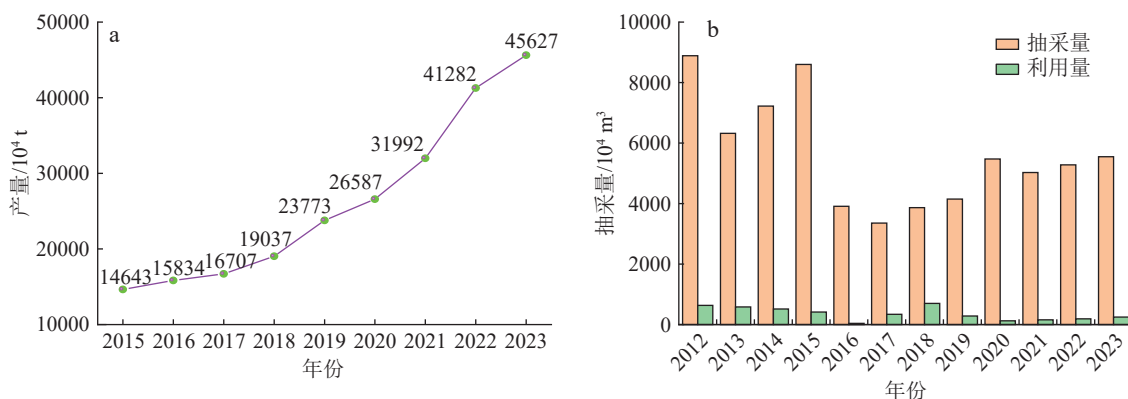


图 4 新疆煤炭产量(a)和煤井瓦斯抽采与利用量(b)年变化图

Fig. 4 Coal production (a) and coal-mine gas extraction and utilization (b) in Xinjiang over the years

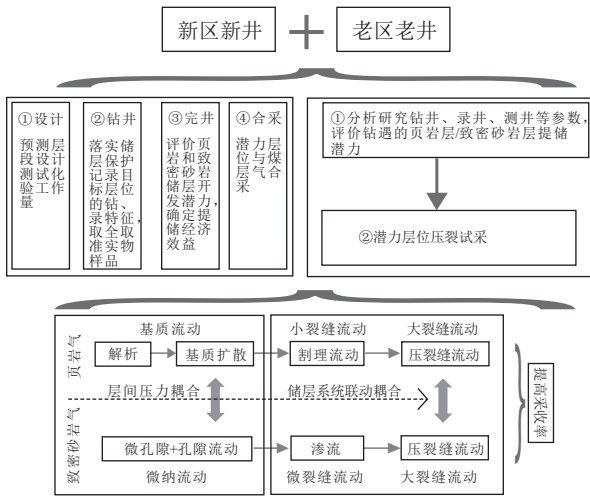


图 5 新疆煤层气综合开发思路

Fig. 5 Illustrates the comprehensive development strategy for coalbed methane in Xinjiang

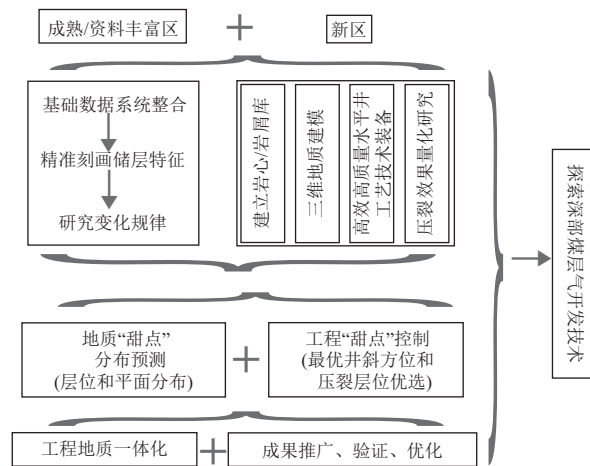


图 6 技术突破方法思路

Fig. 6 Technological breakthrough ideas and methods

量化层间或段间影响半径, 营造压降漏斗形成的条件。在区域认识精细化的基础上, 组建由沉积学、构造学、煤层气地质学、岩石力学、钻井工程、地质导向等为主的团队, 精确工程和地质“甜点”最终实现“工程地质一体化”, 破解复杂构造对产能的制约。对于已取得显著效果的成果, 动态验证和优化, 逐步推广。

在区域工程技术运用的基础上, 逐步向 1000 m 以深的煤系气储层拓展, 最终实现深部煤层气的成功开发。

4.3 低成本提产——老区资源充分开发

煤层气开发受限于经济效益(张道勇等, 2018;

秦勇等, 2022; 徐凤银等, 2022), 提高经济效益的思路包括提高单井产能与节约工程成本。

提高单井产能, 不舍“边际资源”是提高单井产能的最有效的手段。根据潘河区块开发成功案例(陈尚斌等, 2023; 张兵等, 2023), 薄煤层也可以是新疆煤层气增储上产的潜力层位。建议薄煤层与厚煤层协同开发, 综合排采提高单井产能。

节约成本, 老井改造是其途径之一(图 7)。钻井、录井、测井和固井占整个口井费用的 60% 以上, 若能实现枯竭井全部或部分井段的再利用, 势必大大减少工程费用。①定向井侧钻加深, 实现深部煤层气的低成本高效开发; ②定向井侧钻造水平井, 实现水平段深+长的施工目的; ③定向井创造性侧钻构架组合, 改造定向井为 U 型井; ④水平井定向井化, 水平井目的层是区域单层厚煤层, 其上部定向段穿过多层较薄煤层(图 3-e), 把下部水平段打塞封堵, 针对上部薄煤层射孔压裂投产; ⑤水平井侧钻加深, 在水平井定向段侧钻延伸, 再造水平段。

以上老井再利用方案需要根据区域资源潜力、煤层空间结构、枯竭井孔轨迹特征等为依据, 灵活选择。

4.4 煤与煤层气协调开发——资源科学综合利用

新疆煤田勘探最大埋深为 1000 m, 若将煤炭矿权设置在 1000 m 以浅, 在现行矿权管理制度框架下, 新获取的煤层气区块目的层埋深会大于 1000 m。在此前提下, 煤与煤层气协调开发需要建立“上煤下气”和“先气后煤”的协同发展机制。

对于 1000 m 以浅的中高瓦斯矿井, 鼓励煤炭企业开展井下瓦斯抽采, 同时煤层气企业与煤炭企业合作选择性地面抽采, 实现瓦斯突出煤层的“先抽后采”, 达到瓦斯治理“时空”顺序衔接, 做到“抽、掘、采”平衡, 确保煤矿安全生产。

1000 m 以深由煤矿企业协助煤层气企业深度开发, 不同企业共用地面管道、压缩机、气体净化处置等集输设施。此举客观上具有降低瓦斯治理和煤层气抽采利用成本, 转双方同区域作业争端为合作双赢的可行性, 将打开瓦斯治理与煤层气开发相协调的新局面。

5 结 论

(1) 经过近 15 a 的煤层气勘探开发探索证实, 新

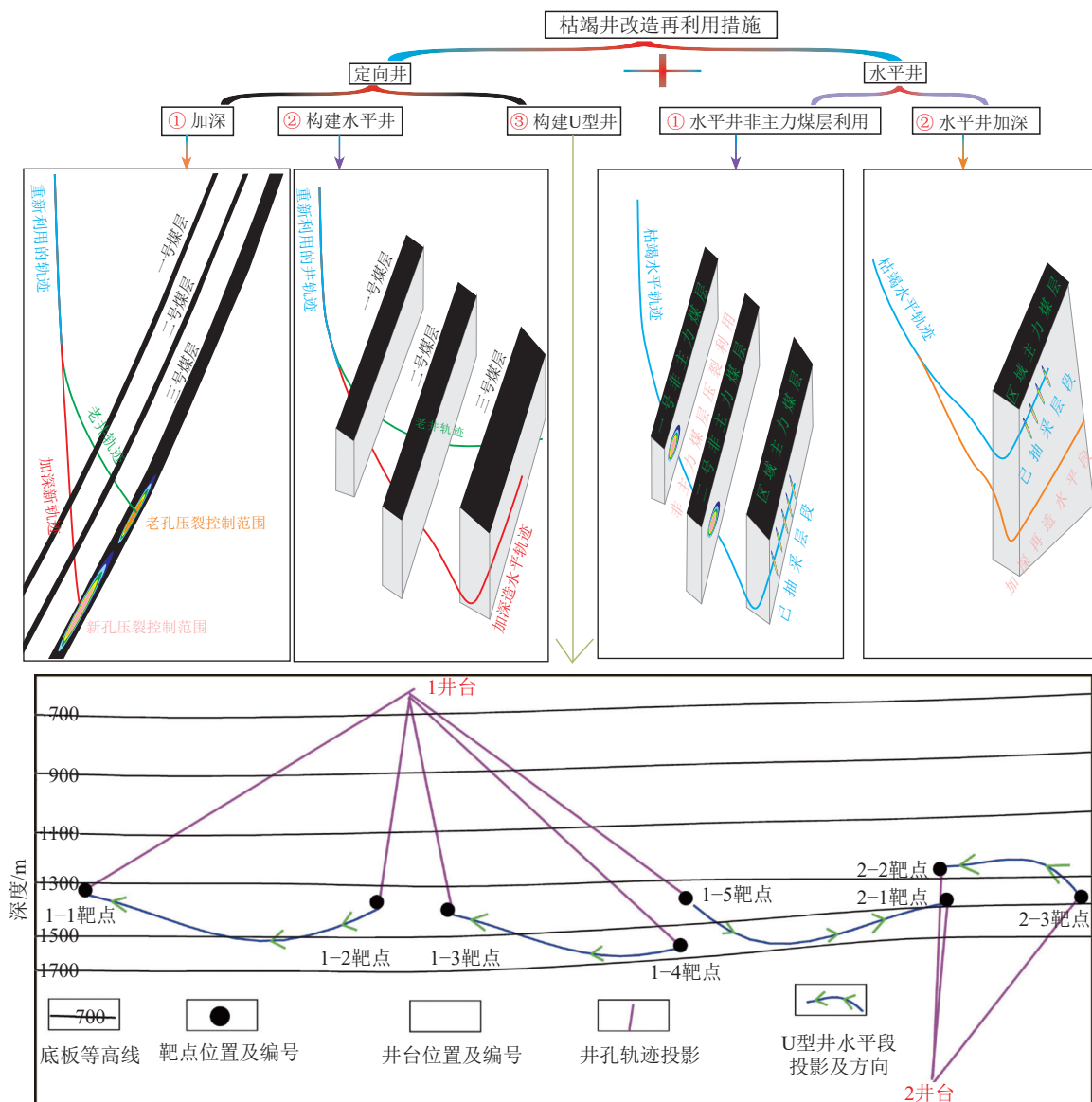


图7 煤层气老井改造示意图

Fig. 7 Schematic diagram of coalbed methane depleted well reconstruction

疆地区煤层厚、孔渗较高、煤层气资源赋存量、赋存范围集中,具备大规模效益开发的基础。目前,新疆煤层气资源实现了初步开发利用。

(2)当前新疆煤层气产业迎来大规模发展契机,但煤层气勘探开发思路滞后、工程技术与特殊构造的针对性契合不够、深部煤层气资源动用技术不成熟、“边际资源”的忽略、煤矿区瓦斯资源的利用率低等因素仍然束缚煤层气增储上产。

(3)推动新疆煤层气产业振兴的策略是:以煤系气同勘共采实现单井产能的提高,以工程地质一体化思路实现煤层气新区块技术升级,以煤层气枯竭井灵活组合再利用,低成本盘活煤层气老区块,通过

“上煤下气”和“先气后煤”的开发模式,实现煤与煤层气协调发展。

References

- Cheng J P, Wang X L, Ni Y Y, et al. 2019. Genetic type and source of natural gas in the southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 46(3): 461–473(in Chinese with English abstract).
- China United Coalbed Methane Co., LTD. 2023. Investigation report of 7 coalbed methane cases in Xinjiang [R]. (in Chinese).
- Du S T, An Q, Chang Z T, et al. 2023. The exploration and development of coalbed methane in Xinjiang are entering a new stage[J]. Unconventional Oil & Gas, 10(6): 1–7(in Chinese with English

- abstract).
- Du S T, Liao Q Z, Huang C S, et al. 2022. Geological characteristics of Jurassic shale gas and identification of potential exploration areas in Junggar Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 9(5): 43–50(in Chinese with English abstract).
- Du S T, Zhao M, Liao F X, et al. 2024. Thinking of CBM exploration with high dip angle and “open air” dual characteristics: A case of Xinjiang CBM reservoir[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 11(2): 18(in Chinese with English abstract).
- Du S T, Tian J J, Li Z T, et al. 2018. Permian shale gas reservoir characterization and favorable area identification in Junggar Basin[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 25(2): 49–55,69(in Chinese with English abstract).
- Fan S, Lu Y H, Li L, et al. 2022. Geochemical characteristics, distribution and petroleum geological significance of Triassic-Jurassic source rocks in the Tugeerming and surrounding areas of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 33(12): 2074–2086(in Chinese with English abstract).
- Guo X J, Zhi D M, Mao X J, et al. 2021. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 26(6): 38–49(in Chinese with English abstract).
- Gong D Y, Zhao C Y, He W J, et al. 2022. Genetic types and exploration potential of natural gas at northwestern margin of Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 43(1): 161–174(in Chinese with English abstract).
- Huo C. 2020. Research on distribution characteristics and exploration and development layout of coal resources in Xinjiang[J]. *China Coal*, 46(10): 16–21(in Chinese with English abstract).
- Jiang S H, Shi S Z, Zhao K, et al. 2023. Exploration prospect and development direction of deep coal and coalbed methane[J]. *Science and Technology Review*, 41(7): 106–113(in Chinese with English abstract).
- Kang L C, Wen S M, Li S X, et al. 2022. Accumulation mechanism and exploration breakthrough of low-rank CBM in the Tuha-Santanghu Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 42(6): 33–42(in Chinese with English abstract).
- Li E T, Jin J, Wang J, et al. 2022. Geochemical characteristics and genesis of mid-to-shallow natural gas on the periphery of Shawan Sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 43(1): 175–185(in Chinese with English abstract).
- Li R M, Zhou Z X. 2022. Development status and thoughts on coalbed methane industry in Xinjiang[J]. *Coal Geology & Exploration*, 50(3): 23–29(in Chinese with English abstract).
- Liu D M, Jia Q F, Cai Y D. 2022. Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China[J]. *Coal Science and Technology*, 50(1): 196–203(in Chinese with English abstract).
- Qin Y, Shen J, Shi R. 2022. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 47(1): 371–387(in Chinese with English abstract).
- Shi X. 2000. Geological and geochemical characteristics of coal-derived hydrocarbons in the Kuqa Depression of the Tarim Basin[D]. Doctoral Dissertation of Petroleum Exploration and Development Research Institute: 42–58(in Chinese with English abstract).
- Tang D Z, Yang S G, Tang S L, et al. 2021. Advance on exploration-development and geological research of coalbed methane in the Junggar Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 46(8): 2412–2425(in Chinese with English abstract).
- Tu Z M, Wang X G, Che Y Q, et al. 2021. Controlling factors on CBM accumulation in low rank coal in Santanghu Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 42(6): 683–689(in Chinese with English abstract).
- Wang E Y, Zhang G R, Zhang C L, et al. 2022. Research progress and prospect on theory and technology for coal and gas outburst control and protection in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 47(1): 297–322(in Chinese with English abstract).
- Wang E Y, Li Z H, Li B L, et al. 2022. Big data monitoring and early warning cloud platform for coal mine gasdisaster risk and potential danger and its application[J]. *Coal Science and Technology*, 50(1): 142–150(in Chinese with English abstract).
- Wu B, An Q, Du S T. 2020. Adaptability analysis and well type optimization of coalbed methane production wells in Kubai coalfield[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 7(2): 94–102(in Chinese with English abstract).
- Xinjiang Coal Geology Bureau. 2010. Evaluation report of Xinjiang coal resources potential[R](in Chinese).
- Xinjiang Coal Geology Bureau. 2017. Exploration of coalbed methane resources in Kubai coalfield, Xinjiang[R](in Chinese).
- Xu F Y, Yan X, Lin Z P, et al. 2022. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 50(3): 1–14(in Chinese with English abstract).
- Yang L W, Cui Y H, Wang G L. 2021. Analysis of technical and regulational aspects affecting China CBM progresses[J]. *Journal of China Coal Society*, 46(8): 2400–2411(in Chinese with English abstract).
- Zhang B, Li Y, Jia Y T, et al. 2023. Characteristics and commingled natural gas production breakthrough of thin and ultra-thin coal beds in the Panhe Block of the Qinsui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 43(10): 83–93(in Chinese with English abstract).
- Zhang D Y, Zhu J, Zhao X L, et al. 2018. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 43(6): 1598–1604(in Chinese with English abstract).
- Zhang Y, Zhu G H, Zheng Q G, et al. 2022. Distribution characteristics of coalbed methane resources in China and recommendations for exploration research[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 9(4): 1–8,45(in Chinese with English abstract).
- Zou C N, Yang Z, Huang S P, et al. 2019. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 46(3): 433–442(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

陈建平, 王绪龙, 倪云燕, 等. 2019. 准噶尔盆地南缘天然气成因类型与

- 气源[J]. 石油勘探与开发, 46(3): 461–473.
- 陈尚斌, 侯晓伟, 屈晓荣, 等. 2023. 煤系气叠置含气系统与天然气成藏特征——以沁水盆地榆社—武乡示范区为例[J]. 天然气工业, 43(5): 12–22.
- 杜世涛, 廖清志, 黄传松, 等. 2022. 准噶尔盆地侏罗系页岩气地质特征及勘探潜力区识别[J]. 非常规油气, 9(5): 43–50.
- 杜世涛, 田继军, 李沼鹤, 等. 2018. 准噶尔盆地二叠系页岩气储层特征及潜力区优选[J]. 特种油气藏, 25(2): 49–55, 69.
- 杜世涛, 安庆, 常智泰, 等. 2023. 新疆煤层气勘探开发迈向新阶段[J]. 非常规油气, 10(6): 1–7.
- 杜世涛, 赵明, 廖方兴, 等. 2024. 高倾角和“通天”双重特征煤层气勘探思考——以新疆煤层气储层为例[J]. 非常规油气, 11(2): 1–8.
- 凡闪, 卢玉红, 李玲, 等. 2022. 塔里木盆地库车坳陷吐格爾明及周缘地区三叠系—侏罗系烃源岩地球化学特征、分布规律与油气地质意义[J]. 天然气地球科学, 33(12): 2074–2086.
- 龚德瑜, 赵长永, 何文军, 等. 2022. 准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 43(1): 161–174.
- 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 2021. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 26(6): 38–49.
- 霍超. 2020. 新疆煤炭资源分布特征与勘查开发布局研究[J]. 中国煤炭, 46(10): 16–21.
- 蒋曙鸿, 师素珍, 赵康, 等. 2023. 深部煤及煤层气勘探前景及发展方向[J]. 科技导报, 41(7): 106–113.
- 匡立春, 温声明, 李树新, 等. 2022. 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, 42(6): 33–42.
- 李二庭, 靳军, 王剑, 等. 2022. 准噶尔盆地沙湾凹陷周缘中、浅层天然气地球化学特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 43(1): 175–185.
- 李瑞明, 周梓欣. 2022. 新疆煤层气产业发展现状与思考[J]. 煤田地质与勘探, 50(3): 23–29.
- 刘大锰, 贾奇锋, 蔡益栋. 2022. 中国煤层气储层地质与表征技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 50(1): 196–203.
- 秦勇, 申建, 史锐. 2022. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. 煤炭学报, 47(1): 371–387.
- 石昕. 2000. 塔里木盆地库车坳陷煤成烃地质地球化学特征[D]. 石油勘探开发科学研究院博士学位论文: 42–58.
- 汤达祯, 杨曙光, 唐淑玲, 等. 2021. 准噶尔盆地煤层气勘探开发与地质研究进展[J]. 煤炭学报, 46(8): 2412–2425.
- 涂志民, 王兴刚, 车延前, 等. 2021. 三塘湖盆地低阶煤煤层气成藏主控因素[J]. 新疆石油地质, 42(6): 683–689.
- 王恩元, 李忠辉, 李保林, 等. 2022. 煤矿瓦斯灾害风险隐患大数据监测预警云平台与应用[J]. 煤炭科学技术, 50(1): 142–150.
- 王恩元, 张国锐, 张超林, 等. 2022. 我国煤与瓦斯突出防治理论技术研究进展与展望[J]. 煤炭学报, 47(1): 297–322.
- 吴斌, 安庆, 杜世涛. 2020. 库拜煤田煤层气生产井适应性分析及井型优选[J]. 非常规油气, 7(2): 94–102.
- 新疆煤田地质局. 2010. 新疆煤炭资源潜力评价报告[R].
- 新疆煤田地质局. 2017. 新疆库拜煤田煤层气资源勘查[R].
- 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 2022. 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, 50(3): 1–14.
- 杨陆武, 崔玉环, 王国玲. 2021. 影响中国煤层气产业发展的技术和非技术要素分析[J]. 煤炭学报, 46(8): 2400–2411.
- 张兵, 李勇, 贾雨婷, 等. 2023. 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, 43(10): 83–93.
- 张道勇, 朱杰, 赵先良, 等. 2018. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. 煤炭学报, 43(6): 1598–1604.
- 张懿, 朱光辉, 郑求根, 等. 2022. 中国煤层气资源分布特征及勘探研究建议[J]. 非常规油气, 9(4): 1–8, 45.
- 中联煤层气公司. 2023. 新疆 7 宗煤层气调研报告[R].
- 邹才能, 杨智, 黄士鹏, 等. 2019. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. 石油勘探与开发, 46(3): 433–442.